



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL
GAS NATURAL PRESENTES EN EL YACIMIENTO S2 KG-01,
ASOCIADO AL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS**

REALIZADO POR:

KELLY GABRIELA HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para

Optar Al Título De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, DICIEMBRE DE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS
NATURAL PRESENTES EN EL YACIMIENTO S2 KG-01, ASOCIADO AL
PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS.**

REALIZADO POR:

KELI Y GABRIELA HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

CI: 20.002.187

REVISADO POR:

Ing. Martha Espinoza

Asesor Académico

Ing. Ronald Torres

Asesor Industrial

MATURÍN, DICIEMBRE DE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS
NATURAL PRESENTES EN EL YACIMIENTO S2 KG-01, ASOCIADO AL
PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS.

REALIZADO POR:

KELLY GABRIELA HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

CI: 20.002.187

APROBADO POR:


Ing. Hortensia Calzadilla

Jurado Principal


Ing. Martha Espinoza

Asesor Académico


Ing. Jorge Guevara

Jurado Principal


Ing. Ronald Torres

Asesor Industrial

MATURÍN, DICIEMBRE DE 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

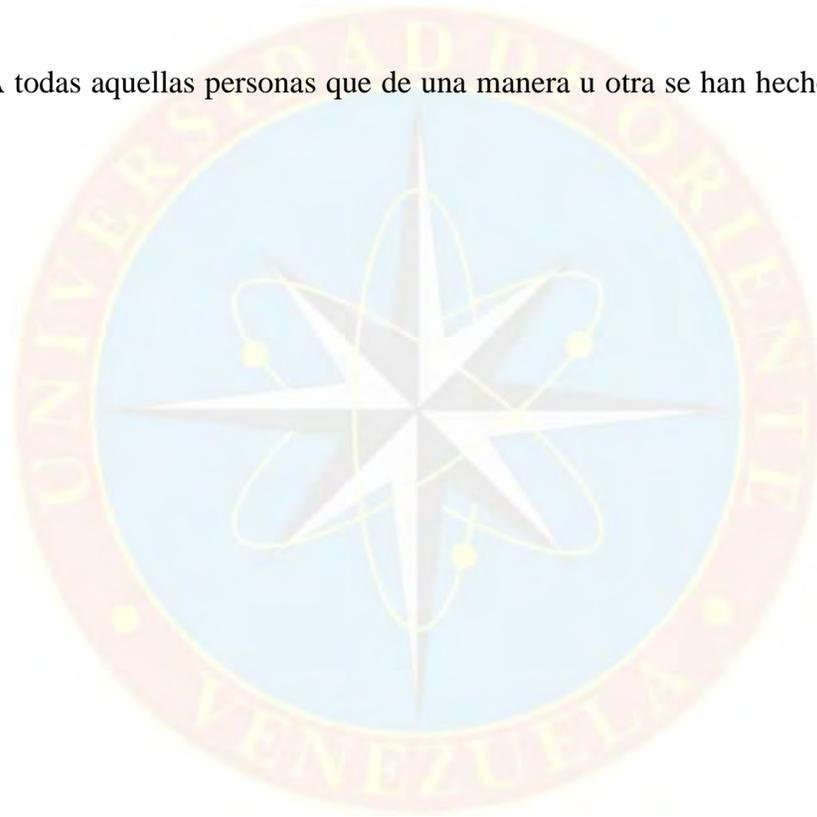


DEDICATORIA

Principalmente este logro está dedicado a Diosito.

A mis padres, los cuales cada uno y con su forma particular, han colaborado con el cumplimiento de esta meta, y por siempre haber estado conmigo,

A todas aquellas personas que de una manera u otra se han hecho parte de este logro.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme vivir esta experiencia, con todos los altibajos, tropiezos y logros, a los que uno como estudiante se enfrenta día a día.

A mi papá Luis Hernández, por ser un pilar muy importante en mi vida.

A mi mamá Isabel Rodríguez, por todo lo que me ha brindado y apoyado en este camino.

A mi hermano Kevin Hernández, por siempre estar ahí, escuchando y apoyándome en todo.

A mi Asesora académica, Profe. Martha Espinoza, y a mi Asesor industrial Ronald Torres por el compromiso asumido con este trabajo, por sus recomendaciones y sugerencias para mejorar cada día esta investigación.

A todo el departamento de la Gerencia técnica de la Empresa Mixta Petrolera Kaki, en especial a las Ingenieras Marisabel Vera, Maria F. Medina y Karla Graterol; y al Ing. Angel Chavero; los chicos del “cyber”.

A mis amigos y compañeros de clases, especialmente mi compa Krystal Cesín, a Jesús Güilarte, a mi amiga Fior Moreno, y al supervecino Andresito

“Gracias a todos”

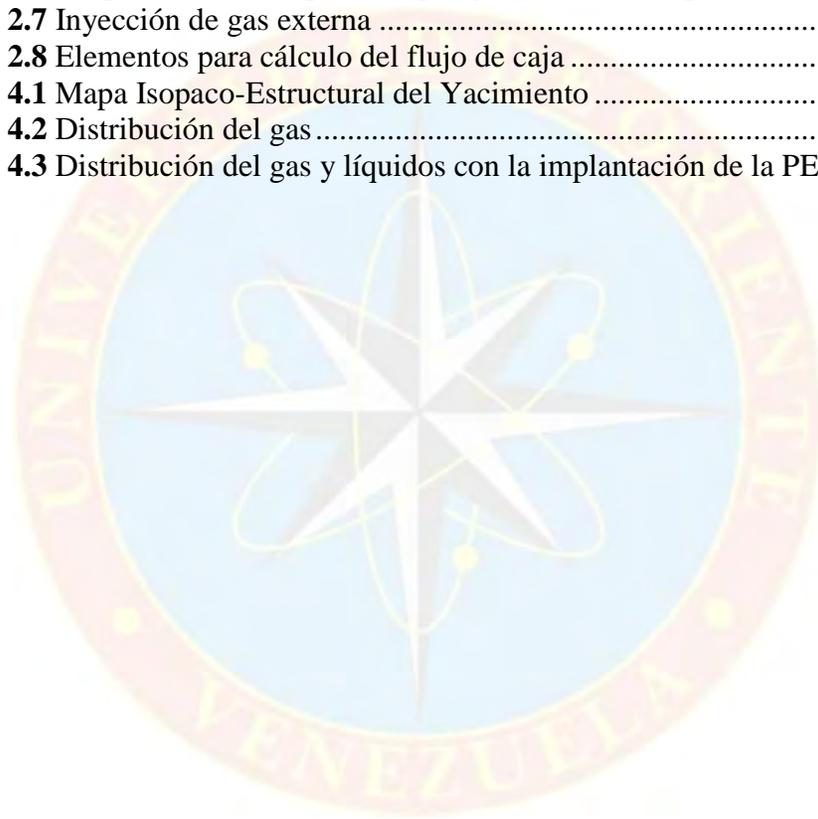
ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE GRÁFICOS	x
LISTA DE TABLAS	xi
RESÚMEN	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.4 DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	8
2.3.1 Gas natural.....	8
2.3.2 Riqueza de un gas (GPM).....	8
2.3.2.1 Gas pobre o Gas seco.....	9
2.3.2.2 Gas Rico o Gas Húmedo.....	10
2.3.2.3 Gas Condensado.....	11
2.3.5 Líquidos del Gas Natural (LGN).....	12
2.3.6 Planta De Extracción de Líquido (PEL).....	12
2.3.7 Producción de los Líquidos del Gas Natural (LGN).....	13
2.3.8 Métodos de recuperación.....	13
2.3.8.1 Inyección de gas.....	14
2.3.9 Recirculación de gas.....	15
2.3.10 Ecuación Generalizada De Balance Materiales Generalizada (EGBM).....	17
2.3.11 Relación Petróleo Volátil/ Gas, Rv.....	18
2.3.12 Evaluación Económica.....	19
2.3.12.1 Propuestas Generadoras de Ingresos.....	19
2.3.13 Indicadores Económicos:.....	23
2.3.13.1 Valor Presente Neto.....	24
2.3.13.2 Tasa Interna de Retorno.....	24
2.3.13.3 Tiempo de Pago.....	24

2.3.13.4 Eficiencia de la inversión.....	24
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	24
CAPÍTULO III.....	26
MARCO METODOLÓGICO	26
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	26
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.	26
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	27
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	28
3.4.1 Descripción del proyecto de inyección de gas en el yacimiento S2 KG-01.....	28
3.4.2 Validación de reservas oficiales de hidrocarburos, mediante balance de materiales.....	28
3.4.3 Estimación de los volúmenes de LGN asociado a las reservas de gas	32
3.4.4 Analizar económicamente la implantación del proceso de extracción de líquidos.....	36
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS UTILIZADAS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	40
3.5.1 Revisión Bibliográfica.....	40
3.5.2 Observación Directa	40
3.5.3 Internet.....	41
3.6 RECURSOS	41
3.6.1 Recursos Humanos	41
3.6.2 Recursos Materiales y Tecnológicos	41
CAPÍTULO IV	42
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	42
4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS EN EL YACIMIENTO S2 KG-01.....	42
4.2 VALIDACIÓN DE RESERVAS OFICIALES DE HIDROCARBUROS, MEDIANTE BALANCE DE MATERIALES	51
4.3 ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE LGN ASOCIADO A LAS RESERVAS DE GAS.....	55
4.4 ANALIZAR ECONÓMICAMENTE LA IMPLANTACIÓN DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS	55
CAPÍTULO V.....	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	60
5.1 CONCLUSIONES	60
5.2 RECOMENDACIONES	61
BIBLIOGRAFÍA.....	62
APÉNDICES.....	64
HOJAS METADATOS.....	126

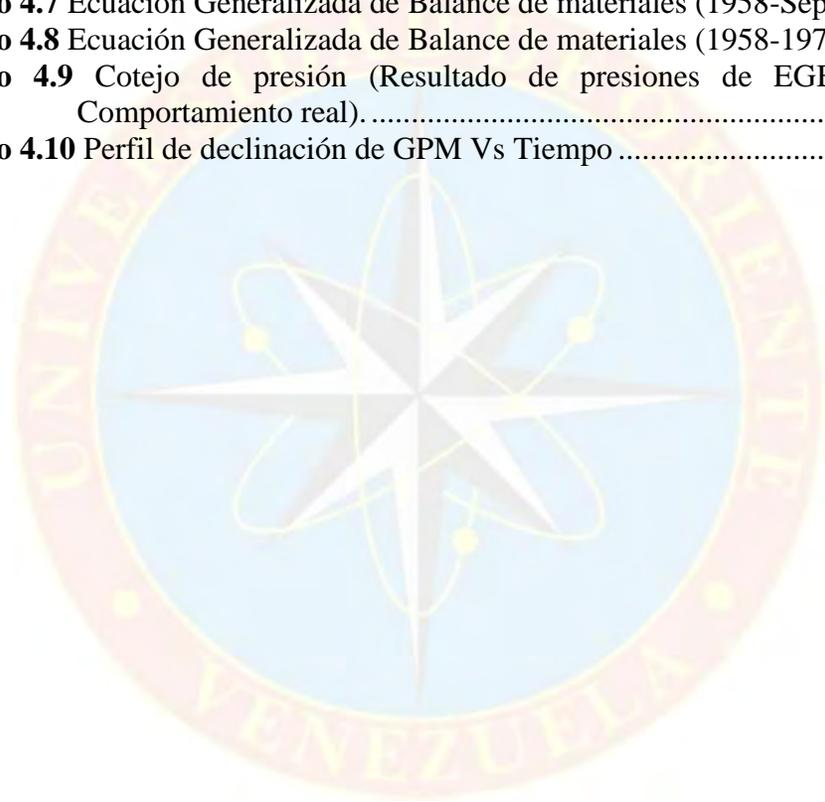
LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del Campo Kaki.....	6
Figura 2.2 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina.....	7
Figura 2.3 Diagrama de fases del gas seco.	9
Figura 2.4 Diagrama de Fases del gas húmedo.....	10
Figura 2.5 Diagrama de Fases del gas condensado.....	11
Figura 2.6 Desplazamiento de petróleo por gas en un medio poroso.	16
Figura 2.7 Inyección de gas externa	16
Figura 2.8 Elementos para cálculo del flujo de caja	20
Figura 4.1 Mapa Isopaco-Estructural del Yacimiento	43
Figura 4.2 Distribución del gas	50
Figura 4.3 Distribución del gas y líquidos con la implantación de la PELK.....	56



LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 Histórico de producción de petróleo acumulado.....	44
Gráfico 4.2 Histórico de presión del Yacimiento S2 KG-01	45
Gráfico 4.3 Histórico de producción de agua acumulado	48
Gráfico 4.4 Inyección de Gas por pozos	49
Gráfico 4.5 Cotejo de presión (Resultado Mbal Vs Comportamiento real).....	51
Gráfico 4.6 Método gráfico de la ecuación de Balance de materiales (Mbal).....	52
Gráfico 4.7 Ecuación Generalizada de Balance de materiales (1958-Sep/2001).....	53
Gráfico 4.8 Ecuación Generalizada de Balance de materiales (1958-1976).....	53
Gráfico 4.9 Cotejo de presión (Resultado de presiones de EGBM Vs Comportamiento real).....	54
Gráfico 4.10 Perfil de declinación de GPM Vs Tiempo	58



LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Constantes utilizadas para la correlación de Rv.....	32
Tabla 3.2 Premisas para la elaboración de una Evaluación Económica	37
Tabla 3.3 Resumen de los indicadores planteados y su grado de aceptación	40
Tabla 4.1 Datos Iniciales del Yacimiento	42
Tabla 4.2 Volúmenes Acumulados de Inyección y producción.....	43
Tabla 4.3 Volúmenes Acumulados de producción (1958-1976).....	54
Tabla 4.4 Comparación entre Métodos de balance de materiales	55
Tabla 4.5 Resultados arrojados por la evaluación económica.	59





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE.
NÚCLEO DE MONAGAS.
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO.
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA.**

**DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS
NATURAL PRESENTES EN EL YACIMIENTO S2 KG-01, ASOCIADO AL
PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS.**

Autor: Kelly Gabriela Hernández Rodríguez Asesor Industrial Ing. Ronald Torres

C.I. 20.002.187

Asesor Académico Ing. Martha Espinoza

RESÚMEN

El yacimiento S2 KG-01, está ubicado en los Campo Kaki - Bucaral, y es sometido a un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas; en el mismo existe recirculación; debido a que el gas producido es reinyectado, siendo este un gas rico ($GPM=3,8$). Con esta investigación se logró determinar las reservas de LGN asociado al proyecto de inyección de gas en el yacimiento; describiendo el comportamiento del proyecto de recuperación secundaria por inyección, observando producción, inyección y presión, además se describió de manera breve como será el funcionamiento de ésta. De igual forma, por medio de la ecuación generalizada de balance de materiales (EGBM) se determinó que el POES del yacimiento es de 70MMBN, validando así el valor del POES reportado en el libro de reservas del año 2010. Con ayuda del método volumétrico se determinaron los volúmenes de LGN al inicio y fin del proyecto PELK, siendo estos 4,96 MMBN y 1,44 MMBN respectivamente, esto quiere decir que se lograrán extraer 3,52 MMBN de LGN durante el funcionamiento de la planta de extracción de líquido. Por último se realizó un análisis económico de la implantación de la planta de extracción de líquidos, logrando determinar la factibilidad del proyecto.

INTRODUCCIÓN

La Empresa Mixta Petrolera Kaki, S.A. actualmente responsable de la actividad de explotación de los Campos Kaki - Bucaral, se encuentra a 32 Km al Sur – Oeste de la Ciudad de Anaco, estado Anzoátegui, este campo forma parte del Distrito Anaco, Área Operacional por excelencia en cuanto a actividades de Explotación, Perforación, Producción y Transporte de gas; que lo elevan al puesto de Centro Gasífero de Venezuela.

La Arena S2, yacimiento KG – 01 de los Campos Kaki - Bucaral pertenece a la formación Oficina. Este yacimiento ha sido sometido a dos (2) esquemas de explotación, el primero representado por recuperación primaria y el segundo constituido por un proyecto de recuperación secundaria por Inyección de Gas (oficialmente iniciado en el año 1.984), existiendo recirculación de gas durante el proyecto, resaltando que la totalidad del gas producido es inyectado a la formación.

La Empresa Mixta Petrolera Kaki, con el fin de incrementar los recobros de hidrocarburos, decidió diseñar y construir una planta de extracción de líquidos. A raíz de esta estrategia empresarial surge la consecución de esta investigación, cuyo objetivo principal fue determinar las reservas de líquidos del gas natural presentes en el yacimiento S2 KG-01, asociado al proyecto de inyección de gas. Para llevarlo a cabo se estudio el comportamiento del proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas en el yacimiento S2 KG – 01, y se estimó el comportamiento futuro de este yacimiento ante la puesta en marcha de una planta de extracción de líquidos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa Mixta Petrolera Kaki S.A esta encargada de la administración del Área Kaki, la cual esta conformada por cuatro (4) campos operativos: Kaki, Bucaral, Santa fe y Cantaura. La Arena S2 Yacimiento KG-01 de los Campos Kaki- Bucaral pertenece a la formación Oficina, su tipo de fluido es liviano con una gravedad °API de 40 a 45; y ha sido sometido a dos (2) esquemas de explotación, el primero representado por flujo natural o recuperación primaria y el segundo por levantamiento artificial por gas o recuperación secundaria; dicho método consiste en inyectar gas a alta presión a la formación.

La Empresa Mixta Petrolera Kaki, requiere construir una de planta de extracción de líquidos, tomando en cuenta la necesidad de la empresa, se determinó el volumen de líquidos del gas natural presente en el yacimiento S2 KG-01, los cuales serán extraídos y se obtendrá como gas residual un gas seco que se utilizará para la reinyección en el yacimiento, generando esto un mantenimiento de presión, además de lograr el desplazamiento del petróleo remanente. De igual forma se estableció el comportamiento de la declinación de la riqueza del gas producido, a medida que vaya recirculando el gas inyectado, con este perfil se realizó un análisis económico de la implantación del proceso.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Determinar las reservas de líquidos del gas natural presentes en el yacimiento S2 KG-01, asociado al proyecto de inyección de gas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Describir el proyecto de inyección de gas en el yacimiento S2 KG-01.
- Validar reservas oficiales de hidrocarburos, mediante balance de materiales.
- Estimar los volúmenes de LGN asociado a las reservas de gas.
- Analizar económicamente la implantación del proceso de extracción de líquidos.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La Empresa Mixta Petrolera Kaki S.A, busca el desarrollo de sus campos productores, con la creación de la Planta de extracción de Líquidos (PELK), la cual será una de las actividades que aumentará la producción total de hidrocarburos líquidos.

Con la construcción de ésta planta se podrán obtener del gas producido los hidrocarburos líquidos, y se recuperará el gas residual (gas seco) el cual será reinyectado al yacimiento S2 KG-01 propiciando el mantenimiento de presión. Con este estudio se logró observar como será el comportamiento del proceso de extracción de líquidos y el volumen de líquidos del gas natural (LGN) presentes en la Arena S2 yacimiento KG-01, al inicio y fin del proyecto PELK. De igual forma a medida que el gas recircule (por ser un gas seco) causará una vaporización parcial del petróleo, generando un enriquecimiento del gas, que con el pasar del tiempo este irá declinando; además se determinó la factibilidad técnico-económica de la implantación de este proyecto.

1.4 DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO

El desarrollo de este proyecto se llevó a cabo, mediante información y datos obtenidos del yacimiento S2 KG-01, ubicado en los Campos Kaki – Bucaral, los cuales forma parte del Área Kaki y esta ubicado a 32 Km. al Sur-Oeste de la ciudad de Anaco. Con miras a lograr los objetivos propuestos en este estudio, se recolectó y analizó información de la población de pozos inyectoros y productores que estuvieron activos al cierre del mes de septiembre de 2011.

Este estudio se llevó a cabo en 6 meses, con el que se observaron los históricos de producción y de inyección del yacimiento, para de esta forma estudiar el comportamiento del proyecto de inyección de gas; determinar los volúmenes de líquidos del gas, y como será comportamiento de la recuperación de los LGN durante 5 años, tiempo en el cual el proyecto alcanza su límite económico.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Egep Consultores, S. A. (2003), realizó el “Estudio geológico y de yacimientos, Arena S2 Campo Kaki”. Este trabajo se enfocó en realizar recomendaciones que permitieran incrementar la producción y una posible extensión del yacimiento KG-01, Arena S2; además, establece una estrategia de explotación requiriendo la inyección de gas pobre, con el propósito de aprovechar las riquezas del gas en solución con el petróleo remanente.

Marfissi S. (2003), realizó su trabajo especial de grado con la “Evaluación del comportamiento de producción del Campo Kaki – Bucaral, mediante un análisis general del yacimiento, métodos de producción y factibilidades de superficie”. Éste trabajo se basó en la evaluación de los pozos activos, tomando en cuenta sus condiciones de yacimiento como de superficie. De igual forma se realizó un seguimiento a cada uno de los pozos productores del campo, por medio de pruebas de producción para observar su comportamiento con respecto a la inyección de gas en el campo.

Medina M (2007), realizó un trabajo especial de grado sobre el “Estudio del comportamiento de la inyección de gas de la Arena S-2 yacimiento KG-01 del Campo Kaki-Bucaral”, con el objeto de realizar la actualización del estudio de inyección de gas en el yacimiento, y realizar recomendaciones que permitieran la mejor ubicación de los nuevos pozos de desarrollo e inyectores para mejorar el factor de recobro del yacimiento KG – 01, Arena S-2.

Petrolera Kaki (2007), realizó una investigación titulada “Memoria descriptiva PELK” con el objeto obtener la autorización del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo para la construcción de una Planta de Extracción de Líquidos del Gas en Campo Kaki (PELK). En el estudio en cuestión explica el aprovechamiento integral de los fluidos producidos del campo (petróleo, gas y líquidos del gas natural) con la creación de dicha planta.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Geográficamente, el Campo Kaki se encuentra ubicado a 32 Km. al Sur-Oeste de la Ciudad de Anaco y forma parte del Área Kaki, la cual está asignada a la Empresa Mixta Petrolera Kaki. La poligonal de este campo presenta un área de 305,16 Km² (60.000 acres) sobre el lado Oeste de la autopista nacional entre Anaco y El Tigre. (Figura 2.1)

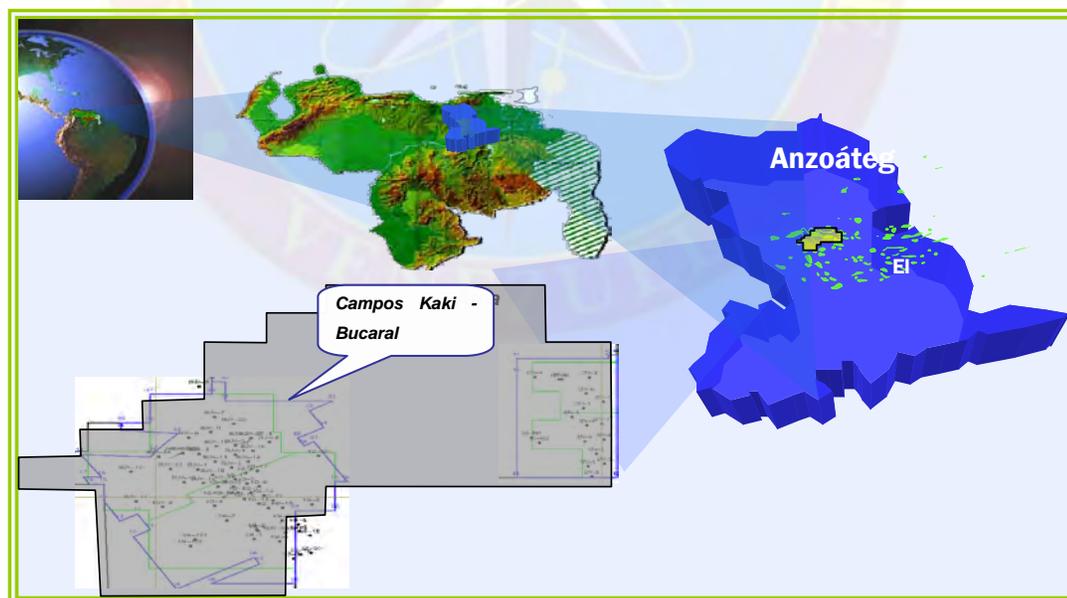


Figura 2.1 Ubicación del Campo Kaki

Fuente: Trabajo de grado (2010). “Alternativas Para La Reactivación De Los Campos Cantaura Y Santa Fé Del Área Kaki, Distrito Anaco, Estado Anzoátegui”

Desde el punto de vista geológico, el área de estudio pertenece al Área Mayor de Oficina de edad Mioceno Medio a Inferior, ubicado al Nor-Oeste de la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, caracterizada por la alternancia de areniscas y lutitas de origen fluvio-deltaico, y algunos lignitos de poco espesor y de gran extensión lateral que actúan como marcadores dentro del Área mayor de Oficina (Figura 2.2)

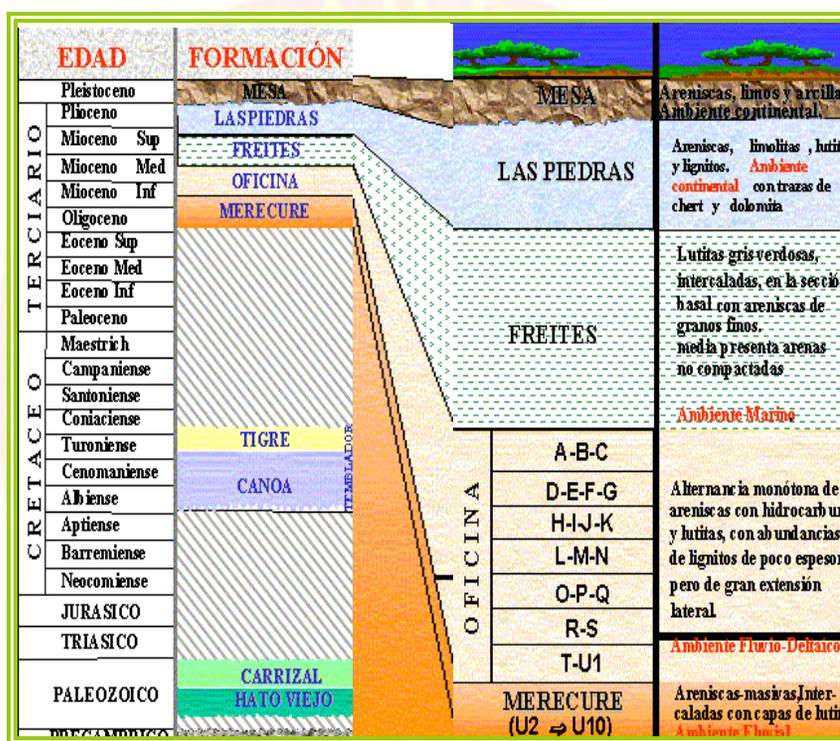


Figura 2.2 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina

Fuente: Trabajo de grado (2010). "Alternativas Para La Reactivación De Los Campos Cantaura Y Santa Fé Del Área Kaki, Distrito Anaco, Estado Anzoátegui"

La Formación Oficina, la unidad productora de hidrocarburos más importante de la cuenca, ha producido cerca de 2.600 millones de barriles. Esta formación se torna más gruesa y menos arenosa a medida que el río Orinoco avanza hacia el Norte. La fuente de sedimentos se encuentra al sur, en el escudo guayanés.

La Formación Oficina se depositó al Este de Venezuela como un gran complejo deltaico predominantemente fluvial. Las corrientes que alimentan este delta cambiaron a través de la amplia llanura costera, resultando en una basta mezcla de facies que pueden o no albergar yacimientos de hidrocarburos. En los campos pertenecientes al Área Kaki, la producción obtenida proviene de la formación Oficina (todos los pozos han sido perforados en ella con solo algunas excepciones).

2.3 BASES TEÓRICAS

A continuación se explicará en detalle algunas de las bases teóricas que fungirán de soportes para el entendimiento del presente estudio.

2.3.1 Gas natural

Es una mezcla de gases compuesta principalmente por metano. Se trata de un gas combustible que proviene de formaciones geológicas, por lo que constituye una fuente de energía no renovable.

Además del metano, el gas natural puede contener dióxido de carbono, etano, propano, butano y nitrógeno, entre otros gases. Estos componentes hacen que el uso del gas natural sea contaminante.

2.3.2 Riqueza de un gas (GPM)

Este parámetro se refiere al número de galones de líquido que pueden extraerse de cada mil pies cúbicos de gas natural en condiciones estándares. La riqueza líquida es la producción de hidrocarburos líquidos que se condensan y se extrae en los procesos de extracción de LGN. Según la riqueza líquida del gas este puede ser clasificado como:

2.3.2.1 Gas pobre o Gas seco

Es un gas que no contiene hidrocarburos líquidos en forma comerciable. Puede ser el gas al cual se le han extraído los hidrocarburos líquidos, a través del proceso de extracción de los líquidos del gas natural. El gas seco, está constituido fundamentalmente de metano y etano. Con valores entre 85-90% molar en metano, lo cual lo hace idóneo para utilizar como combustible.

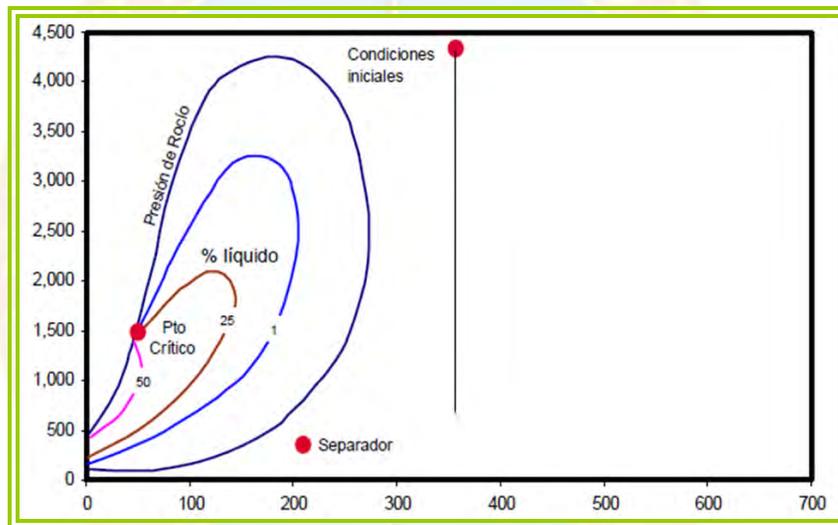


Figura 2.3 Diagrama de fases del gas seco

Fuente: http://1.bp.blogspot.com/_Zfww0PeLfrw/S7qyA0oRsWI/AAAAAAAAARQ/KwV_f4iTERo/s1600/Imagen7.png

Refiriéndose a los yacimientos de gas seco (Figura 2.3), Gonzalo Rojas (2003) expresó:

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica, ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de

presión del yacimiento por lo que la mezcla de hidrocarburo se encuentra siempre en fase gaseosa. (p.22)

2.3.2.2 Gas Rico o Gas Húmedo

Es un gas donde la riqueza líquida puede ser hasta de 3 GPM (galones por mil pies cúbicos normales de gas). No existe ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.

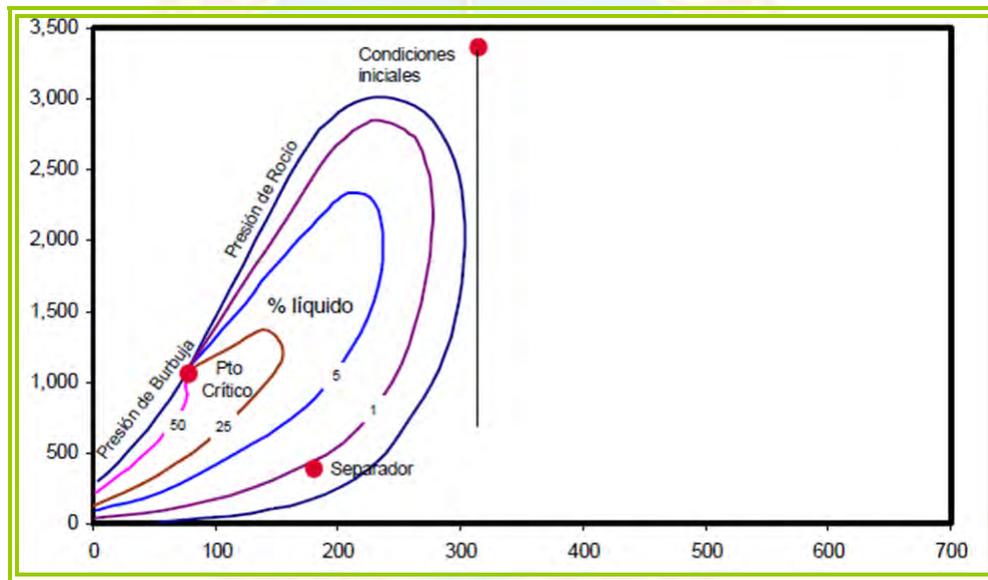


Figura 2.4 Diagrama de Fases del gas húmedo

Fuente: http://1.bp.blogspot.com/_Zfww0PeLfrw/S7qyA0oRsWI/AAAAAAAAARQ/KwV_f4iTERo/s1600/Imagen7.png

En los yacimientos de gas húmedo existe mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que en los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, y al salir a la superficie pasa a la región de dos fases formándose una cantidad de hidrocarburos líquido (Figura 2.4).

2.3.2.3 Gas Condensado

Los yacimientos de gas condensado son aquellos que conformados, o contienen algún gas condensado. Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales, y que bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, se separará en dos fases, una gaseosa y otra líquida, que se conoce como condensado retrógrado.

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante metano (>60%; como en el caso de las yacimientos de gas seco y gas húmedo), aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

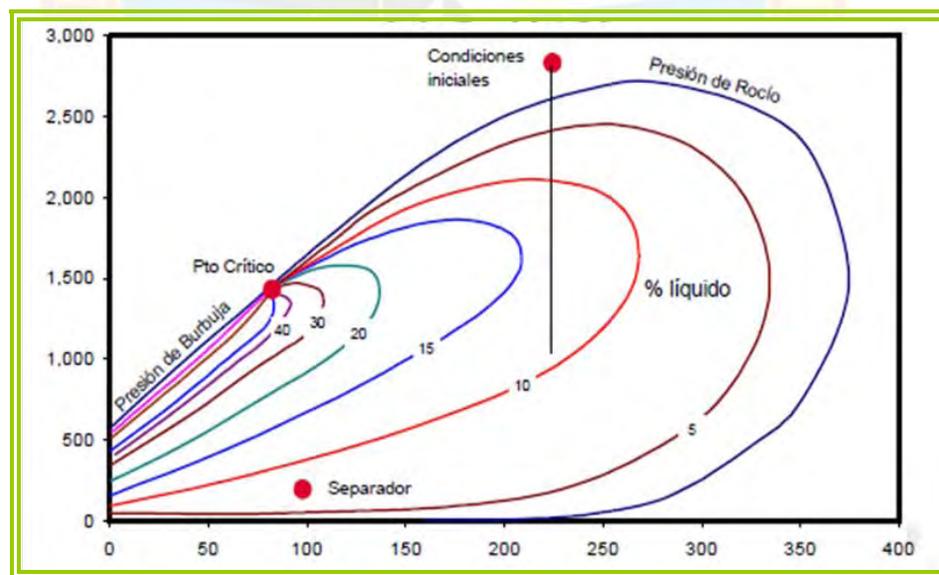


Figura 2.5 Diagrama de Fases del gas condensado

Fuente: http://1.bp.blogspot.com/_Zfww0PeLfrw/S7qyA0oRsWI/AAAAAAAAARQ/KwV_f4iTERo/s1600/Imagen7.png

En un yacimiento de gas condensado, la condición inicial del yacimiento se encuentra en el área monofásica, a la derecha del punto crítico (Figura 2.5). Conforme declina la presión del yacimiento, el fluido atraviesa el punto de rocío y una fase líquida se separa del gas.

El porcentaje de vapor disminuye, sin embargo puede aumentar nuevamente con la declinación continua de la presión. La cricondeterma es la temperatura máxima a la cual pueden coexistir dos fases. Los separadores de superficie habitualmente operan en condiciones de baja presión y baja temperatura.

2.3.5 Líquidos del Gas Natural (LGN)

Estos componentes son los hidrocarburos que se pueden extraer del gas natural para mantenerlos en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura. Es la parte más pesada de la mezcla de hidrocarburos que se conserva en estado líquido. Se dice del propano y de los componentes más pesados.

Los hidrocarburos líquidos son compuestos con enlace simple de carbono, los cuales bien sea por la alta presión o baja temperatura, pueden ser mantenidos en estado líquido. Esta característica permite que sean almacenados y transportados de manera fácil y eficiente. Asimismo, su capacidad como fuente de energía o de insumo como materia prima para la obtención de hidrocarburos más complejos, hace que los LGN tengan una alta cotización en el mercado nacional e internacional.

2.3.6 Planta De Extracción de Líquido (PEL)

Son instalaciones donde se somete el gas natural rico o húmedo libre de impurezas, con la finalidad de separar el gas metano de los llamados Líquidos del Gas Natural (LGN), como propano, butanos, pentanos, etc. El principal objetivo del

proceso de extracción es el estudio del comportamiento de las mezclas de hidrocarburos en equilibrio bifásico (líquido/vapor).

Los componentes más livianos de la mezcla (como metano y etano), se concentran en la fase de gas, mientras que los más pesados (Propano, Butanos y Pentanos) se acumulan en la fase líquida; por lo tanto, serán estos los que deban de ser separados en el proceso de extracción de los líquidos del gas natural.

2.3.7 Producción de los Líquidos del Gas Natural (LGN)

Los LGN representan el producto principal de las plantas de extracción de líquidos del gas natural. Si se incluye o no el etano depende del modo de operación de las plantas de extracción, aunque en la actualidad, por ser el etano un componente de gran importancia para una gran diversidad de productos petroquímicos se recomienda considerar su recuperación en forma líquida.

En la República Bolivariana de Venezuela, los líquidos del gas natural son el producto intermedio del procesamiento del gas, ya que luego deben ser fraccionados o separados en sus componentes individuales en las plantas de fraccionamiento. Una vez realizada la separación de los LGN, la gran mayoría son utilizados en la industria petroquímica, en la fabricación de componentes de alto octanaje para gasolinas y como combustible de uso industrial y comercial. En último este caso, se obtienen una serie de ventajas del punto de vista ambiental al compararlo con otro combustible fósil, ya que es menor su afectación al medio ambiente.

2.3.8 Métodos de recuperación

Los procedimientos para el recobro del crudo se han clasificado en tres fases, las cuales son: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La fase primaria es

producto del flujo natural del yacimiento cuando la presión en éste, es la necesaria para empujar los fluidos contenidos en él. La fase secundaria, se aplica cuando la primera etapa termina o si el yacimiento no produjo naturalmente. Se utilizan la inyección de gas o agua para llevar el crudo hasta los pozos de producción. Por último, la fase terciaria o mejorada, consiste en la inyección de químicos, energía térmica o gases miscibles para extraer el crudo, por lo general luego de la fase secundaria.

Debido a la variedad de los métodos de recuperación existentes, se hace una evaluación del yacimiento para saber cual es el método más adecuado de recobro. Se debe tener en cuenta que las fases no llevan un orden estricto, porque se podrían utilizar dependiendo de las necesidades existentes en el yacimiento, es decir, que se pudiese pasar de una fase primaria a una terciaria, si se considera más favorable para la producción del yacimiento.

2.3.8.1 Inyección de gas

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se uso inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión. El gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el petróleo, y generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba un recobro adicional de petróleo desinflando o agotando aceleradamente la presión del yacimiento.

Son muchos los factores en la cantidad de petróleo adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Ferrer se señala como la mas importantes: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento.

El solo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como este es más liviano que el petróleo tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo mas corto lo que por medio natural requeriría un período mas largo. Además el gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener la tasa de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo. Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales; inyección interna o dispersa e inyección de gas externa.

Paris de Ferrer expresa acerca de la inyección de gas interna (Figura 2.6) que:

La inyección de gas Interna o Dispersa es un proceso, donde la inyección de gas dentro de la zona de petróleo, se aplica por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado. (p.16)

Paris de Ferrer, refiriéndose a la inyección de gas externa (Figura 2.7), expresa que: “Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura, donde se encuentra la capa de gas bien sea primaria o secundaria.” (p.18)

2.3.9 Recirculación de gas

Un proceso en el cual el gas producido es reinyectado al yacimiento después de haberle quitado el condensado. Esto con el fin de mantener la presión del yacimiento

e impedir que el condensado se condense dentro del yacimiento y después se dificulte recuperarlo.

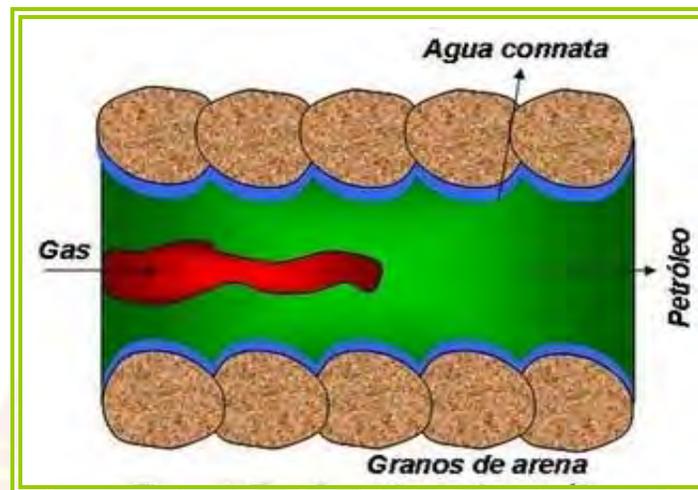


Figura 2.6 Desplazamiento de petróleo por gas en un medio poroso

Fuente: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/inyeccion-de-gas-interna-y-externa.html>

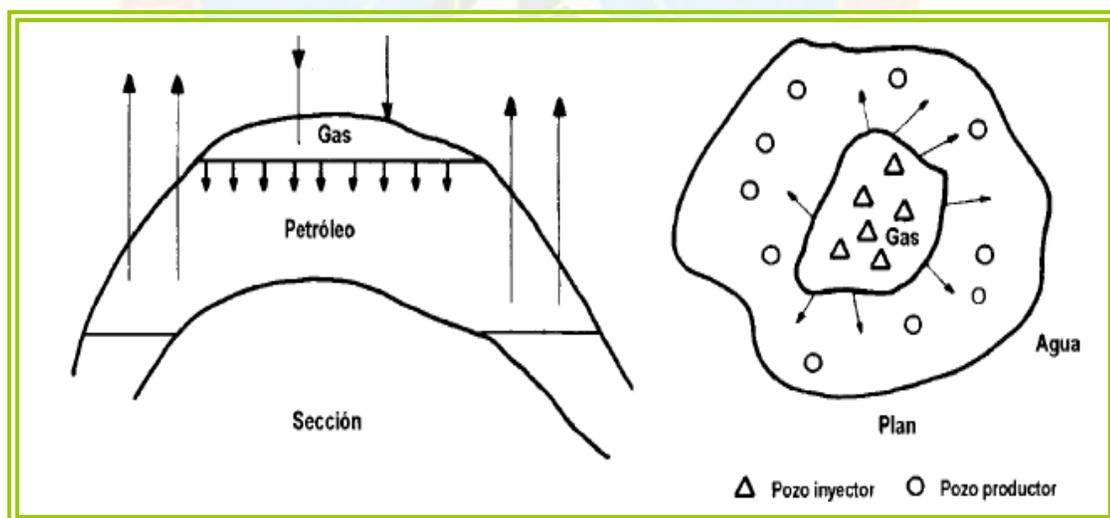


Figura 2.7 Inyección de gas externa

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

Cuando ocurre recirculación de gas en un proyecto de inyección, puede darse el caso que se de un enriquecimiento del gas en el yacimiento; para que esto suceda, el

yacimiento al cual se le aplica el proceso de inyección debe ser operado a la presión mínima de miscibilidad (PMM), o por arriba de ésta, para desarrollar miscibilidad multicontacto.

A la PMM, o por arriba de ésta, la miscibilidad puede desarrollar un proceso de vaporización, donde los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite crudo son transferidos al límite delantero del frente de gas alterando éste para hacerlo miscible con el crudo del yacimiento, y 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 seco inyectado se vaporiza en el petróleo y se lleva hacia los pozos productores en la fase de vapor.

Con la inyección de gas seco se dan mecanismo de desplazamiento, que ayudan a la producción de petróleo y gas condensado. Entre estos:

- a. Desplazamiento del gas condensado por el gas seco al primer contacto. De esta manera, el mantenimiento de presión por inyección de gas condensado es un caso especial de desplazamiento miscible.
- b. Vaporización de condensado retrogrado por múltiples contactos con el gas pobre. El gas seco vaporiza componentes livianos e intermedios del condensado retrogrado cerca de los pozos de inyección. Estos componentes se mezclan con el gas seco y lo enriquecen. Luego de múltiples contactos se ha enriquecido en hidrocarburos intermedios y se forma un solvente que es miscible con el condensado retrógrado.

2.3.10 Ecuación Generalizada De Balance Materiales Generalizada (EGBM)

Los métodos de balance de materiales convencionales frecuentemente presentan limitaciones para estimar los fluidos originales en sitio de yacimientos de petróleo volátil y gas condensado (subestiman reservas), porque no toman en cuenta el petróleo vaporizado en el gas.

Para la estimación del POES, el investigador Walsh M.P. desarrolló una ecuación generalizada de balance de materiales para el cálculo de reservas en yacimientos cercanos al punto crítico (Balance de Materiales Composicional). Utiliza la relación petróleo volátil/gas (R_v). Ésta variable describe efectivamente la cantidad de petróleo volatilizado, en el yacimiento; como fase gaseosa, y típicamente es expresada en unidades de BN/PCN o BN/MMPCN.

Algunos autores definen a la relación R_v , como líquido contenido en el gas, y otros como el vapor de petróleo en el gas. Esta variable es diferente pero semejante a la relación gas/petróleo en solución, donde el contraste de ambas variables y la comprensión de las mismas, aportan buenos resultados en la estimación de volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio.

La EGMB se reduce a la ecuación de balance de materiales convencional si uno asume el R_v como despreciable.

2.3.11 Relación Petróleo Volátil/ Gas, R_v

La relación petróleo volátil/gas es la responsable de medir la cantidad de petróleo volatilizado en el gas, y es una función de la composición de los fluidos del yacimiento. Se define como el líquido (petróleo) vaporizado (en solución) en el gas a nivel de yacimiento que se desprende al llegar a superficie.

Cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de saturación, para yacimientos de gas condensado ocurre condensación retrógrada, y en caso de yacimientos de petróleo volátil ocurre vaporización normal del crudo. A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: la fase líquida (crudo con gas en solución) y la gaseosa (gas más el petróleo volatilizado). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, y la fase gaseosa estará saturada por el petróleo que se volatiliza y pasa a formar una fase gaseosa libre junto con el gas a nivel de yacimiento, (a estas presiones se les llama también presión de saturación (P_s), donde a una determinada presión y temperatura ocurre la liberación de gas y volatilización de cierta parte del crudo). El valor de R_v es constante por encima del punto de rocío en muestras de gas condensado.

2.3.12 Evaluación Económica

Es la determinación de la rentabilidad de un proyecto, mediante uno o más indicadores, a objeto de facilitar el proceso de toma de decisiones. El resultado de los indicadores se usa como criterio de decisión. La metodología para la evaluación económica de proyectos se realizará dependiendo del tipo de propuesta a mencionar: generadoras de ingresos y no generadoras de ingresos.

2.3.12.1 Propuestas Generadoras de Ingresos

Son aquellas propuestas cuyos beneficios se obtienen como resultado de la venta de un producto o servicio que se espera realizar a cambio de la entrada de un ingreso. Las propuestas generadoras de ingresos se realizan con el siguiente objeto:

- Mantener o incrementar el nivel de producción.
- Generar un potencial de producción de servicio.

- Localizar reservas de crudo y gas que garanticen la continuidad operacional del negocio.
- Almacenar y transportar el crudo, gas, productos y otros bienes y servicios.
- Refinar productos derivados del petróleo u otros.
- Almacenar y distribuir productos para el mercado interno y de exportación.
- Desarrollar la infraestructura requerida por las operaciones.

La metodología a ser utilizada para la evaluación de los proyectos generadores de ingresos es el flujo de caja descotado



Figura 2.8 Elementos para cálculo del flujo de caja

Fuente: LEEPIC (2011)

Los elementos necesarios para el cálculo del flujo de caja de una evaluación económica de proyecto se muestran en la Figura 2.8.

- Inversiones: son todas aquellas erogaciones para adquirir o construir un activo, así como, su modificación, repotenciación o prolongación de su vida útil. Tienen como característica principal; que son capitalizables y por lo tanto

depreciables. Las inversiones pueden ser: directas, indirectas o de contingencia. Las inversiones directas son aquellas que están claramente relacionadas con el proceso de producción. Las inversiones indirectas son necesarias para llevar a cabo el proceso de producción del bien o servicio, sin estar asociadas a componentes físicos de los activos fijos. Las inversiones de contingencia están destinadas a cubrir cualquier eventualidad. Generalmente, se expresa como un porcentaje de los costos directos más los costos indirectos, y dicho porcentaje depende de la clase del estimado de costo.

- Ingresos: son determinados en función al valor de las ventas potenciales que se espera realizar de un producto, (gas, crudo y derivados), bienes y servicios en el mercado interno o en el mercado internacional, también se pudieran obtener ingresos como producto de la venta, colocación y arrendamiento de sus activos.
- Egresos: Todas aquellas erogaciones necesarias para la continuidad de la producción bienes y servicios, como por ejemplo costos, gastos, depreciación, amortización, regalías, impuestos, contribuciones, intereses, entre otros.
 - Costos: todos aquellos desembolsos o erogaciones que están directamente ligados a la producción de bienes o servicios, conocidos también como costos directos. Pueden catalogarse como costos fijos cuando permanecen constantes independientemente del volumen de producción, o costos variables cuando fluctúan en función del volumen de producción.
 - Gastos: todos aquellos desembolsos o erogaciones que no están directamente ligados al proceso productivo, los gastos también se conocen como costos indirectos.
 - Depreciación: corresponde al costo por el uso, desgaste o consumo de los activos fijos tangibles del proyecto, tales como plantas, equipos, instalaciones, entre otros. Este elemento de costo se incluye con la finalidad

que sea considerado como una deducción para el cálculo del impuesto sobre la Renta (ISLR).

- Amortización: corresponde al costo por el uso, desgaste o consumo de activos fijos intangibles tales como: pólizas de seguros, licencias, derechos de autor, patentes, derechos de explotación, entre otros. La amortización se calculará utilizando el método acordado entre las partes, dependiendo de la naturaleza de los activos y de conformidad con los principios de contabilidades generalmente aceptadas y con las políticas y lineamientos corporativos.
- Regalías: es el derecho que le corresponde a la Nación de participar en los ingresos brutos, por la explotación de los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, por ser propietario del recurso. No debe considerarse como un impuesto.
- Impuestos: pagos exigidos por la Nación como producto de la realización de actividades primarias (exploración, explotación, extracción, recolección, transporte y almacenamiento), en los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existente en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental; así como también de aquellos negocios no petroleros que forman parte de la Corporación. A continuación se mencionan los impuestos que actualmente podrían aplicarse en la evaluación económica de proyectos de inversión de capital.

- Impuesto Sobre la Renta (ISLR)
- Impuestos Municipales
- Impuesto Superficial

- Impuesto de Consumo Propio
 - Impuesto de Consumo General
 - Impuesto de Extracción
 - Impuesto de Registro de Exportación
 - Impuesto Ciencia y Tecnología
 - Impuesto Sombra
- Contribuciones: son erogaciones que generalmente aplican a las utilidades netas, antes o después de impuesto sobre la renta, con un fin específico. También tienen como objetivo corregir los desequilibrios en materia de precios generados temporalmente por el mercado internacional de hidrocarburos. Las contribuciones a aplicarse según el caso, son las siguientes:
- Contribución al Desarrollo Endógeno
 - Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos
 - Contribución Antidrogas

2.3.13 Indicadores Económicos:

Los indicadores económicos a ser considerados en la evaluación económica de programas y proyectos son los siguientes: el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) y el tiempo de pago (TP).

2.3.13.1 Valor Presente Neto

Es el valor actual de todos los flujos netos esperados, descontados al año base. Para el cálculo de los valores presentes (VP), se deberán descontar los flujos de caja de los años posteriores al año base utilizando la tasa de descuento. No se descontará el flujo de caja del año del presupuesto (período cero).

2.3.13.2 Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno, es aquella tasa de interés que hace el valor presente neto igual a cero, es decir iguala los flujos de ingresos y egresos con la inversión.

2.3.13.3 Tiempo de Pago

Tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados sean igual a la inversión. La operación consiste en restar las inversiones del proyecto llevadas al año base, al flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual a cero.

2.3.13.4 Eficiencia de la inversión

Mide el retorno en valor del año base por cada unidad monetaria invertida. Para el cálculo de la eficiencia de la inversión.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Booster: término que puede ser considerado como "impulsor" o "aumentador de presión"; se aplica tanto a bombas (líquidos) como compresores (gases) cuando se incrementa la presión.

Condensado: es una mezcla de hidrocarburos que existe en estado gaseoso homogéneo en el yacimiento cuando la presión original está por encima de la presión de rocío y la temperatura es menor que la de punto cricondentérmico sin ser menor que la temperatura crítica.

Entalpía: expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.

Erogación: Desembolso de dinero que lleva a cabo una persona o empresa, representando tanto los gastos, como las inversiones que se realicen

Flujos de caja: Flujos de entrada y salida de caja o efectivo en un periodo dado.

Mantenimiento de presión: Indica el sostenimiento de la presión a determinado nivel o para suplementar la energía natural del yacimiento. Puede ocurrir mantenimiento total cuando la presión se mantiene constante, o mantenimiento parcial cuando la presión declina durante la inyección; pero a una rata menor de la que declinaría si no existiera inyección.

Presión Mínima de Miscibilidad (PMM): Es la presión más baja a la cual un gas puede desarrollar miscibilidad a través de un proceso multicontacto con el aceite de un yacimiento dado a temperatura de yacimiento.

Tamiz molecular: es un material que contiene poros pequeños de un tamaño preciso y uniforme que se usa como agente adsorbente para gases y líquidos. A diferencia de un filtro, el proceso opera a nivel molecular.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.

El tipo de investigación para el desarrollo de esta investigación fue Explicativo, debido a que se observaron los efectos de la aplicación de un proyecto de recuperación secundaria con recirculación de gas sobre el comportamiento del yacimiento y la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, para así estudiar el mantenimiento de presión del yacimiento, y la recuperación de líquidos del gas natural.

De acuerdo a Arias F. (2006) en El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica, una investigación explicativa es la que “se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. (...) pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación post-facto), como de los efectos (investigación experimental)” (p.26).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

De acuerdo a la manera de enfocar el problema, las estrategias o métodos aplicados para la consecución de los objetivo, se puede considerar el diseño de la investigación es de tipo experimental, debido a que por medio de la investigación se observaron y estimaron los efectos que se obtendrán en la Arena S2 yacimiento KG-01 con la aplicación de un proyecto de inyección de gas con recirculación, en presencia de la planta de extracción de líquidos.

Según Arias F. (2006) en El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica, una investigación o diseño experimental es “un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos o tratamientos (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)” (p.33).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.

La población de la investigación estuvo conformada por treinta y seis (36) pozos, de los cuales treinta (30) son pozos productores y los seis (6) faltantes son pozos inyectoros de gas, pertenecientes a la Arena S2 yacimiento KG-01 de los Campos Kaki-Bucaral.

Arias F. (2006) en El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica, acerca de población o población objetivo expresa que: “es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos de estudios” (p.81).

Para efectos de esta investigación, la muestra a de este estudio concuerda con la población; debido a que la población y la muestra son iguales; debido a que el estudio se realizo a los (30) pozos productores y a los seis (6) pozos inyectoros, por lo cual no se requirió del uso de técnicas de muestreo en el desarrollo de esta investigación. En la actualidad, de los 30 pozos productores, solo 16 se encuentran activos y 3 de los 6 pozos inyectoros.

En lo referente a la muestra, Arias F. (2006) en El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica, expresa que: “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p. 83).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.

La estructura establecida para realizar la Determinar las reservas de líquidos del gas natural presentes en el yacimiento S2 KG-01, asociado al proyecto de inyección de gas, fue abordada de una manera sistemática, dentro de los objetivos establecidos para esta investigación. El procedimiento aplicado para el alcance de los objetivos se describe a continuación:

3.4.1 Descripción del proyecto de inyección de gas en el yacimiento S2 KG-01.

Para esta fase se describió la influencia que ha tenido la inyección de gas sobre el comportamiento de producción y presión del yacimiento; donde se consideraron los cambios y eventos resaltantes a lo largo del proyecto, esto fue logrado con los valores de tasas de producción e inyección y registros de presión, expresados en las pruebas de pozos diarias, pruebas de presión y sumarios históricos de producción e inyección.

La consecución de este objetivo permitió recopilar toda la información de los sumarios por yacimientos y pozos, de tasas y acumulados (de los pozos productores e inyectores de los Campos Kaki y Bucaral del yacimiento S2 KG-01). De igual forma, se logró describir concretamente el proceso de distribución del gas desde su producción hasta que es inyectado nuevamente al yacimiento.

3.4.2 Validación de reservas oficiales de hidrocarburos, mediante balance de materiales.

Con el fin de validar los volúmenes de Petróleo Original En Sitio (POES) reportados en el libro de reservas del año 2010, se realizó el cálculo de estos volúmenes mediante dos métodos de balance de materiales, y así comparar estos resultados con el POES oficial.

Cálculo de reservas de hidrocarburos por la Ecuación Convencional de Balance de Materiales

Revisada y validada la historia de producción, inyección y presión (Apéndice A); se realizó la estimación del POES del yacimiento S2 KG-01; por medio de un balance de materiales con ayuda del programa MBal.

El objetivo principal del programa MBal es cotejar el comportamiento del yacimiento basado en los efectos de la producción de sus fluidos y el gas y/o agua inyectada al yacimiento. Para esta predicción, el programa toma en cuenta un modelo tipo tanque como forma simplificada del yacimiento, por lo que no considera la geometría del mismo, el área de drenaje, la posición de los pozos y otros. Resaltando también que utiliza la ecuación convencional de balance de materiales, la cual no toma en cuenta el volumen de petróleo volatilizado en el gas, debido a que se considera el fluido como un petróleo negro sin variaciones en su composición, generando factores de recobro con un 20 ó 30% menor que los obtenidos por la ecuación generalizada de balance de materiales, cuando es aplicado a yacimiento de crudos volátiles.

Se cargo toda la información en el programa del análisis PVT, la historia de producción/inyección, historia de presión, datos básicos del yacimiento; luego se efectuó la simulación, para probar la validez de este modelo se cotejo la presión que resultado de la simulación, con el histórico real del presión.

Cálculo de reservas de hidrocarburos por la Ecuación Generalizada de Balance de Materiales

La data que se utilizó para el cálculo de las reservas por medio de la ecuación generalizada de balance de materiales (EGBM), fue la misma que se utilizó para el

cálculo de las reservas con ayuda del programa Mbal. La diferencia de ambos métodos radica en que en la EGBM (Ecuación 3.1-3.7) se incluye tanto el gas disuelto en el petróleo (R_s) como la cantidad de petróleo volatilizado, en el yacimiento como fase gaseosa (R_v), el cual fue determinado por medio de la Ecuación de El Bambi (Ecuación 3.8), la cual necesita de cinco constantes, mostradas en la **Tabla 3.1**, no presenta limitaciones en cuanto a la estimación de reservas de los yacimientos, incluyendo los de petróleo volátil y gas condensado, ya que no tiene restricciones para estimar los fluidos originales en sitio.

Ecuación 3.1

$$F = \frac{Np * (B_o - Bg * R_s)}{(1 - R_v * R_s)} + \frac{(Gp - G_i) * (Bg - R_v * B_o)}{(1 - R_v * R_s)} + Wp * B_w$$

Ecuación 3.2

$$F = N_{foi} * \left[E_o + \frac{E_g * G_{fgi}}{N_{foi}} \right]$$

Ecuación 3.3

$$\frac{F}{E_o} = N_{foi} + \left(\frac{E_g}{E_o} \right) * G_{fgi}$$

Ecuación 3.4

$$B_{to} = \frac{B_o(1 - R_v * R_{si}) + B_g * (R_{si} - R_s)}{(1 - R_v * R_s)}$$

Ecuación 3.5

$$B_{tg} = \frac{B_g * (1 - R_s R_{vi}) + B_o * (R_{vi} - R_v)}{(1 - R_v * R_s)}$$

Ecuación 3.6

$$E_o = B_{to} - B_{oi}$$

Ecuación 3.7

$$E_g = B_{tg} - B_{gi}$$

$$R_v = \frac{A1 * \rho_{sgc} * (A2 * P^2 + A3 * P + A4)}{P_s} * EXP \left[\frac{A5 * \frac{1}{RGP} * T_{sc}}{\rho_{osc} * T * P_{sc}} \right] \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Donde:

F= Hidrocarburos extraídos total (BY)

N_{foi}=Petróleo original en fase libre (BN)

G_{fgi}= Gas original en fase libre (MMPCN)

E_o=Expansión neta del petróleo original en fase libre (BY/BN)

E_g= Expansión neta del gas original en fase libre (BY/MMPCN)

B_{to}= Factor volumétrico bifásico del petróleo (BY/BN)

B_{tg}= Factor volumétrico bifásico del gas (BY/MMPCN)

ΔW= Incremento del volumen de agua en el yacimiento (BY)

R_v= Relación de petróleo volatilizado (BN/MMPCN)

ρ_{gsc}= Densidad del gas a condiciones estándar, Lb/PC

ρ_{osc} = Densidad del petróleo a condiciones estándar, Lb/PC

P = Presión, Lpca

T = Temperatura del yacimiento, °R

T_{sc}= Temperatura seudocritica, °R

P_{sc} = Presión seudocritica, lpc.

RGP= Relación Gas-Petróleo, en MMPCN/BN.

Tabla 3.1 Constantes utilizadas para la correlación de Rv.

Constantes	Gas Condensado	Petróleo Volátil
A1	3,45841109	1,225537042
A2	6,89461E-05	0,000107257
A3	-0,03169875	-0,194226755
A4	251,0827107	240,549909
A5	4,174003053	8,32137351

Fuente: SPE 102240. (2006) "New Modified Black-Oil correlations for gas condensate and Volatile oil fluids".

Para validar la representatividad de ésta ecuación se realizó un cotejo de presiones, dichas presiones fueron calculadas con ayuda de una hoja de cálculo en Microsoft Excel, en la cual se utilizó un método iterativo, debido a que PDVSA y sus filiales no posee un software que realice estos cálculos utilizando la EGBM.

3.4.3 Estimación de los volúmenes de LGN asociado a las reservas de gas

Partiendo de los datos oficiales del Yacimiento S2 KG-01 en el Libro de reservas, se tomó la información de los volúmenes de hidrocarburos en Situ (Gas y Petróleo), cuyos datos conformó la base de cálculos para la estimación de los LGN del Gas presentes en dicho Yacimiento.

Para la estimación de LGN se estableció un procedimiento empírico por medio del método volumétrico, basado en las variaciones de las saturaciones de los fluidos actuales y futuro una vez exterminado el proyecto de extracción de LGN. También se consideró que durante el proceso de extracción de líquido el volumen poroso en el yacimiento es invariable, es decir, los efectos de compactación de la roca son despreciables; los datos PVT usados para fueron tomadas del ensayo PVT Extendido (Informe EGEP Junio 2003). Adicionalmente se consideró que ocurrirá un mantenimiento de presión aproximado de 1200 lpc, mediante inyección de gas pobre,

el cual será el gas a la salida de la planta; que presentará una riqueza que variará entre 0,8 y 1 GPM. De igual forma se establecieron dos fechas de referencia:

- Primera fecha de referencia, fue al cierre del mes de septiembre de 2011 considerando esta como fecha de inicio del proyecto, donde la riqueza del gas es igual a 3.843 GPM.
- Segunda fecha de referencia, ésta será cuando finalice el proceso de extracción, es decir, cuando la riqueza del gas sea igual a 1,1 GPM (riqueza mínima de operatividad de la planta) valor que fue establecido de acuerdo a las especificaciones de diseño de la planta.

Según el libro de reservas las reservas recuperables primarias calculadas a partir del factor de recobro primario ($FR_{\text{primario}} = 19.70\%$) son de 14,098 MMBN, y las reservas recuperables secundarias generadas por el proyecto de inyección fueron calculadas a partir del factor de recobro secundario ($FR_{\text{secundario}} = 15,14\%$) son de 10,806 MMBN; generando unas reservas recuperables totales ($FR_{\text{total}} = 34,84\%$) de 24,904 MMBN del petróleo.

- Estimación de volúmenes de LGN a la primera fecha de referencia

Se determinaron las saturaciones de petróleo y gas a las presiones actuales del yacimiento (Cierre del mes de septiembre 2011) por medio de las ecuaciones 3.9 y 3.10), se consideró que durante el período en que esté activa la PELK, la saturación de agua será igual a 22%. De igual forma se determinaron los volúmenes de gas presente en el yacimiento (Ecuaciones 3.12, 3.13 y 3.14) dicho gas es al que se le extraerán los líquidos los cuales fueron determinados por medio de la ecuación 3.15.

$$S_o = \frac{(POES - N_p) * B_o * (1 - S_{wi})}{B_{oi} * POES} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

$$S_g = 1 - S_o - S_w \quad \text{Ecuación 3.10}$$

$$N_r = POES - N_p \quad \text{Ecuación 3.11}$$

$$G_s = N_r * R_s \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$G_L = \frac{S_g * V_p}{B_g} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

$$G_T = G_s + G_L \quad \text{Ecuación 3.14}$$

$$LGN = G_T * RL \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo actual

S_g = Saturación de gas actual

S_w = Saturación de agua actual

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

B_g = Factor volumétrico del gas (BY/PCN)

V_p = Volumen poroso (BY)

N_p = Petróleo producido (BN)

N_r = Petróleo remanente (BN)

G_s = Gas en solución (PCN)

G_L = Gas libre (PCN)

G_T = Gas total (PCN)

RL= Riqueza líquida (GPM)

- Estimación de volúmenes de LGN a la segunda fecha de referencia

Considerando que para el final del proyecto PELK la presión del yacimiento se mantuvo en aproximadamente 1200 lpc, y se produjeron todas las reservas recuperables del yacimiento, se estimó el volumen de petróleo que se recuperará durante el proyecto (ecuación 3.16), asociado a este crudo, se producirá un volumen de agua (ecuación 3.17), lo que ocasionó una variación en la saturación del agua (ecuación 3.18), el resto de parámetro (S_o , S_g , N_r y G_{TOTAL}) necesarios para la determinación del LGN que quedarán en el yacimiento, fueron obtenidos con la misma metodología que se utilizó para la primera fecha de referencia.

$$Np_{PELK} = Nrec - Np_{ACT} \quad \text{Ecuación 3.16}$$

$$Wp = Np_{PELK} * Swi \quad \text{Ecuación 3.17}$$

$$S_w = \frac{Vp * Swi - Wp}{Vp} \quad \text{Ecuación 3.18}$$

Donde:

Np_{PELK} = Petróleo producido durante el proceso de extracción-PELK activa (BN)

$Nrec$ = Reservas recuperables (BN)

Np_{ACT} =Petróleo producido actualmente (BN)

Wp = Agua producida (BN)

Habiendo determinado los volúmenes de LGN al inicio y fin del proyecto PELK, se logró calcular el volumen total de líquidos de gas natural que se lograran extraer (ecuación 3.19) mediante la planta de extracción.

$$\text{LGN}_{\text{EXT}} = \text{LGN}_{\text{INICIAL}} - \text{LGN}_{\text{FINAL}} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

Donde: LGN_{EXT} = Líquidos del gas natural que se extraerán

$\text{LGN}_{\text{INICIAL}}$ = Volumen inicial de LGN en el yacimiento

$\text{LGN}_{\text{FINAL}}$ = Volumen final de LGN en el yacimiento (culminación del Proceso de Extracción)

3.4.4 Analizar económicamente la implantación del proceso de extracción de líquidos.

Se realizó una hoja de cálculo de Microsoft Excel basados en los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2011, La evaluación económica se ejecutó mediante la metodología del flujo de caja descontado. Ésta consiste en deducir a una tasa de descuento, el flujo neto de efectivo; ingresos y egresos (Ecuación 3.20), generados por el proyecto durante un tiempo determinado o establecido, (horizonte económico). El flujo de caja de la evaluación se efectuó en dólares y en términos de moneda constante del año en el cual se está formulando el presupuesto.

Se calculó la tasa anual de extracción de LGN diaria conociendo que el insumo diario de la planta serán 45 MMPCN de gas, y el perfil de riqueza líquida del gas que fue obtenido considerando una declinación de LGN de veinticuatro por ciento (24%), dicha información fue suministrada por la empresa que se encargará de llevar a cabo el proyecto PELK. Este valor fue multiplicado por los 365 días del año, resultando la extracción de LGN anual, con ayuda de estos valores se calcularon los parámetros

necesarios (Impuestos, costos, regalías, depreciación) para la determinación de los flujos de caja.

$$FC = (-Inv + I - C - R - OI - GA - ISLR - ORC) + D \quad \text{Ecuación 3.20}$$

Donde: FC = Flujo de caja

Inv = Inversiones

I = Ingresos

C = Costos (incluye depreciación y amortización)

R = Regalías de explotación

OI = Otros Impuestos Operacionales

GA = Gastos Administrativos

ISLR = Impuesto sobre la renta

ORC = Otros requerimientos de capital

D = Depreciación/ Amortización

Para este ejercicio presupuestario se usará como año base o período cero el año 2011, y la tasa de descuento a utilizar en las evaluaciones económicas de los proyectos, a fin de determinar los indicadores económicos para PDVSA y sus filiales será de 10%, de igual forma se toma en cuenta la información presentado en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Premisas para la elaboración de un Análisis Económica

Horizonte, Años	15
Tasa de descuento, Fracción	0,1
Tasa de cambio, BsF/\$	4,3
Impuesto Sobre La Renta, Fracción	0,5
Depreciación Lineal, Años	10
Tasa Regalía Gas, Fracción	0,2

Continuación Tabla 3.2 Premisas para la elaboración de un Análisis Económica

Tasa Regalía LGN, Fracción	0,2
Precio LGN, \$/B	39,28
Precio Gas natural, US\$/MMBTU	0,93
Valor Calorífico Gas BTU/PCN	1222
Precio Gas Natural, \$/MMPCN	1136
% Operación & Mantenimiento Líneas	0,15
% Operación & Mantenimiento Planta	0,06
Insumo a la planta PELK, MMPC/D	42
Riqueza del gas @ año 1, GPM	3,843
Tasa de declinación LGN, Frac/Año	0,24
Riqueza mínima económica, GPM	1,1
Costos Variables, \$/B	2,00
Límite Económico PELK, B/D	509
Inversión Capital Planta, \$	43.350.000
Inversión Capital Línea 6" \$	3.900.000
Inversión Capital Línea 8" \$	3.100.000
IMPUESTOS ADICIONALES	FRACCION
Sombra	0,50
Ciencia & Tecnología	0,02
CONTRIBUCIONES	FRACCION
Desarrollo Endógeno	0,01
Sobre precios E/O, 70-100 \$/b	0,50
Sobre precios E/O > 100 \$/b	0,60
Antidrogas	0,01

Los indicadores económicos considerados fueron: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de inversión (EI) y tiempo de pago (TP). Para

el cálculo de los valores presentes (VP) (Ecuación 3.21), se descontarán los flujos de caja de los años posteriores al año base utilizando la tasa de descuento. No se descontará el flujo de caja del año del presupuesto (período cero), mientras que la TIR es aquella tasa de interés que hace el VPN igual a cero (Ecuación 3.22).

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación 3.21}$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad \text{Ecuación 3.22}$$

Donde:

FCt: Flujo de Caja o Inversión del Año n (período 0, período 1, período n)

n: Año n

i: Tasa de descuento

La operación para calcular el tiempo de pago consiste en restar las inversiones del proyecto llevadas al año base, al flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual a cero. El resultado se medirá en años contados a partir del primer año de operación del proyecto y la eficiencia de la inversión fue calculada mediante la Ecuación 3.23, logrando determinar así la factibilidad técnico-económica del proyecto.

$$EI = \frac{VPN}{|VP(Inversiones)|} + 1 \quad \text{Ecuación 3.23}$$

Donde

VPN = Valor Presente Neto

VP INVERSIONES = Valor Presente de las inversiones

PDVSA para cada una de sus inversiones, entiende como resultados económicos favorables de un proyecto, aquellos que se analicen bajo indicadores que superen los mínimos exigidos por ella, los cuales se encuentran resumidos en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Resumen de los indicadores planteados y su grado de aceptación

Indicadores	Grado de Aceptación
VPN	VPN>0 (Proyecto rentable)
	VPN<0 (Proyecto no rentable)
TIR	TIR>15% (Proyecto rentable)
	TIR<15% (Proyecto no rentable)
TP	TP<3años (Proyecto rentable)
	TP>3años (Proyecto no rentable)
EI	EI>1 (Proyecto rentable)
	EI<1 (Proyecto no rentable)

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS UTILIZADAS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.

3.5.1 Revisión Bibliográfica

Se tomaron en cuenta trabajos previos a ésta investigación, relacionados con el tema en estudio; tales como informes técnicos, tesis, proyectos, manuales entre otros.

3.5.2 Observación Directa

Se realizaron visitas al campo Kaki estado Anzoátegui, lugar donde está ubicado el yacimiento en estudio y la Planta compresora de gas. Dichas visitas ocurrieron durante las actividades de la planta, con el fin de recopilar información de

primera mano proveniente del personal obrero, técnico y gerencial perteneciente a ella.

3.5.3 Internet

Se realizaron consultas de acuerdo a la información referida al tema en estudio, como publicaciones en línea, revistas y tesis virtuales entre otras.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Respecto a los recursos humanos que sirvieron de apoyo para la realización de este trabajo, se contó con la colaboración de ingenieros y profesionales especializados en áreas relacionadas con el tema en estudio. Además se contó con el apoyo y asesoramiento de docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos Materiales y Tecnológicos

Se utilizaron los archivos disponibles en la biblioteca de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas (tesis, libros, revistas, entre otros). Y se contó con los siguientes programas computacionales (Softwares): Microsoft Windows XP®, Microsoft Office 2003®, Oil Field Manager (OFM) versión 2005, MBal Version 9.4; adicionalmente se trabajó con Internet.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS EN EL YACIMIENTO S2 KG-01.

El yacimiento KG – 01 de la Arena S2, inició su producción en Noviembre de 1.958 a través del pozo BUV-02 del Campo Bucaral, cuando su presión fue estimada en 4.100 lpcm, a la profundidad del Datum (- 8.900 pies). El primer pozo perforado y completado como productor de la Arena S2 en el Campo Kaki fue el KG-01 en abril de 1958. El yacimiento se consideró como un nuevo descubrimiento y se le dió el nombre de KG-01.

El yacimiento presenta un área de sesenta mil (60.000) acres, y produce un crudo liviano de gravedad °API de 40 a 45: concretamente los datos y características del yacimiento son presentados en la Tabla 4.1; considerando que ésta investigación se realizó con información hasta el cierre del mes de septiembre de 2011, momento para el cual se reportaron los volúmenes producidos e inyectados acumulados expresados en la Tabla 4.2

Tabla 4.1 Datos Iniciales del Yacimiento

Presión original:	4100 Lpca
Presión de Burbujeo:	4100 Lpca
Temperatura:	280 °F
Porosidad:	15%
Saturación de agua inicial:	19%
Factor Volumétrico Inicial del Petróleo	2,25 BY/BN
Relación Gas – Petróleo inicial	2080 PCN/BN

Tabla 4.2 Volúmenes Acumulados de Inyección y producción

Producción Acumulada de Petróleo	18,216 MMBN
Producción Acumulada de Agua	1,903 MMBN
Producción Acumulada de Gas	203,195 MMMPCN
Inyección Acumulada de Gas	133,287 MMMPCN

De acuerdo al desarrollo del proyecto de recuperación secundaria, se observa en la Figura 4.1 como éste logró generar sectorización en el yacimiento, de tal modo que estén presentes tres zonas de influencia en las cuales existen presiones diferentes.

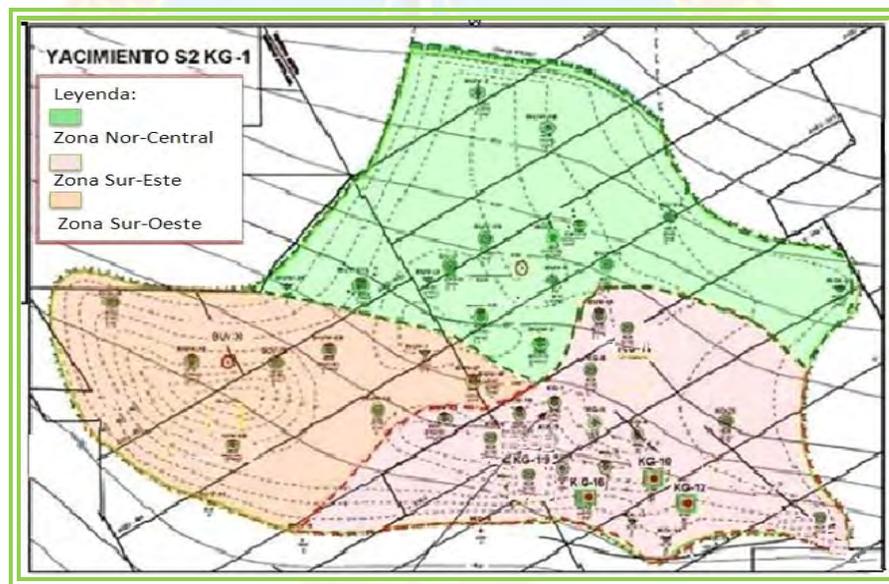


Figura 4.1 Mapa Isópaco-Estructural del Yacimiento

4.1.1 Comportamiento de producción y presión del yacimiento

La tasa de producción de petróleo presenta diferentes comportamientos ocasionados por los diversos eventos resaltantes a lo largo de su historia (Apéndice A), por tal motivo se consideraron diferentes períodos. Estableciendo como primer período desde el inicio de su producción en Noviembre de 1958 hasta finales de 1968.

Inicialmente la tasa de producción presentó fluctuaciones debido a cambios de reductores o reparaciones efectuadas al cabezal, sustitución de elementos dañados de la completación y corrección por comunicaciones mecánicas; luego se observa como aumenta la tasa de producción a finales de 1968 debido al inicio de la campaña de perforación de nuevos pozos en el área Kaki.

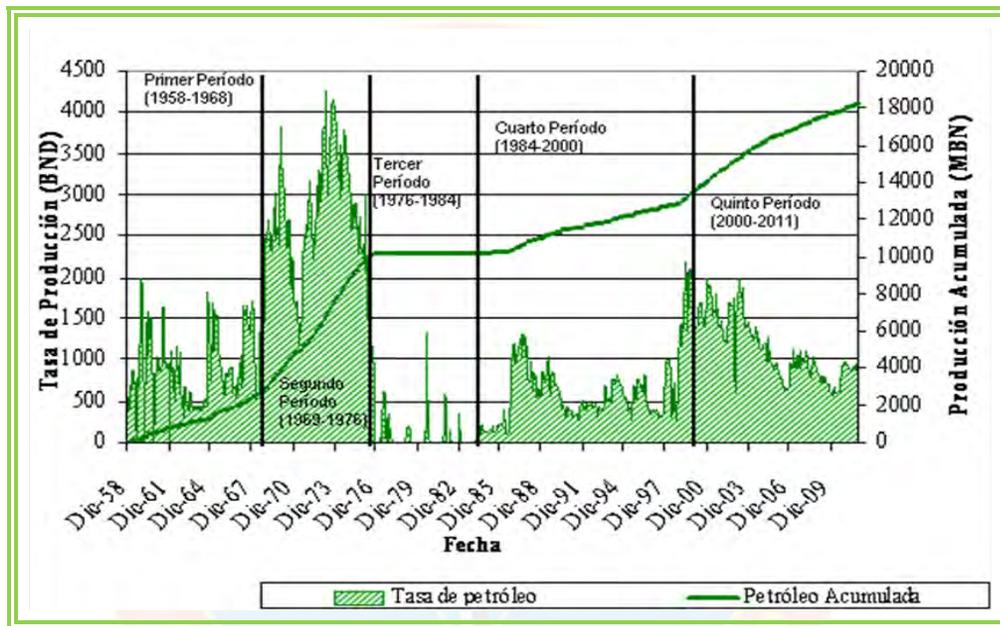


Gráfico 4.1 Histórico de producción de petróleo acumulado.

El aumento de producción siguió evidenciado en el segundo período de producción que va desde 1969 hasta octubre de 1976; es evidente que la incorporación de nuevos pozos aceleró la declinación de la presión del yacimiento (Gráfico 4.2) a medida que avanzaba la producción, donde la presión había declinado a 2200 Lpcm aproximadamente, para esta fecha se habían producido unos 9,6 MMBN de petróleo y unos 40 MMMPCN de gas. Para reducir este agotamiento se planificó un proyecto de inyección de gas.

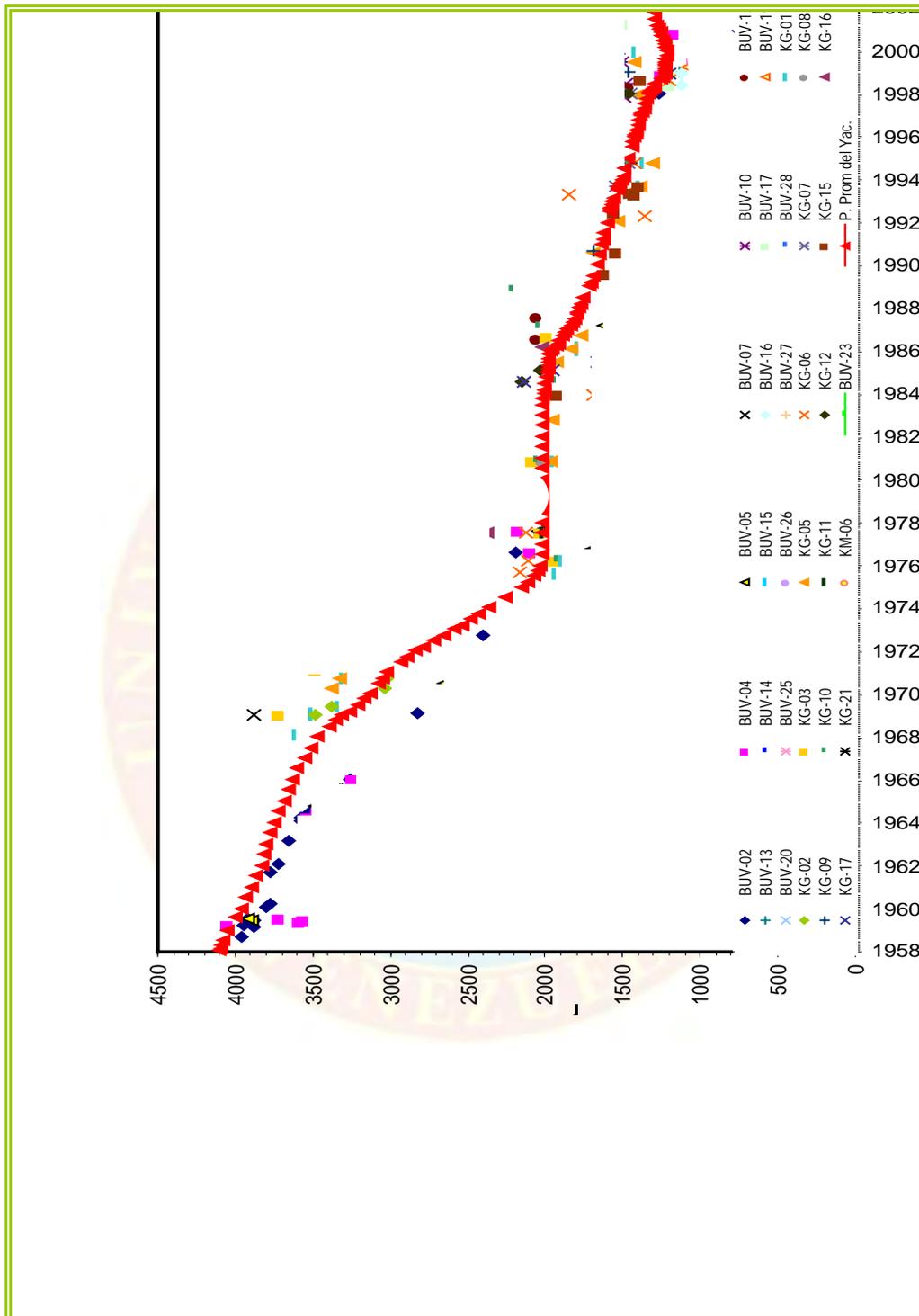


Gráfico 4.2 Histórico de presión del Yacimiento S2 KG-01

El primer cierre de producción ocurrió durante lo que se consideró como un tercer período desde octubre de 1976 hasta julio de 1984. A partir de esta última fecha hasta febrero del año 2000 está comprendido el cuarto período de producción; iniciando con el proyecto de inyección de gas buzamiento arriba en el yacimiento S2 KG-01, a través de la conversión del pozo productor KG-16 a inyector de gas, para esta fecha la presión se encontraba en 1.920 Lpcm aproximadamente. En agosto del mismo año se inició la producción de petróleo a una tasa de 4300 BNPM.

En agosto de 1986 se convirtió al KG -12 en pozo inyector de gas para continuar drenando las reservas de yacimiento, debido a que la inyección del pozo KG-16 no era suficiente. En el área central del yacimiento la inyección de gas no parece haber detenido la declinación de presión.

Para el año 1.998 la presión descendió hasta 1.400 Lpc aproximadamente. En septiembre del mismo año inicia la perforación de pozos de desarrollo con el objetivo de mejorar la producción y el drenaje del yacimiento, la producción se incrementó hasta 61000 BNPM para el mes de Septiembre de 1999, fecha para la cual se habían perforado seis nuevos puntos de drenaje y reparado dos pozos. Además de ser activado como inyector el pozo KG-10, debido al poco efecto que tenían en el yacimiento los pozos KG-16 y KG-12 los cuales fueron cerrados en esa fecha. La tasa de producción declina hasta 36000 BNPM para febrero del año 2000.

El quinto período de producción va desde finales del año 2000, hasta septiembre de 2011; en Diciembre de 2000 la producción aumenta hasta 60000 BNPM, este incremento de producción es consecuencia de trabajos realizados en los pozos y la apertura a producción de algunos de ellos que estaban cerrados por falta de capacidad de manejo del gas. La capacidad de manejo del gas se incrementó notablemente al incorporarse la nueva planta compresora de gas capaz de manejar

volúmenes hasta 40 MMPCNPD; de igual forma, se perforó el pozo KG-19 altamente inclinado como nuevo inyector del yacimiento, capaz de recibir más volumen de gas que lo comprimido por la planta.

A partir de entonces, y luego del incremento de los volúmenes inyectados, a través del pozo KG-19, se nota un mantenimiento apreciable de los niveles de presión medida en los pozos ubicados en la zona Sur, generado por el control y monitoreo de la tasa del gas inyectado en el campo.

En la zona central del yacimiento continúa la declinación de la presión, lo cual confirma la baja transmisibilidad entre la zona central y la zona sur del yacimiento; por lo que la inyección, a través del pozo KG-19 contribuye con el mantenimiento de presión de la zona sur y poco con la progresiva declinación de la parte central. A principios del año 2001 fue cerrado el pozo inyector KG-10, a consecuencia de que la inyección a través de éste no había causado efecto en el yacimiento; razón por la cual, la etapa inicial del proyecto de inyección de gas se considera como un período en el que el yacimiento no estaba siendo sometido a ningún proceso de recuperación secundaria (Agotamiento Natural).

Se convierte a pozo inyector el pozo KG – 17 para finales del año 2001, con una inyección promedio de 5 MMPCD, debido a la baja presión, ya que la inyección del KG – 19 no era suficiente para cubrir la necesidad que se tenía de aumentar la producción en el área Norte del Yacimiento.

Para el año 2002, se nota que la declinación de presión disminuye en el área central pero no en su totalidad, lo cual coincide con el inicio de la inyección de gas en el pozo KG-17 en Noviembre de 2001. Es importante destacar que la presión en la zona central ha seguido declinando ligeramente en el tiempo, viéndose la necesidad

de inyectar más gas en esta zona a través de otros pozos. En Enero de 2010 comenzó la inyección del BUV-25, siendo la producción acumulada del yacimiento para la fecha fue 17,798 MMBN de petróleo; 132,50 MMPCN de gas; y 1,78 MBN de agua.

El análisis de la producción acumulada de agua por pozo y yacimiento indicó que la acumulación es básicamente volumétrica (Gráfico 4.3), debido a que el corte de agua al inicio de la producción se mantiene constante a lo largo del período de producción por flujo natural, ya que ninguno de los pozos parece haber sido invadido por agua.

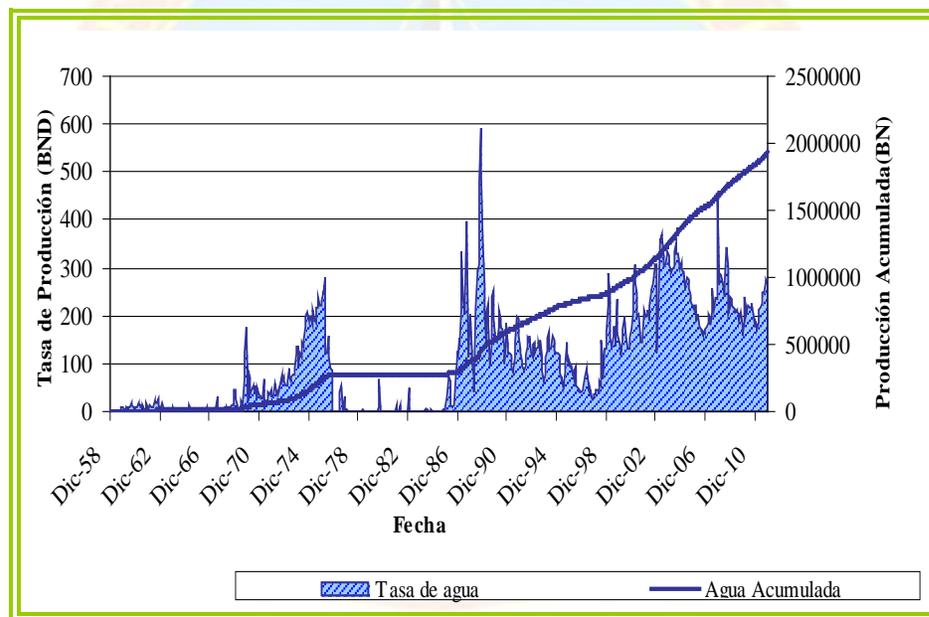


Gráfico 4.3 Histórico de producción de agua acumulada

De acuerdo al monitoreo y control llevado en el yacimiento (Gráfico 4.4), se establece que desde inicio del proyecto de inyección no ha logrado efectivamente mantener las presiones en el yacimiento originado a los bajos volúmenes inyectados al inicio del proyecto, debido a que inicialmente se inyectaban aproximadamente

12MMPCND de gas, siendo ésta la capacidad de manejo de gas que existía en las instalaciones de la planta compresora.

El monitoreo y ajuste de las tasas de inyección a través del pozo BUV-25, ha permitido incrementar y mantener la presión en la zona Sur-Oeste en 1250 – 1300 Lpc. Actualmente se está inyectando gas en el yacimiento S2 KG-01 de la siguiente manera: Zona Sur-Oeste por medio del pozo BUV-25, en la Zona Sur-Este se inyecta a través del pozo KG-19 y la Zona Centro Norte por medio del Pozo KG-17, Este último pozo, ha logrado inyectar hasta 5 MMPCNDG, sin lograr influenciar en la línea de pozos donde se ubican el BUV-16 y BUV-19 (Zona Centro-Norte).

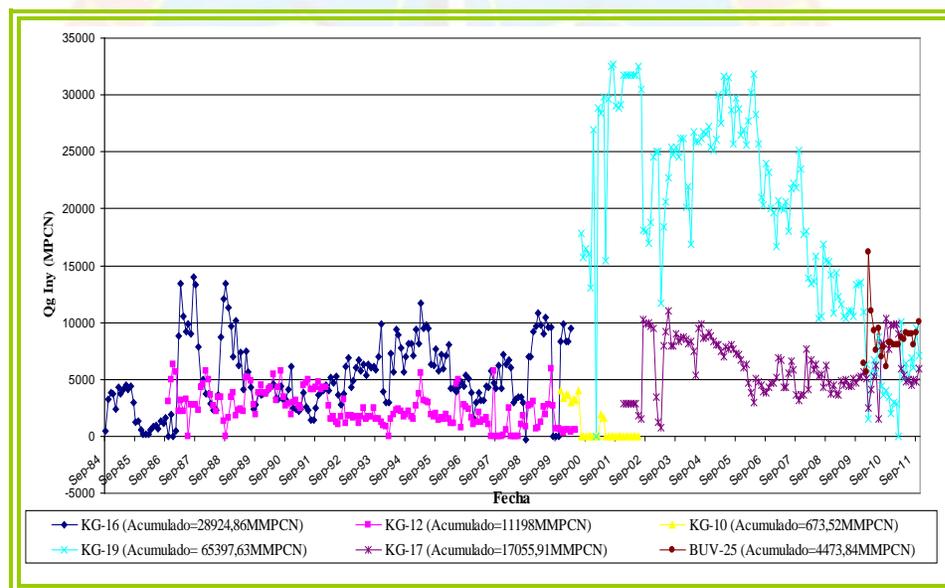


Gráfico 4.4 Inyección de Gas por pozos

4.1.2. Descripción de la distribución del gas

En la Figura 4.2 se presenta la distribución del gas, proveniente de las estaciones de flujo BEF-1 y KEF-3, donde los gases asociados al crudo son enviados

a la Planta Compresora Kaki (PCK), la cual está conformada por 4 unidades moto-compresoras con una capacidad de 10 MMPCD cada una, con presión de succión de 100 psig y presión de descarga de 5000 psig. La distribución del gas en su recorrido por la planta se da de la siguiente manera:

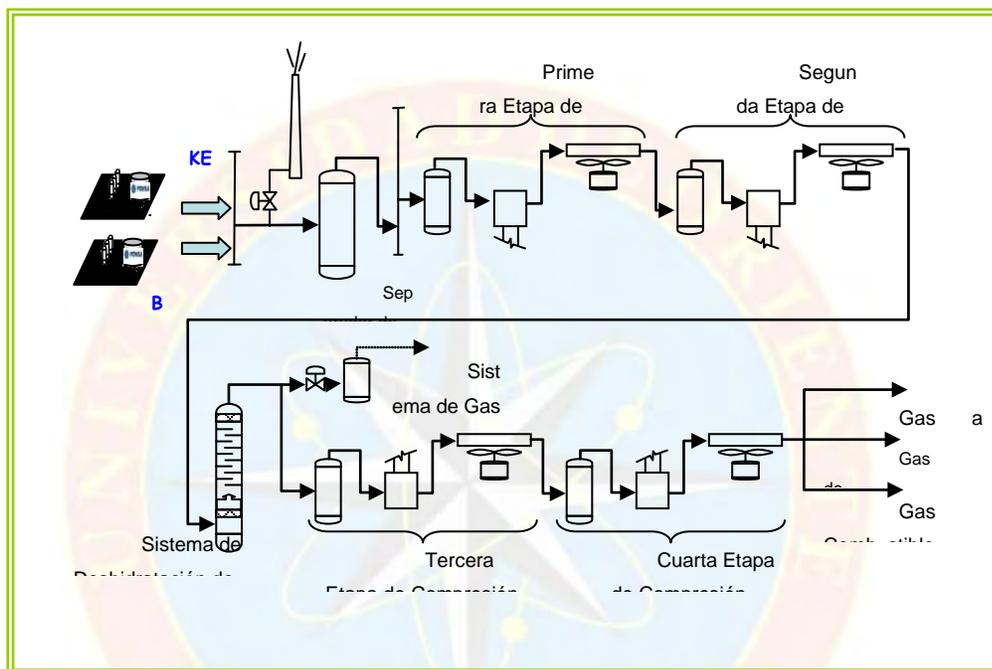


Figura 4.2 Distribución del gas

- I. Inicialmente el gas proveniente de las estaciones de flujo, es pasado por un separador de entrada.
- II. En segundo lugar, el gas es enviado a las primeras dos (2) etapas de compresión.
- III. Posteriormente pasa a un sistema de deshidratación de gas.
- IV. En últimas instancias el gas es sometido a las segundas dos (2) etapas de compresión; cierto volumen de gas que no puede ser manejado por la planta, es quemado o se ventea (Flare).

El gas de salida de la planta compresora, es utilizado para el levantamiento artificial por gas (LAG), como gas combustible para el continuo funcionamiento de la planta, y como gas de inyección para el proceso de inyección de gas en el yacimiento S2- KG-01.

4.2 VALIDACIÓN DE RESERVAS OFICIALES DE HIDROCARBUROS, MEDIANTE BALANCE DE MATERIALES

Cálculo de reservas de hidrocarburos por la Ecuación Convencional de Balance de Materiales

Para el yacimiento S2 KG-01 se realizó un cotejo entre el comportamiento de presión calculada por balance de materiales convencional, y el comportamiento real de la presión (Gráfico 4.5), dicho cotejo se consideró representativo, debido a que el resultado obtenido por medio del programa coteja de manera eficiente el comportamiento real de la presión del yacimiento.

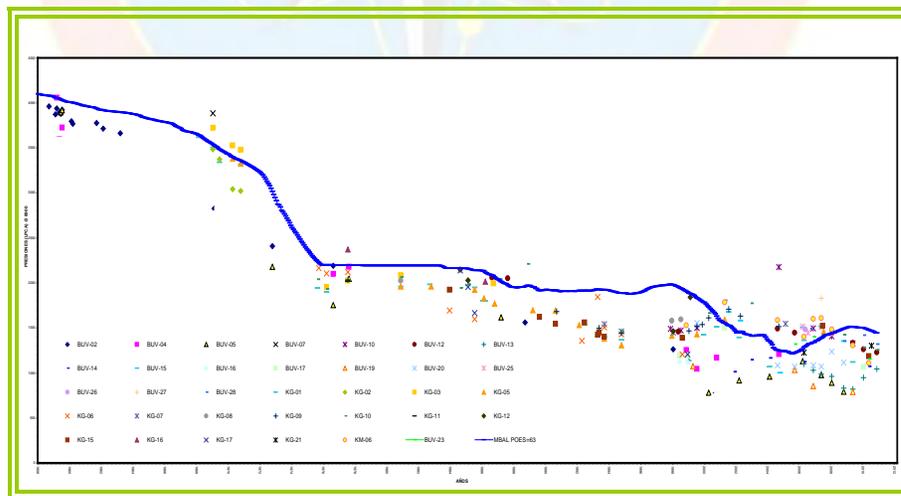


Gráfico 4.5 Cotejo de presión (Resultado Mbal Vs Comportamiento real).

Del balance realizado se estimó por el método gráfico (Gráfico 4.6) que el POES del yacimiento está en el orden de los 63 MMBN, aproximadamente un 12% menos que el reportado en el Libro de reservas del año 2010.

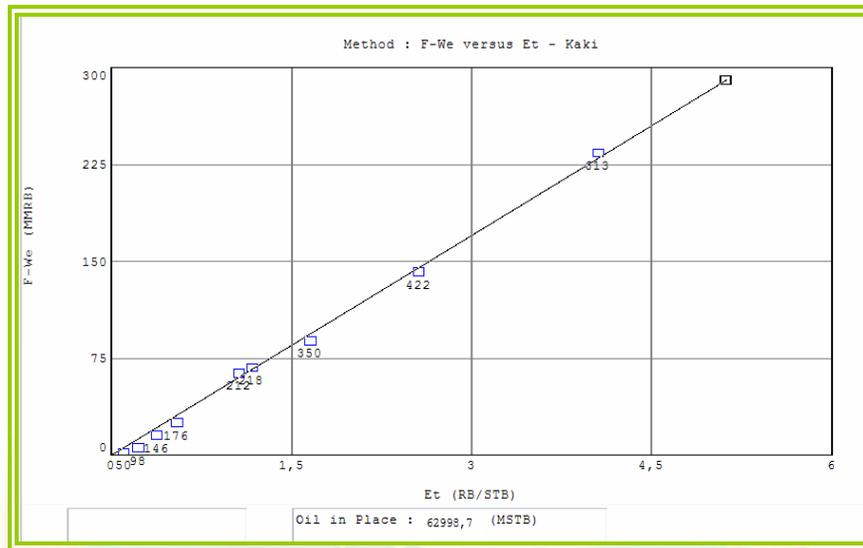


Gráfico 4.6 Método gráfico de la ecuación de Balance de materiales (Mbal)

Cálculo de reservas de hidrocarburos por la Ecuación Generalizada de Balance de Materiales

Se realizó el cálculo de reservas de hidrocarburos por medio de la ecuación generalizada de balance de materiales (Apéndice B), obteniéndose como resultado el comportamiento mostrado en el Gráfico 4.7.

A consecuencia de este resultado, para obtener el volumen de reservas se consideró sólo el período en el cual el yacimiento no presentaba ningún empuje; es decir en el período inicial de producción del yacimiento (Gráfico 4.8), tomando en cuenta desde 1958 hasta 1976 (Tabla 4.3). Estimando que el POES del yacimiento está en el orden de los 70 MMBN.

Con la ayuda de la hoja de cálculo realizada en Microsoft Excel, se obtuvo un cotejo (Apéndice C) de presiones (Gráfico 4.9) con el cual permitió validar el volumen de hidrocarburos establecido en el libro de reservas del año 2010. Validando así el volumen de reservas remanentes de gas calculados mediante el método volumétrico, los cuales son la base para determinar el volumen de LGN en el tiempo.

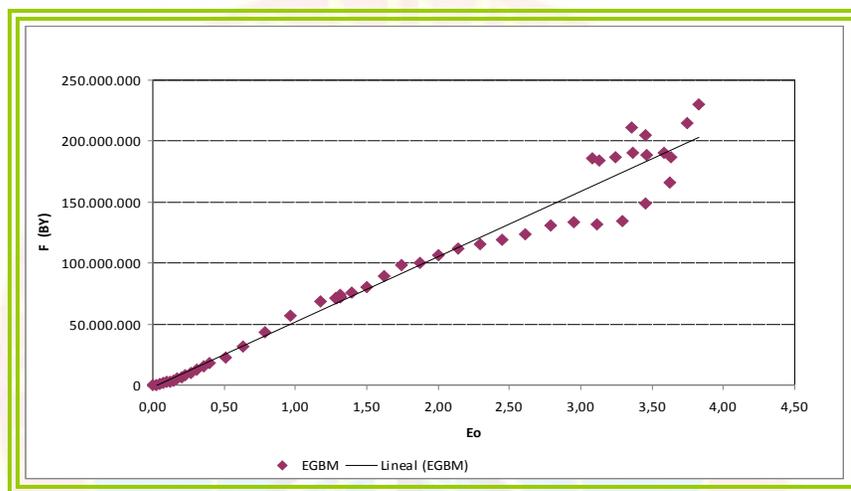


Gráfico 4.7 Ecuación Generalizada de Balance de materiales (1958-Sep/2011)

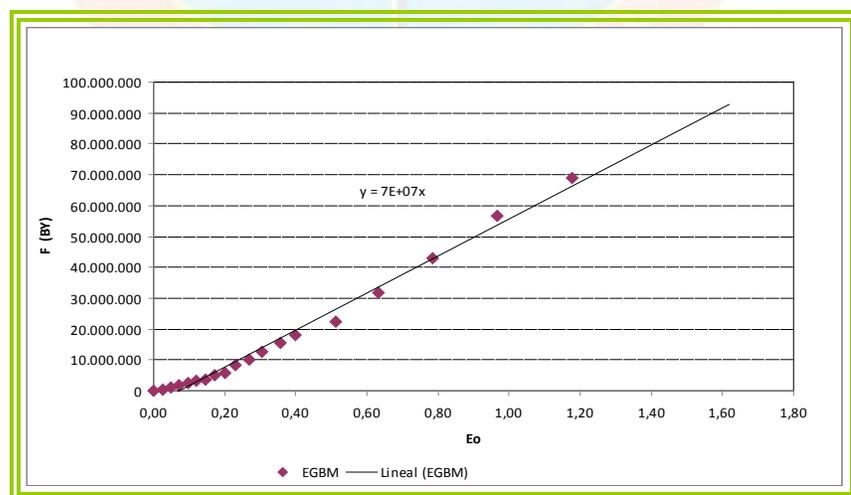


Gráfico 4.8 Ecuación Generalizada de Balance de materiales (1958-1976)

Tabla 4.3 Volúmenes Acumulados de producción (1958-1976)

Producción Acumulada de Petróleo	10,126 MMBN
Producción Acumulada de Agua	0,277 MMBN
Producción Acumulada de Gas	43, 015 MMMPCN

Realizando una comparación de los resultados obtenidos por ambos métodos de balance de materiales (Tabla 4.4); se observa que con el balance de materiales composicional sólo se obtuvo una diferencia de dos punto dos por ciento (2.2%) al compararlo con el valor de POES reportado en el libro de reservas; mientras que por el balance de materiales convencional, se obtuvo una diferencia de once punto nueve por ciento (11.9%); permitiendo validar el volumen del POES oficial con los resultados obtenidos por la EGBM.

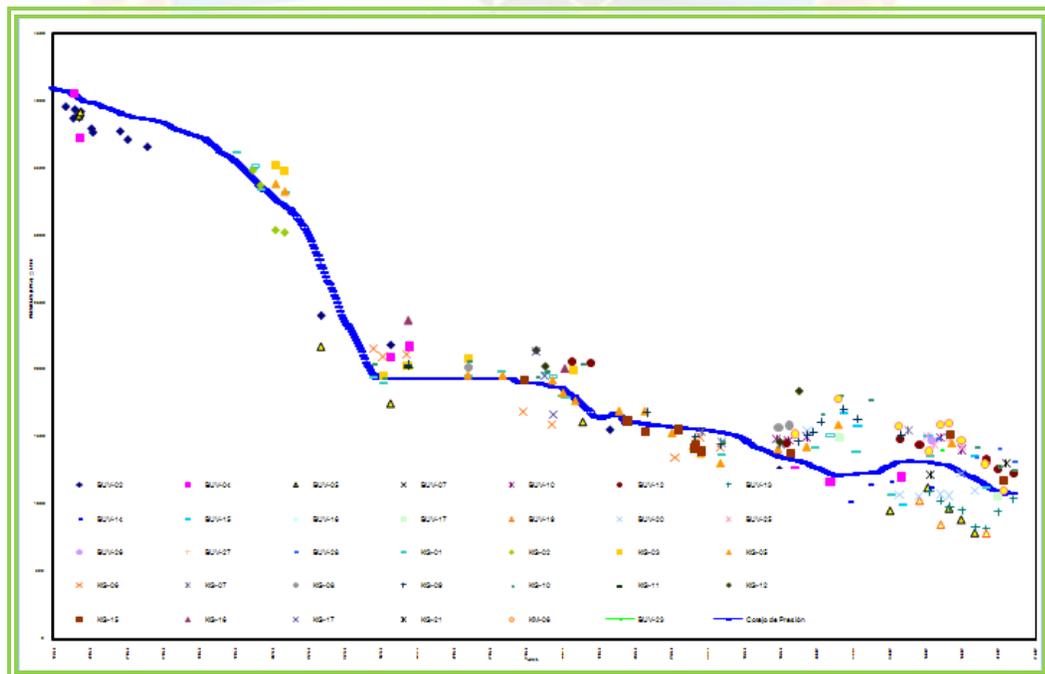


Gráfico 4.9 Cotejo de presión (Resultado de presiones de EGBM Vs Comportamiento real)

Tabla 4.4 Comparación entre Métodos de balance de materiales

	MMBN	Porcentaje
POES Oficial	71,56MMBN	-
POES por ECBM	63 MMBN	11.9%
POES por EGBM	70 MMBN	2.2%

4.3 ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE LGN ASOCIADO A LAS RESERVAS DE GAS

De acuerdo con el libro de reservas del año 2010, el POES del yacimiento es igual a 71,56MMBN, la estimación de los volúmenes de LGN se efectuó hasta el cierre del mes de Septiembre de 2011 por medio del método volumétrico; de igual forma se determinaron las reservas de gas presentes en el yacimiento resultando en 54,23 MMMPCN. A partir de este valor se logró estimar los volúmenes de LGN a dos fechas referenciales (Apéndice D).

La primera fecha fue el cierre del mes de septiembre 2011, donde el gas presentaba una riqueza de 3,843 GPM, obteniéndose unas reservas de LGN de 4,96 MMBN; la segunda fecha referencial, será cuando finalice el proceso de extracción de líquidos; es decir, cuando el gas presente una riqueza igual a 1,1 GPM resultando un volumen residual de LGN en el yacimiento de 1,44 MMBN; esto quiere decir que se lograrán extraer 3,52 MMBN de LGN durante el funcionamiento de la planta de extracción de líquido.

4.4 ANALIZAR ECONÓMICAMENTE LA IMPLANTACIÓN DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS

Desde el año 2008, Petrolera Kaki, ha venido ejecutando el proyecto de construcción de la planta de extracción de líquidos (enmarcado en el Plan de

Negocios 2007-2025), que permitirá extraer los líquidos del gas producido (propano y más pesados, C3+, con una recuperación de un 96%) y luego recomprimir el gas residual para su re-inyección en el yacimiento S2 KG-01.

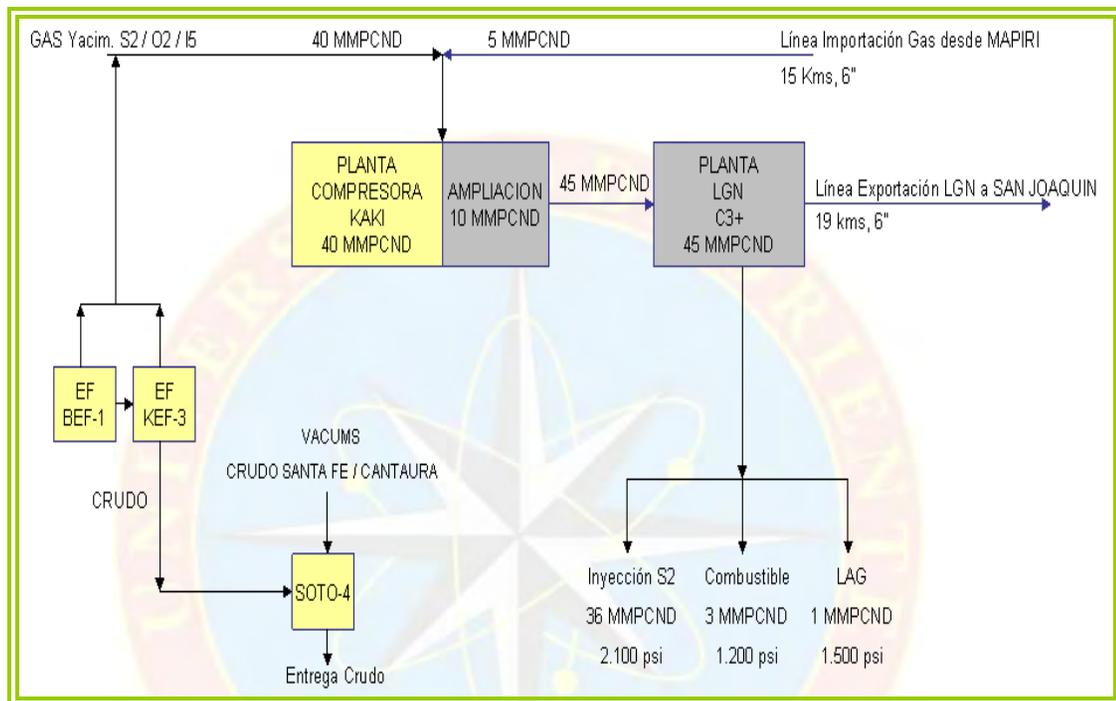


Figura 4.3 Distribución del gas y líquidos con la implantación de la PELK
Fuente: Memoria descriptiva PELK

Se planea utilizar la compresión existente para alimentar la nueva planta de extracción de líquidos (PELK), sin embargo para asegurar los 45 MMPCND de gas a la succión de la nueva planta, se requiere instalar una nueva unidad similar a las ya existentes, con lo cual se llevaría la capacidad instalada hasta 50 MMPCND (Figura 4.3).

El proceso de recuperación de los líquidos del gas natural consta básicamente de dos etapas, el acondicionamiento y recuperación propiamente dicha. Durante el acondicionamiento el gas natural, proveniente de distintos yacimientos, pasa a través

de un separador a fin de evitar que partículas líquidas dañen los equipos ubicados en el proceso de recuperación y por un sistema de deshidratación.

La deshidratación es, como su nombre lo indica, el proceso de eliminación del agua contenida en estado de vapor en el gas natural que alimenta a la planta. Previo a la planta de extracción de LGN, se instalará un sistema de Tamices Moleculares para reducir el contenido de agua hasta 0,1 ppm. Este proceso es absolutamente necesario dado que el proceso de recuperación se lleva a cabo a muy bajas temperaturas, para evitar la formación de hidratos en las corrientes frías del proceso, pues el agua podría solidificarse obstruyendo equipos y/o tuberías.

La planta de extracción de líquidos llevará a cabo un proceso en el que el gas en la planta será enfriado en un intercambiador criogénico, luego es sometido a una expansión isentálpica por medio de un turbo-expansor y finalmente los compuestos pesados son separados inicialmente en una torre de-metanizadora y luego en una columna de-etanizadora para cumplir las especificaciones técnicas requeridas. Los líquidos producidos serán bombeados hasta un punto de entrega a la Planta Criogénica de San Joaquín y el gas residual es comprimido, primero con el compresor booster y posteriormente en múltiples etapas de compresión hasta 2000 Lpcm, para ser inyectado nuevamente a los pozos.

Todo este proceso generará un mayor aprovechamiento, y fortalecerá la comercialización de los líquidos extraídos del gas del campo, dando cumplimiento legal a la no inyección de gas rico (actividad que se ha venido realizando en el campo desde el año 1986), e incrementando la producción del campo y dando continuidad al proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento.

Considerando que el insumo diario de la planta de extracción de líquidos será 45MMMPCN de gas, con un porcentaje de declinación de la riqueza del gas de

veinticuatro por ciento anual (24%), se construyó un perfil de declinación de GPM (Gráfico 4.10); obteniéndose como resultado que a lo largo de cinco (5) años se alcanza el límite económico del proyecto (Apéndice E). Además a medida que vaya recirculando el gas, la riqueza líquida disminuirá, generando una reducción en el volumen de líquidos a extraer, a su vez las ganancias que el proyecto genere. Es de resaltar, que en la evaluación económica solo se tomaron los volúmenes de hidrocarburos líquidos recuperados por medio del proyecto PELK, es decir, que el volumen de petróleo que se produce por medio del proyecto de recuperación secundaria no es tomado en cuenta.

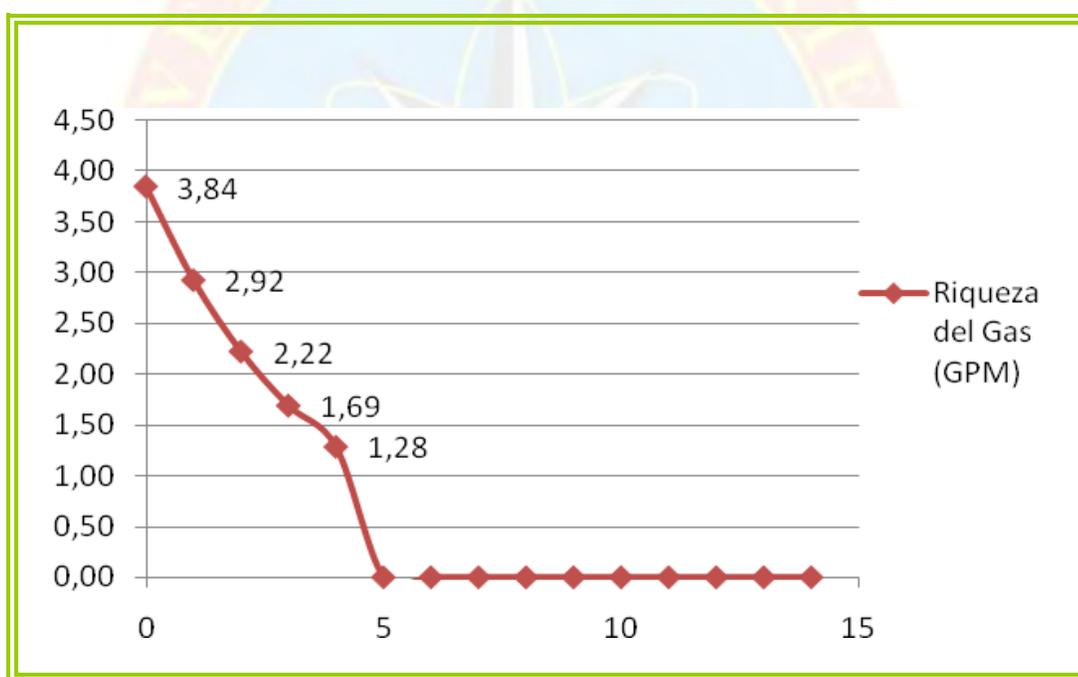


Gráfico 4.10 Perfil de declinación de GPM Vs Tiempo

Los proyectos de inversión de capital deben justificarse bajo criterios económicos de eficiencia, rentabilidad y maximización de beneficios (Indicadores económicos). Para efectos de la industria petrolera la tasa de retorno mínima para los proyectos de inversión de capital de la Corporación es del 15%, además de éste, el

valor presente neto, el tiempo de pago y la eficiencia de inversión resultan otros indicadores que evalúan en conjunto a un proyecto.

Se entiende como resultados económicos favorables de un proyecto, aquellos que se analicen bajo indicadores que superen los mínimos exigidos por PDVSA para cada una de sus inversiones (estos parámetros pueden visualizarse en la Tabla 3.3 ubicado en el Capítulo III).

Tabla 4.5 Resultados arrojados por la evaluación económica.

Indicadores	Resultados
VPN	65,3MM\$
TIR	26%
TP	1,9 Años
EI	1,3

De acuerdo a los resultados mostrados en la tabla 4.5, se puede observar que el VPN fue mayor a cero (>0), la TIR mayor a quince por ciento ($>15\%$), el tiempo de pago menor de tres años (<3 años) y una eficiencia de inversión mayor a uno (>1), se consideró factible el proyecto de realizar la implantación de la planta PELK.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La baja inyección de gas realizada por los pozos KG-10, KG-12 y KG-16 causó poco efecto en el comportamiento de presión y producción en el yacimiento, considerándose este tiempo como un período sin inyección (Agotamiento Natural).
- El efecto de la inyección en el yacimiento empieza a evidenciarse luego de iniciarse la inyección a través del pozo KG-19, cuando se mantiene un mejor control y monitoreo de la tasa de gas inyectado en el campo, observándose una respuesta inmediata de los pozos cercanos al pozo inyector, incrementando la producción y presión de los pozos productores.
- Por medio de la ecuación generalizada de balance de materiales, se logró validar el POES reportado en el libro de reservas, siendo este 71.56MMBN, con un dos punto dos (2.2%) de diferencia, del obtenido por el balance de materiales que fue de 70MMBN.
- La creación de la Planta de Extracción de líquido generará un mayor aprovechamiento de los fluidos producidos en el yacimiento S2 KG-01, proporcionando un incremento en la producción del campo, y dando cumplimiento legal a la no inyección de gas rico (actividad que ha venido realizándose en el campo desde el año 1986).
- La construcción de la planta PELK, se considera un proyecto factible, al obtener como resultados de los indicadores económicos un VPN mayor a cero (>0), una TIR mayor a quince por ciento ($>15\%$), un tiempo de pago menor de

tres años (<3 años) y una eficiencia de inversión mayor a uno (>1), dando cumplimiento a lo establecido por PDVSA en la LEEPIC 2011.

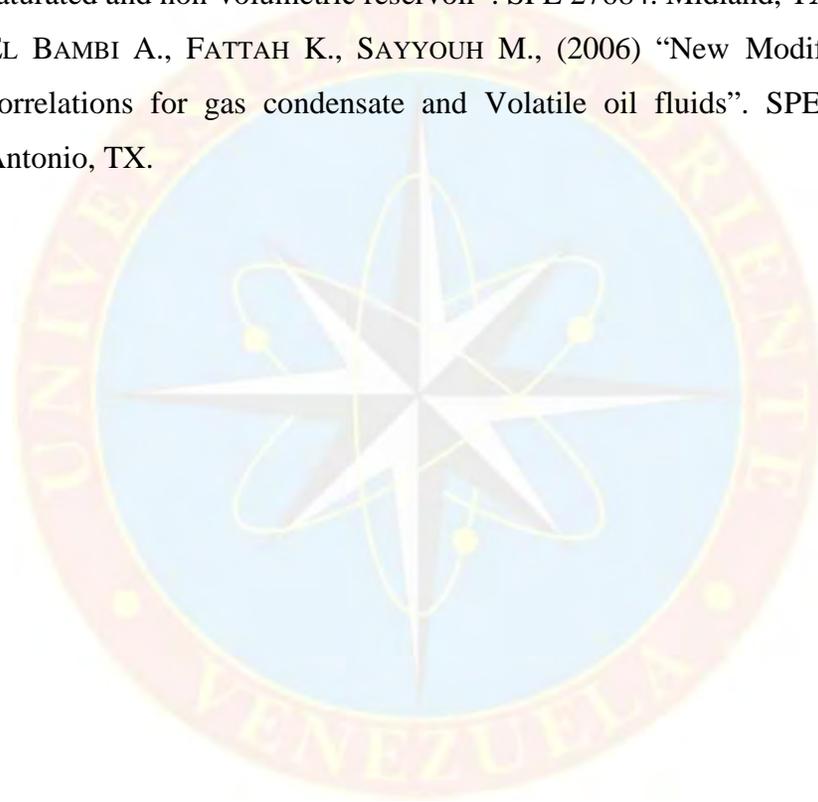
5.2 RECOMENDACIONES

- Elaborar un plan para el monitoreo de presión de la Arena S-2 que permita caracterizar las mismas, con la finalidad de lograr un control preciso de las tasas de inyección de gas, garantizando un mejor análisis de los volúmenes a inyectar.
- Realizar seguimiento a los volúmenes de gas producidos por el yacimiento S2 KG-01, debido a que existe incongruencia en los reportes de los sumarios, y los volúmenes reportados por la planta compresora. Estos errores provocan incertidumbre en los volúmenes de las reservas de gas, y por lo tanto en los volúmenes de LGN presentes en el yacimiento., ya que estos están asociados a las reservas de gas.
- Estudiar la posibilidad de realizar un estudio de simulación de yacimiento, con la finalidad de verificar el avance del frente de gas en la Arena S2.
- Hacer uso de la ecuación generalizada de balance de materiales para el cálculo de reservas de yacimientos de petróleo volátil y gas condensado a fines de obtener resultados más confiables.
- Extender éste tipo de estudios integrados a otras arenas de los Campo Kaki-Bucaral a fin de optimizar la producción de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

- ARIAS, F. (2006). “El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica”. (5^{ta} ed.). Editorial Epistame, Caracas – Venezuela.
- ARRIAGA, E. Y CORDOVA, R. (2008). “Recuperación Mejorada En Yacimientos naturalmente Fracturados” [Tesis en línea]. Universidad Nacional Autónoma De México, México. Consultada el 24/10/2011 en: <http://es.scribd.com/doc/62678729/3/III-1-2-Presion-de-miscibilidad>
- CARRASCO, Y. (2008). “Evaluación de la eficiencia de la planta de extracción de líquidos San Joaquín, para diferentes riquezas del gas natural de alimentación.” Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Maturín.
- CIED. “Recuperación Adicional De Petróleo, Por Métodos Convencionales” (2^{da} ed.).
- Comunidad Petrolera. (2009). Publicación de documentos de Ingeniería de petróleo. [Base de datos]. Disponible en: <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2010/04/ventajas-generales-del-mantenimiento-de.html>
- LEEPIC (Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión). (2011). PDVSA
- PARIS DE FERRER, M. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. (2^{da} ed.). Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo – Venezuela.
- PINO, F. “Líquidos del Gas Natural”. Escuela de Ingeniería de Petróleo, UDO Monagas, Venezuela
- ROJAS, G. (2003). “Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”.
- Scribd. (2007). Publicación de documentos de diversos formatos y deferentes temas. [Base de datos]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/60902190/Recuperacion-Mejorada>

- WALSH, M.P., ANSAH, J., AND RAGHAVAN, R. (1994). “The new generalized material balance as an equation of a straight-line; Part 1 – Applications to undersaturated and volumetric reservoir”. SPE 27728. Midland, TX
- WALSH, M.P., ANSAH, J., AND RAGHAVAN, R. (1994). “The new generalized material balance as an equation of a straight-line; Part 2 – Applications to saturated and non-volumetric reservoir”. SPE 27684. Midland, TX.
- EL BAMBI A., FATTAH K., SAYYOUH M., (2006) “New Modified Black-Oil correlations for gas condensate and Volatile oil fluids”. SPE 102240. San Antonio, TX.



APÉNDICES

Apéndice A

Historia de producción e inyección del
yacimiento S2 KG-01



Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/11/1958	4100	0,003	6,4	0	0
31/12/1958		0,018	35,1	0	0
31/01/1959		0,03	66,8	0	0
28/02/1959		0,049	78,2	0	0
31/03/1959		0,067	88,8	0	0
30/04/1959		0,078	95,5	0	0
31/05/1959		0,096	106,4	0	0
30/06/1959	4053	0,113	121	0	0
31/07/1959		0,113	121	0	0
31/08/1959		0,13	134,9	0	0
30/09/1959		0,144	142,7	0	0
31/10/1959		0,162	168,1	0	0
30/11/1959		0,201	218,1	0	0
31/12/1959	4006	0,247	277	0	0
31/01/1960		0,269	320,3	0,001	0
29/02/1960		0,269	320,3	0,001	0
31/03/1960		0,305	389,8	0,001	0
30/04/1960		0,335	454,6	0,001	0
31/05/1960		0,371	521,4	0,001	0
30/06/1960	3962	0,4	558,4	0,001	0
31/07/1960		0,443	631	0,002	0
31/08/1960		0,464	671,1	0,002	0
30/09/1960		0,488	719,9	0,002	0
31/10/1960		0,492	728,2	0,002	0
30/11/1960		0,492	728,2	0,002	0
31/12/1960	3920	0,502	747,7	0,003	0
31/01/1961		0,527	796,7	0,003	0
28/02/1961		0,534	809,6	0,003	0
31/03/1961		0,561	863,5	0,003	0
30/04/1961		0,587	928,4	0,004	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/05/1961		0,615	1005	0,004	0
30/06/1961		0,643	1081,3	0,004	0
31/07/1961		0,672	1145,7	0,005	0
31/08/1961		0,7	1242,7	0,005	0
30/09/1961		0,717	1303,6	0,005	0
31/10/1961		0,727	1339,8	0,005	0
30/11/1961		0,745	1398,6	0,005	0
31/12/1961		0,745	1398,6	0,005	0
31/01/1962		0,778	1503,6	0,006	0
28/02/1962		0,801	1544,2	0,006	0
31/03/1962		0,821	1618	0,006	0
30/04/1962		0,824	1630,1	0,006	0
31/05/1962		0,837	1678,8	0,007	0
30/06/1962	3807	0,872	1800,6	0,007	0
31/07/1962		0,895	1895,6	0,008	0
31/08/1962		0,918	2007,6	0,008	0
30/09/1962		0,949	2169,1	0,009	0
31/10/1962		0,964	2214,5	0,009	0
30/11/1962		0,978	2234	0,009	0
31/12/1962	3763	0,987	2249,2	0,01	0
31/01/1963		1,005	2339,6	0,01	0
28/02/1963		1,021	2431,7	0,01	0
31/03/1963		1,036	2457,4	0,01	0
30/04/1963		1,048	2477,6	0,011	0
31/05/1963		1,06	2497,9	0,011	0
30/06/1963		1,078	2517,8	0,011	0
31/07/1963		1,092	2545,8	0,011	0
31/08/1963		1,106	2571,9	0,011	0
30/09/1963		1,117	2599,1	0,011	0
31/10/1963		1,131	2622,8	0,011	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/11/1963		1,144	2645	0,011	0
31/12/1963	3684	1,156	2668,4	0,011	0
31/01/1964		1,168	2697,3	0,011	0
29/02/1964		1,181	2721,5	0,011	0
31/03/1964		1,192	2743,3	0,011	0
30/04/1964		1,206	2778,4	0,011	0
31/05/1964		1,218	2806,6	0,011	0
30/06/1964		1,233	2842,3	0,011	0
31/07/1964		1,249	2879,1	0,012	0
31/08/1964		1,263	2908	0,012	0
30/09/1964		1,296	2972,3	0,012	0
31/10/1964		1,34	3064,6	0,012	0
30/11/1964		1,355	3094,2	0,012	0
31/12/1964	3611	1,366	3114,3	0,012	0
31/01/1965		1,398	3195	0,012	0
28/02/1965		1,429	3277,4	0,012	0
31/03/1965		1,464	3381,1	0,012	0
30/04/1965		1,502	3499,6	0,012	0
31/05/1965		1,549	3646,2	0,013	0
30/06/1965	3575	1,594	3750,6	0,013	0
31/07/1965		1,628	3873,3	0,013	0
31/08/1965		1,656	3964,8	0,013	0
30/09/1965		1,685	4062,5	0,013	0
31/10/1965		1,709	4154,5	0,013	0
30/11/1965		1,724	4225,2	0,013	0
31/12/1965	3531	1,742	4297,2	0,013	0
31/01/1966		1,757	4348,3	0,013	0
28/02/1966		1,778	4404,3	0,013	0
31/03/1966		1,802	4517,4	0,013	0
30/04/1966		1,827	4649,3	0,014	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/05/1966		1,845	4718,5	0,014	0
30/06/1966	3492	1,872	4783,5	0,014	0
31/07/1966		1,89	4840,6	0,014	0
31/08/1966		1,91	4906,3	0,014	0
30/09/1966		1,931	4950,2	0,014	0
31/10/1966		1,947	5001,3	0,014	0
30/11/1966		1,965	5057,8	0,014	0
31/12/1966	3456	1,987	5113,5	0,014	0
31/01/1967		2,013	5205,9	0,014	0
28/02/1967		2,043	5297,6	0,015	0
31/03/1967		2,064	5366,4	0,015	0
30/04/1967		2,085	5442,2	0,015	0
31/05/1967		2,122	5646,3	0,015	0
30/06/1967		2,168	5849,8	0,015	0
31/07/1967		2,22	6107,2	0,016	0
31/08/1967		2,264	6355	0,016	0
30/09/1967		2,305	6477,9	0,016	0
31/10/1967		2,346	6662,7	0,016	0
30/11/1967		2,391	6876,4	0,016	0
31/12/1967		2,442	7203,3	0,017	0
31/01/1968		2,495	7453,8	0,017	0
29/02/1968		2,524	7576,9	0,017	0
31/03/1968		2,539	7639,7	0,017	0
30/04/1968		2,557	7703,8	0,017	0
31/05/1968		2,575	7774	0,017	0
30/06/1968		2,598	7837,3	0,018	0
31/07/1968		2,628	7934,5	0,018	0
31/08/1968		2,677	8052	0,018	0
30/09/1968		2,726	8149	0,019	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/10/1968		2,771	8280,8	0,019	0
30/11/1968		2,832	8412,6	0,02	0
31/12/1968	3288	2,907	8587,1	0,021	0
31/01/1969		2,988	8738,2	0,022	0
28/02/1969		3,064	8868,9	0,022	0
31/03/1969		3,141	9060,4	0,023	0
30/04/1969		3,211	9265,6	0,023	0
31/05/1969		3,282	9439,6	0,023	0
30/06/1969		3,363	9592,1	0,024	0
31/07/1969		3,445	9761,4	0,024	0
31/08/1969		3,5	9933,3	0,024	0
30/09/1969		3,561	10076,4	0,026	0
31/10/1969		3,609	10211,8	0,03	0
30/11/1969		3,677	10402,7	0,035	0
31/12/1969	3204	3,772	10585,1	0,035	0
31/01/1970		3,875	10757,9	0,037	0
28/02/1970		3,969	10896	0,039	0
31/03/1970		4,064	11175	0,04	0
30/04/1970		4,148	11345,9	0,042	0
31/05/1970		4,228	11526,9	0,043	0
30/06/1970	3158	4,306	11643,5	0,045	0
31/07/1970		4,379	11795,4	0,046	0
31/08/1970		4,462	11956	0,048	0
30/09/1970		4,517	12105,9	0,049	0
31/10/1970		4,586	12278	0,05	0
30/11/1970		4,65	12403,8	0,051	0
31/12/1970	3098	4,707	12640	0,052	0
31/01/1971		4,759	12873	0,053	0
28/02/1971		4,802	13005,5	0,054	0
31/03/1971		4,854	13212,2	0,054	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/04/1971		4,895	13373,8	0,056	0
31/05/1971		4,929	13516,5	0,057	0
30/06/1971	3055	4,972	13637,2	0,058	0
31/07/1971		5,017	13745,2	0,058	0
31/08/1971		5,073	13867,3	0,059	0
30/09/1971		5,138	14016,8	0,06	0
31/10/1971		5,199	14149,8	0,061	0
30/11/1971		5,278	14290,3	0,063	0
31/12/1971		5,354	14441,8	0,064	0
31/01/1972		5,441	14619,1	0,065	0
29/02/1972		5,532	14772,3	0,066	0
31/03/1972		5,62	14951,7	0,068	0
30/04/1972		5,696	15135,8	0,069	0
31/05/1972		5,765	15329,9	0,07	0
30/06/1972		5,839	15537,2	0,071	0
31/07/1972		5,913	15770,2	0,073	0
31/08/1972		5,985	15965,3	0,074	0
30/09/1972		6,076	16179,5	0,077	0
31/10/1972		6,156	16430,3	0,078	0
30/11/1972		6,255	16667,1	0,081	0
31/12/1972		6,344	17018,8	0,083	0
31/01/1973		6,434	17314,4	0,084	0
28/02/1973		6,54	17663,2	0,086	0
31/03/1973		6,657	18086,2	0,088	0
30/04/1973		6,784	18494,6	0,09	0
31/05/1973		6,874	18934,8	0,092	0
30/06/1973	2738	6,964	19371	0,094	0
31/07/1973		7,072	19918,9	0,096	0
31/08/1973		7,19	20551,6	0,099	0
30/09/1973		7,306	21206,3	0,101	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/10/1973		7,435	21876,8	0,104	0
30/11/1973		7,556	22536	0,108	0
31/12/1973		7,672	23309,3	0,112	0
31/01/1974		7,764	23445,4	0,115	0
28/02/1974		7,828	23855,4	0,116	0
31/03/1974		7,901	24608,1	0,119	0
30/04/1974		7,975	25025,8	0,122	0
31/05/1974		8,074	25688,7	0,126	0
30/06/1974		8,165	26255,7	0,13	0
31/07/1974		8,269	26926,7	0,135	0
31/08/1974		8,376	27646,9	0,14	0
30/09/1974		8,478	28374,1	0,145	0
31/10/1974		8,587	29111,3	0,152	0
30/11/1974		8,682	29797,9	0,158	0
31/12/1974		8,769	30364,5	0,163	0
31/01/1975		8,857	30948,6	0,169	0
28/02/1975		8,927	31457,5	0,174	0
31/03/1975		9,007	32041,8	0,18	0
30/04/1975		9,092	32671,7	0,186	0
31/05/1975		9,171	33321,8	0,191	0
30/06/1975		9,251	33989	0,197	0
31/07/1975		9,312	34496	0,203	0
31/08/1975		9,383	35128,6	0,209	0
30/09/1975		9,464	35791	0,217	0
31/10/1975		9,54	36498,5	0,223	0
30/11/1975		9,607	37149,7	0,23	0
31/12/1975		9,677	37889,2	0,237	0
31/01/1976		9,746	38596,2	0,244	0
29/02/1976		9,806	39372,4	0,251	0
31/03/1976		9,869	39963,3	0,256	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/04/1976		9,913	40493,5	0,26	0
31/05/1976		9,959	41051,8	0,263	0
30/06/1976	2181	10,011	41627	0,268	0
31/07/1976		10,055	42055	0,271	0
31/08/1976		10,091	42484,6	0,274	0
30/09/1976		10,121	42938,5	0,276	0
31/10/1976		10,126	43015,7	0,277	0
30/11/1976		10,126	43015,7	0,277	0
31/12/1976	2097	10,126	43015,7	0,277	0
31/01/1977		10,126	43015,7	0,277	0
28/02/1977		10,126	43015,7	0,277	0
31/03/1977		10,126	43016,2	0,277	0
30/04/1977		10,126	43016,2	0,277	0
31/05/1977		10,126	43016,2	0,277	0
30/06/1977	2027	10,13	43071,4	0,277	0
31/07/1977		10,134	43130,2	0,278	0
31/08/1977		10,134	43130,2	0,278	0
30/09/1977		10,134	43130,2	0,278	0
31/10/1977		10,135	43141,8	0,278	0
30/11/1977		10,135	43141,8	0,278	0
31/12/1977		10,135	43144,3	0,278	0
31/01/1978		10,135	43144,3	0,278	0
28/02/1978		10,135	43144,3	0,278	0
31/03/1978		10,135	43144,3	0,278	0
30/04/1978		10,135	43144,3	0,278	0
31/05/1978		10,135	43144,3	0,278	0
30/06/1978	2016	10,135	43144,3	0,278	0
31/07/1978		10,135	43144,3	0,278	0
31/08/1978		10,135	43144,3	0,278	0
30/09/1978		10,135	43144,3	0,278	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/10/1978		10,135	43144,3	0,278	0
30/11/1978		10,135	43144,3	0,278	0
31/12/1978		10,135	43144,3	0,278	0
31/01/1979		10,135	43144,3	0,278	0
28/02/1979		10,135	43144,3	0,278	0
31/03/1979		10,141	43170,4	0,278	0
30/04/1979		10,147	43196,5	0,278	0
31/05/1979		10,147	43202,2	0,278	0
30/06/1979		10,147	43202,2	0,278	0
31/07/1979		10,147	43202,2	0,278	0
31/08/1979		10,147	43202,2	0,278	0
30/09/1979		10,147	43202,2	0,278	0
31/10/1979		10,147	43202,2	0,278	0
30/11/1979		10,147	43202,2	0,278	0
31/12/1979		10,147	43202,2	0,278	0
31/01/1980		10,147	43202,2	0,278	0
29/02/1980		10,147	43202,2	0,278	0
31/03/1980		10,147	43202,2	0,278	0
30/04/1980		10,147	43202,2	0,278	0
31/05/1980		10,147	43202,2	0,278	0
30/06/1980		10,148	43202,7	0,278	0
31/07/1980		10,148	43204,1	0,278	0
31/08/1980		10,151	43226,7	0,278	0
30/09/1980		10,151	43227,3	0,278	0
31/10/1980		10,151	43227,3	0,278	0
30/11/1980		10,151	43227,3	0,278	0
31/12/1980		10,151	43227,3	0,278	0
31/01/1981		10,151	43227,3	0,278	0
28/02/1981		10,151	43227,3	0,278	0
31/03/1981		10,151	43227,3	0,278	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/04/1981		10,151	43227,3	0,278	0
31/05/1981		10,151	43227,3	0,278	0
30/06/1981		10,151	43227,3	0,278	0
31/07/1981		10,151	43227,3	0,278	0
31/08/1981		10,151	43227,3	0,278	0
30/09/1981		10,151	43227,3	0,278	0
31/10/1981		10,151	43227,3	0,278	0
30/11/1981		10,151	43227,3	0,278	0
31/12/1981	2002	10,154	43242	0,278	0
31/01/1982		10,154	43242	0,278	0
28/02/1982		10,154	43242	0,278	0
31/03/1982		10,154	43242	0,278	0
30/04/1982		10,154	43244,3	0,278	0
31/05/1982		10,154	43244,3	0,278	0
30/06/1982		10,154	43244,3	0,278	0
31/07/1982		10,154	43244,3	0,278	0
31/08/1982		10,154	43244,3	0,278	0
30/09/1982		10,154	43244,3	0,278	0
31/10/1982		10,154	43244,3	0,278	0
30/11/1982		10,154	43244,3	0,278	0
31/12/1982		10,155	43247,3	0,278	0
31/01/1983		10,155	43247,3	0,278	0
28/02/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/03/1983		10,155	43247,3	0,278	0
30/04/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/05/1983	2000	10,155	43247,3	0,278	0
30/06/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/07/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/08/1983		10,155	43247,3	0,278	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/09/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/10/1983		10,155	43247,3	0,278	0
30/11/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/12/1983		10,155	43247,3	0,278	0
31/01/1984		10,155	43247,3	0,278	0
29/02/1984		10,155	43247,3	0,278	0
31/03/1984		10,155	43247,3	0,278	0
30/04/1984		10,164	43498,9	0,278	0
31/05/1984		10,167	43663,4	0,279	0
30/06/1984		10,17	43900,7	0,279	0
31/07/1984		10,177	44215,2	0,279	0
31/08/1984		10,181	44219,9	0,279	0
30/09/1984		10,185	44220,7	0,279	0
31/10/1984		10,19	44221	0,279	0
30/11/1984		10,193	44221,3	0,279	0
31/12/1984	2000	10,197	44227,6	0,279	0
31/01/1985		10,201	44228,7	0,279	0
28/02/1985		10,205	44237,4	0,279	0
31/03/1985		10,21	44240,3	0,279	0
30/04/1985		10,215	44258	0,279	0
31/05/1985		10,22	44261,5	0,279	0
30/06/1985	1981	10,224	44274	0,279	0
31/07/1985		10,229	44282,6	0,279	0
31/08/1985		10,233	44291,3	0,279	0
30/09/1985		10,239	44306	0,279	0
31/10/1985		10,244	44346,9	0,28	0
30/11/1985		10,251	44405,2	0,28	0
31/12/1985	1946	10,258	44476,6	0,28	0
31/01/1986		10,264	44594	0,281	0
28/02/1986		10,269	44701,2	0,282	0

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/03/1986		10,282	44962,3	0,284	0
30/04/1986		10,292	45071,6	0,286	0
31/05/1986	1910	10,294	45101,2	0,286	0
30/06/1986		10,297	45126,8	0,287	0
31/07/1986		10,3	45138,3	0,287	0
31/08/1986		10,309	45150,6	0,287	0
30/09/1986		10,321	45165,3	0,288	11,412
31/10/1986		10,353	45319,7	0,29	109,227
30/11/1986		10,39	45512,9	0,294	227,296
31/12/1986	1881	10,419	45662,2	0,297	339,122
31/01/1987		10,451	46281,7	0,302	412,048
28/02/1987		10,474	46660	0,305	476,25
31/03/1987		10,502	47010,1	0,312	581,341
30/04/1987		10,539	47315,6	0,322	708,062
31/05/1987		10,574	47586,1	0,329	842,951
30/06/1987	1845	10,612	47915	0,335	958,517
31/07/1987		10,642	48234	0,342	1080,48
31/08/1987		10,682	48746,9	0,354	1110,1
30/09/1987		10,717	49256,4	0,364	1147,29
31/10/1987		10,749	49587,7	0,368	1186,14
30/11/1987		10,775	49847,5	0,371	1200,81
31/12/1987	1813	10,799	50090,4	0,377	1204
31/01/1988		10,821	50518,5	0,381	1208,32
29/02/1988		10,846	50843,6	0,384	1213,81
31/03/1988		10,873	51171,2	0,386	1228,82
30/04/1988		10,891	51358,2	0,387	1255,68
31/05/1988		10,91	51582,6	0,39	1283,27
30/06/1988		10,936	52016,4	0,399	1304,67
31/07/1988		10,958	52463,8	0,408	1344,77
31/08/1988		10,975	52840,6	0,417	1381,55

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión	Petróleo Producido	Gas Producido	Agua Producido	Gas Inyectado
	Lpc	MMBN	MMPCN	MMBN	MMPCN
30/09/1988		10,99	53044,1	0,431	1431,68
31/10/1988		11,007	53244,9	0,448	1524,73
30/11/1988		11,024	53446,8	0,463	1724,89
31/12/1988		11,043	53754,1	0,474	1914,61
31/01/1989		11,07	54003	0,483	2098,11
28/02/1989		11,091	54173,9	0,488	2439,55
31/03/1989		11,113	54459	0,493	2904,37
30/04/1989		11,137	54846,9	0,499	3277,04
31/05/1989		11,169	55167,5	0,506	3649,71
30/06/1989	1716	11,192	55424,5	0,511	3956,16
31/07/1989		11,21	55617,5	0,514	4308,14
31/08/1989		11,232	55830,4	0,518	4807,03
30/09/1989		11,258	56132,5	0,524	5305,25
31/10/1989		11,284	56477	0,532	5611,97
30/11/1989		11,305	56719,9	0,537	5884,48
31/12/1989	1686	11,326	57380,9	0,542	6136,79
31/01/1990		11,347	57807,5	0,546	6365,86
28/02/1990		11,366	58038,2	0,55	6636,62
31/03/1990		11,384	58822,8	0,556	6781,79
30/04/1990		11,4	59189,9	0,562	6904,81
31/05/1990		11,416	59948	0,568	7041,39
30/06/1990	1656	11,428	60327,5	0,573	7262,42
31/07/1990		11,442	60656,7	0,579	7624,83
31/08/1990		11,453	60930,8	0,583	8032,97
30/09/1990		11,462	61283,4	0,586	8449,8
31/10/1990		11,474	61577,5	0,59	8825,34
30/11/1990		11,487	61806,7	0,596	9231,19
31/12/1990		11,499	62197,2	0,6	9557,67
31/01/1991		11,51	62489,4	0,604	9785,95

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
28/02/1991		11,521	62725,6	0,607	10026,3
31/03/1991		11,532	63068,3	0,611	10198,2
30/04/1991		11,541	63338,3	0,614	10367,4
31/05/1991		11,551	63709	0,616	10746
30/06/1991	1600	11,561	63946,7	0,619	11080,7
31/07/1991		11,57	64165	0,622	11355,9
31/08/1991		11,578	64474,1	0,627	11465,4
30/09/1991		11,593	64842,9	0,632	11559,3
31/10/1991		11,607	65163,9	0,638	11790
30/11/1991		11,621	65304,6	0,643	12042
31/12/1991		11,635	65443,8	0,647	12268,3
31/01/1992		11,647	65656,5	0,65	12500,8
29/02/1992		11,655	65914,6	0,653	12761,1
31/03/1992		11,665	66237,4	0,655	13001
30/04/1992		11,678	66513,5	0,658	13311
31/05/1992		11,692	66634,8	0,661	13507,2
30/06/1992		11,705	66892	0,664	13741,2
31/07/1992		11,719	67168,2	0,669	14044,2
31/08/1992		11,732	67421	0,673	14250,4
30/09/1992		11,744	67703,6	0,677	14431,8
31/10/1992		11,757	67765,5	0,682	14638,6
30/11/1992		11,768	67880,1	0,686	14856,2
31/12/1992	1515	11,777	67908,6	0,689	15019,5
31/01/1993		11,787	68034,6	0,693	15191,1
28/02/1993		11,799	68301,2	0,697	15344
31/03/1993		11,81	68494,4	0,701	15480
30/04/1993		11,822	68565,9	0,704	15740,2
31/05/1993		11,833	68775,2	0,709	15960,3
30/06/1993	1486	11,846	68978,6	0,713	16184,6
31/08/1993		11,881	69365,2	0,721	16447,1

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/09/1993		11,895	69513	0,725	16659,2
31/10/1993		11,911	69684,5	0,728	16914,5
30/11/1993		11,927	69820,9	0,73	17164,5
31/12/1993	1459	11,94	69876,2	0,732	17415
31/01/1994		11,957	69920,7	0,734	17686,5
28/02/1994		11,979	70191	0,738	17845,9
31/03/1994		12,001	70368,1	0,742	18040,6
30/04/1994		12,023	70518,7	0,748	18238,9
31/05/1994		12,047	70841,5	0,752	18433,2
30/06/1994	1434	12,067	70978	0,755	18578,9
31/07/1994		12,09	71125,6	0,76	18690,7
31/08/1994		12,112	71309,8	0,765	18904,7
30/09/1994		12,134	71635,1	0,769	19129,4
31/10/1994		12,153	71923,6	0,773	19389,3
30/11/1994		12,171	72250,9	0,777	19577,1
31/12/1994		12,187	72678,7	0,78	19771,6
31/01/1995		12,204	73070,8	0,784	20012,7
28/02/1995		12,219	73392,1	0,787	20255,6
31/03/1995		12,231	73763,1	0,79	20464,5
30/04/1995		12,243	74123,3	0,792	20737,1
31/05/1995		12,255	74571,3	0,794	20945
30/06/1995	1380	12,262	74958,8	0,795	21196
31/07/1995		12,27	75250,2	0,797	21428,7
31/08/1995		12,285	75492,6	0,8	21696
30/09/1995		12,301	75741,3	0,802	21925,3
31/10/1995		12,315	76003,4	0,805	22121,3
30/11/1995		12,333	76193,3	0,808	22386,3
31/12/1995	1356	12,357	76432,3	0,811	22525,5
31/01/1996		12,379	76684,3	0,814	22622,5
29/02/1996		12,398	76912,1	0,816	22712,9

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/03/1996		12,42	77160,2	0,819	22959,3
30/04/1996		12,435	77294,3	0,821	23195
31/05/1996		12,46	77504,9	0,824	23543
30/06/1996	1331	12,483	77762,1	0,826	23893,3
31/07/1996		12,499	78004,1	0,827	24192,7
31/08/1996		12,513	78197,2	0,829	24422,3
30/09/1996		12,525	78374,8	0,83	24698,3
31/10/1996		12,536	78469,5	0,832	25006,7
30/11/1996		12,546	78547	0,833	25312,8
31/12/1996		12,557	78657,3	0,834	25570,8
31/01/1997		12,569	78778,5	0,835	25927,3
28/02/1997		12,58	78864,8	0,837	26293,3
31/03/1997		12,591	78946,6	0,839	26776,7
30/04/1997		12,603	79029,7	0,842	27170,4
31/05/1997		12,614	79121,7	0,844	27554,6
30/06/1997		12,624	79212,7	0,846	27939,1
31/07/1997		12,634	79272,6	0,847	28186,6
31/08/1997		12,643	79332,1	0,849	28432,4
30/09/1997		12,653	79474	0,85	28731,8
31/10/1997		12,664	79607,8	0,851	28945,8
30/11/1997		12,684	79738,3	0,852	29219,6
31/12/1997		12,709	79903,6	0,853	29444,1
31/01/1998		12,739	80068,5	0,854	29720,5
28/02/1998		12,768	80217,3	0,855	30015,4
31/03/1998		12,796	80354,3	0,857	30171,8
30/04/1998		12,805	80497,4	0,858	30330,7
31/05/1998		12,816	80655,9	0,86	30588,4
30/06/1998	1247	12,826	80826,4	0,861	30875,1
31/07/1998		12,835	80948,3	0,863	31041,2
31/08/1998		12,84	80966,3	0,864	31266,1

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/09/1998		12,852	81163,7	0,866	31512,1
31/10/1998		12,866	81398,6	0,87	31735,1
30/11/1998		12,886	81742	0,874	31901,9
31/12/1998	1226	12,928	82023	0,879	31983,7
31/01/1999		12,961	82434,1	0,886	32113,9
28/02/1999		13,003	82786,1	0,894	32297,4
31/03/1999		13,041	83242,7	0,899	32418,8
30/04/1999		13,087	83670,4	0,904	32561,1
31/05/1999		13,145	84129,9	0,906	32741,7
30/06/1999	1207	13,198	84583,6	0,911	32908,4
31/07/1999		13,235	85084,6	0,916	33080,7
31/08/1999		13,298	85652,1	0,921	33324,4
30/09/1999		13,356	86191,3	0,925	33454
31/10/1999		13,413	86716,3	0,929	33640,2
30/11/1999		13,466	87227,2	0,934	33771,7
31/12/1999	1191	13,52	87714,2	0,938	33988,7
31/01/2000		13,564	88131,3	0,941	34200,5
29/02/2000		13,601	88557,4	0,944	34434
31/03/2000		13,645	89005,6	0,949	34603,6
30/04/2000		13,69	89677,6	0,954	34696,6
31/05/2000	1174	13,739	90260	0,96	34793,2
30/06/2000		13,788	90732,7	0,965	34900,8
31/07/2000		13,839	91193,4	0,97	35027,3
31/08/2000		13,885	91710,9	0,974	35175,1
30/09/2000		13,925	92158,8	0,977	35200,1
31/10/2000		13,969	92753,3	0,981	35490,1
30/11/2000	1155	14,018	93170,9	0,985	35793,7
31/12/2000		14,079	94200,9	0,99	36159,7
31/01/2001		14,133	95088,3	0,996	36478,9
28/02/2001		14,182	95902,5	1,003	36762

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/03/2001		14,24	96850,8	1,012	37071,1
30/04/2001		14,291	97663,5	1,02	37430,1
31/05/2001	1145	14,337	98558,9	1,028	37799,6
30/06/2001		14,384	99488,5	1,034	38183,9
31/07/2001		14,429	100509	1,039	38650,7
31/08/2001		14,48	101419	1,043	38734,4
30/09/2001		14,523	102315	1,047	38756,1
31/10/2001		14,564	103194	1,051	38777,1
30/11/2001		14,606	104089	1,055	39423,6
31/12/2001		14,652	105080	1,062	39831
31/01/2002		14,693	105875	1,068	40212
28/02/2002		14,728	106492	1,073	40599,7
31/03/2002		14,766	107358	1,079	40971,7
30/04/2002		14,801	108145	1,085	41350,1
31/05/2002	1158	14,838	109074	1,091	41916
30/06/2002		14,879	110065	1,098	42943,9
31/07/2002		14,928	111144	1,105	43442,7
31/08/2002		14,98	112189	1,113	43930,4
30/09/2002		15,029	113302	1,121	44440,3
31/10/2002		15,08	114547	1,13	44919,1
30/11/2002	1164	15,131	115799	1,139	45322
31/12/2002		15,149	116459	1,149	46049,7
31/01/2003		15,173	116923	1,152	46497,7
28/02/2003		15,201	117187	1,155	47392,2
31/03/2003		15,253	118189	1,164	48238,3
30/04/2003		15,309	119301	1,173	49182
31/05/2003		15,362	120514	1,184	49644
30/06/2003		15,417	121584	1,194	50563,4
31/07/2003		15,468	122666	1,204	51538,6
31/08/2003		15,511	123754	1,213	52518,2

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/09/2003		15,555	124815	1,223	53390,9
31/10/2003		15,599	125948	1,233	54255,5
30/11/2003	1188	15,642	127066	1,243	55246
31/12/2003		15,687	128208	1,253	56371,1
31/01/2004		15,728	129245	1,263	57533,8
29/02/2004		15,767	130110	1,271	58696,5
31/03/2004		15,807	131320	1,28	59746,6
30/04/2004		15,843	132321	1,289	60909,3
31/05/2004		15,882	133433	1,298	62034,4
30/06/2004		15,924	134454	1,308	63154,1
31/07/2004		15,967	135586	1,319	64158,7
31/08/2004		16,006	136720	1,329	65353,8
30/09/2004		16,044	137837	1,339	65660,3
31/10/2004		16,078	138967	1,35	65958,5
30/11/2004	1210	16,112	140031	1,358	66257,5
31/12/2004		16,147	141139	1,368	67278,9
31/01/2005		16,183	142225	1,377	67660,4
28/02/2005		16,215	143171	1,385	67797,9
31/03/2005		16,249	144497	1,394	67876,9
30/04/2005		16,278	145824	1,401	68694,9
31/05/2005	1223	16,317	147084	1,409	69634,5
30/06/2005		16,35	148124	1,418	70679,9
31/07/2005		16,379	149245	1,426	71680,7
31/08/2005		16,408	150449	1,434	72698,9
30/09/2005		16,435	151661	1,441	73764,3
31/10/2005		16,462	152713	1,448	74753,1
30/11/2005	1237	16,49	153617	1,455	75833,6
31/12/2005		16,52	154721	1,462	76878,7
31/01/2006		16,547	155908	1,468	77802,9
28/02/2006		16,571	156790	1,475	78766,3

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/03/2006		16,597	158051	1,48	79497,5
30/04/2006		16,619	159266	1,486	80607,7
31/05/2006	1250	16,643	160476	1,492	81547
30/06/2006		16,663	161361	1,498	82643,7
31/07/2006		16,682	162193	1,503	83724,2
31/08/2006		16,703	163127	1,508	84820,6
30/09/2006		16,722	163982	1,513	85912,3
31/10/2006		16,741	164882	1,518	86998,4
30/11/2006	1264	16,761	165662	1,523	88034,2
31/12/2006		16,781	166376	1,528	89037,8
31/01/2007		16,808	167071	1,533	90096,6
28/02/2007		16,833	167605	1,538	91275,6
31/03/2007		16,868	168271	1,545	92255,2
30/04/2007		16,898	168984	1,55	93455,2
31/05/2007	1244	16,925	169702	1,556	94599
30/06/2007		16,956	170599	1,562	95746,3
31/07/2007		16,987	171557	1,57	96718,7
31/08/2007		17,015	172262	1,576	97753,6
30/09/2007		17,041	173143	1,582	98834,5
31/10/2007		17,068	174108	1,589	99913,5
30/11/2007	1278	17,093	174575	1,594	100939
31/12/2007		17,123	175472	1,608	101928
31/01/2008		17,151	176000	1,615	102917
29/02/2008		17,181	176612	1,622	103920
31/03/2008		17,211	177289	1,63	104873
30/04/2008		17,239	177967	1,638	105952
31/05/2008		17,264	178572	1,646	106951
30/06/2008		17,288	179077	1,653	107897
31/07/2008	1237	17,313	179657	1,661	108663
31/08/2008		17,345	180351	1,671	109413

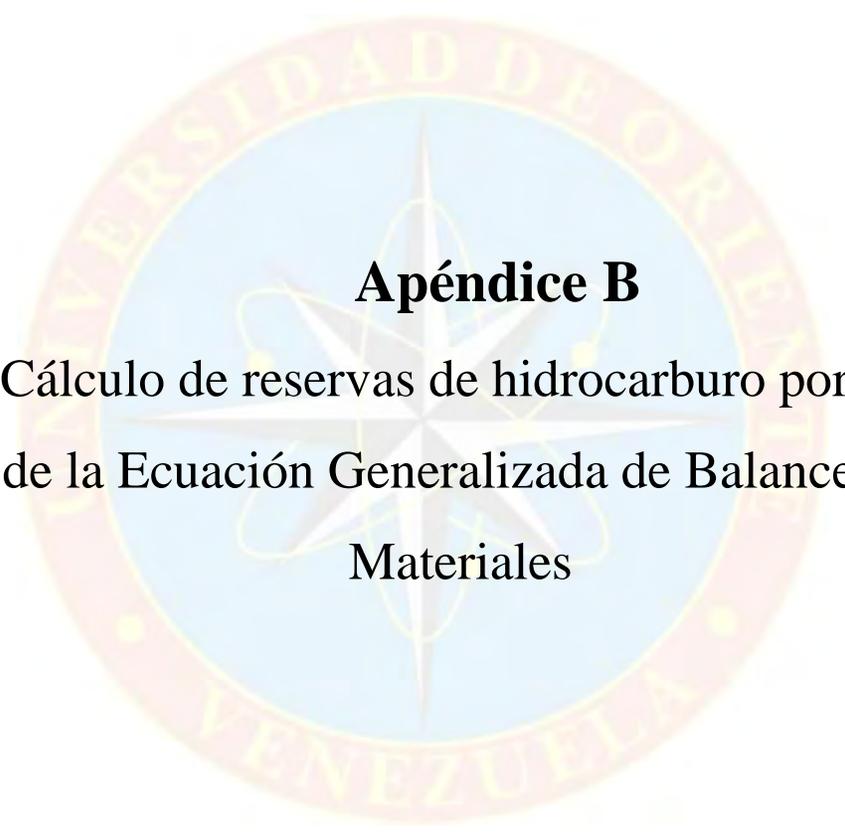
Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
30/09/2008		17,375	180985	1,68	110276
31/10/2008		17,403	181551	1,686	111103
30/11/2008		17,428	182010	1,692	111868
31/12/2008		17,453	182613	1,699	112597
31/01/2009		17,476	183150	1,705	113269
28/02/2009		17,498	183670	1,711	114125
31/03/2009		17,52	184213	1,718	114872
30/04/2009		17,542	184693	1,724	115617
31/05/2009	1145	17,565	185180	1,731	116364
30/06/2009		17,588	185651	1,737	117093
31/07/2009		17,612	186173	1,744	117944
31/08/2009		17,633	186771	1,75	118786
30/09/2009		17,654	187354	1,756	119576
31/10/2009		17,676	187951	1,762	120425
30/11/2009	1116	17,693	188533	1,767	121266
31/12/2009		17,71	189080	1,771	121900
31/01/2010		17,728	189676	1,777	122697
28/02/2010		17,746	190274	1,783	123255
31/03/2010		17,765	190965	1,79	123834
30/04/2010		17,783	191572	1,796	124437
31/05/2010	1196	17,801	192225	1,803	125102
30/06/2010		17,819	192842	1,81	125587
31/07/2010		17,839	193496	1,816	126061
31/08/2010		17,859	194132	1,823	126627
30/09/2010	1131	17,885	194737	1,83	127292
31/10/2010		17,915	195339	1,835	127894
30/11/2010	1211	17,943	195979	1,84	128428
31/12/2010		17,972	196653	1,845	128887
31/01/2011		18	197375	1,851	129447
28/02/2011		18,027	198130	1,856	129940

Continuación Tabla A.1 Historia de producción e inyección del yacimiento S2 KG-01

Fecha	Presión Lpc	Petróleo Producido MMBN	Gas Producido MMPCN	Agua Producido MMBN	Gas Inyectado MMPCN
31/03/2011	1212	18,055	198809	1,861	130395
30/04/2011		18,081	199501	1,868	130845
31/05/2011		18,107	200222	1,874	131306
30/06/2011		18,133	200905	1,881	131783
31/07/2011		18,16	201665	1,888	132245
31/08/2011		18,188	202458	1,896	132729
30/09/2011	1131	18,216	203195	1,903	133287





Apéndice B

Cálculo de reservas de hidrocarburo por medio
de la Ecuación Generalizada de Balance de
Materiales

Tabla B.1 Información básica para cálculos del balance de materiales

Fecha	P Lpca	Np BN	Gp - Gi MMPCN	Wp BN	Bo BY/BN	Bg BY/MMPCN	Rs MMPCN/BN	Rv BN/MMPCN
dic-58	4114,7	18000	35	0	2,35	742	0,0021	1,855
dic-59	4014,7	247000	277	0	2,29	762	0,0020	1,549
dic-60	3934,7	502000	748	3000	2,24	778	0,0019	1,401
dic-61	3858,7	745000	1399	5000	2,20	794	0,0018	1,343
dic-62	3777,7	987000	2249	10000	2,16	812	0,0017	0,619
dic-63	3698,7	1156000	2668	11000	2,12	831	0,0017	0,566
dic-64	3625,7	1366000	3114	12000	2,08	848	0,0016	0,564
dic-65	3545,7	1742000	4297	13000	2,04	868	0,0015	0,415
dic-66	3470,7	1987000	5114	14000	2,01	888	0,0015	0,347
dic-67	3394,7	2442000	7203	17000	1,98	909	0,0014	0,225
dic-68	3302,7	2907000	8587	21000	1,94	936	0,0014	0,211
dic-69	3218,7	3772000	10585	35000	1,90	962	0,0013	0,229
dic-70	3112,7	4707000	12640	52000	1,86	996	0,0012	0,241
dic-71	3027,7	5354000	14442	64000	1,83	1026	0,0012	0,224
dic-72	2835,7	6344000	17019	83000	1,76	1099	0,0011	0,198
dic-73	2659,7	7672000	23309	112000	1,71	1176	0,0010	0,123
dic-74	2473,7	8769000	30365	163000	1,66	1270	0,0009	0,078
dic-75	2287,7	9677000	37889	237000	1,61	1379	0,0008	0,052
dic-76	2111,7	10126000	43016	277000	1,57	1501	0,0008	0,038
dic-77	2036,7	10135000	43144	278000	1,55	1560	0,0008	0,036
dic-78	2030,7	10135000	43144	278000	1,55	1565	0,0007	0,036
dic-79	2030,7	10147000	43202	278000	1,55	1565	0,0007	0,036
dic-80	2016,4	10151000	43227	278000	1,55	1577	0,0007	0,035
dic-81	2014,7	10154000	43242	278000	1,55	1578	0,0007	0,035
dic-82	2014,7	10155000	43247	278000	1,55	1578	0,0007	0,035
dic-83	2014,7	10155000	43247	278000	1,55	1578	0,0007	0,035
dic-84	2014,7	10197000	44228	279000	1,55	1578	0,0007	0,034
dic-85	1960,7	10258000	44477	280000	1,54	1624	0,0007	0,032
dic-86	1895,7	10419000	45323	297000	1,52	1683	0,0007	0,030

dic-87	1827,7	10799000	48886	377000	1,51	1749	0,0007	0,026
--------	--------	----------	-------	--------	------	------	--------	-------

Continuación Tabla B.1 Información básica para cálculos del balance de materiales

Fecha	P	Np	Gp - Gi	Wp	Bo	Bg	Rs	Rv
	Lpca	BN	MMPCN	BN	BY/BN	BY/MMPCN	MMPCN/BN	BN/MMPCN
dic-88	1762,7	11043000	51839	474000	1,50	1818	0,0007	0,023
dic-89	1700,7	11326000	51244	542000	1,48	1888	0,0006	0,020
dic-90	1642,7	11499000	52640	600000	1,47	1959	0,0006	0,018
dic-91	1586,7	11635000	53176	647000	1,46	2032	0,0006	0,016
dic-92	1529,7	11777000	52889	689000	1,45	2112	0,0006	0,015
dic-93	1473,7	11940000	52461	732000	1,44	2198	0,0006	0,014
dic-94	1421,7	12187000	52907	780000	1,43	2283	0,0005	0,013
dic-95	1370,7	12357000	53907	811000	1,42	2373	0,0005	0,012
dic-96	1325,7	12557000	53087	834000	1,41	2459	0,0005	0,012
dic-97	1282,7	12709000	50460	853000	1,41	2547	0,0005	0,011
dic-98	1240,7	12928000	50039	879000	1,40	2638	0,0005	0,011
dic-99	1205,7	13520000	53726	938000	1,39	2720	0,0005	0,011
dic-00	1169,7	14079000	58041	990000	1,38	2809	0,0004	0,010
dic-01	1167,7	14652000	65249	1062000	1,38	2814	0,0004	0,009
dic-02	1178,7	15149000	67180	1149000	1,39	2786	0,0005	0,009
dic-03	1202,7	15687000	67766	1253000	1,39	2727	0,0005	0,008
dic-04	1224,7	16147000	69908	1368000	1,39	2675	0,0005	0,008
dic-05	1251,7	16520000	70016	1462000	1,40	2614	0,0005	0,008
dic-06	1278,7	16781000	70409	1528000	1,40	2555	0,0005	0,007
dic-07	1292,7	17123000	71837	1608000	1,41	2526	0,0005	0,007
dic-08	1205,7	17453000	73860	1699000	1,39	2720	0,0005	0,007
dic-09	1130,7	17710000	77842	1771000	1,38	2912	0,0004	0,007
dic-10	1225,7	17972000	77338	1845000	1,39	2673	0,0005	0,007
sep-11	1145,7	18216000	73544	1903000	1,38	2872	0,0004	0,006

Tabla B.2 Cálculos del balance de materiales (Parte 1)

P (Lpca)	Bo-(BgRs) BY/BN	$[\text{Np}(\text{Bo}-\text{BgRs})]/(1-\text{RvRs})$ (BY)	Bg-(RvBo) BY/MMPCN	$[(\text{Gp}-\text{Gi})(\text{Bg}-\text{RvBo})]/(1-\text{RvRs})$ (BY)	F (BY)
4114,7	0,801	14454,28	739,19	26017,62	40471,90
4014,7	0,788	204017,43	707,76	205618,25	409635,68
3934,7	0,776	392650,07	768,95	579429,13	975079,19
3858,7	0,765	571040,49	791,37	1109509,26	1685549,75
3777,7	0,752	742797,14	810,96	1825978,12	2578775,26
3698,7	0,739	854690,70	829,41	2215281,50	3080972,20
3625,7	0,726	992710,99	847,08	2640452,23	3645163,22
3545,7	0,712	1240760,70	867,61	3730668,49	4984429,18
3470,7	0,698	1387677,18	887,57	4540915,00	5942592,18
3394,7	0,684	1670048,33	908,82	6548567,92	8235616,25
3302,7	0,666	1936087,30	935,60	8036367,83	9993455,13
3218,7	0,649	2449144,05	961,37	10179190,64	12663334,69
3112,7	0,627	2954442,95	995,95	12592603,79	15599046,73
3027,7	0,610	3265483,01	1025,54	14814613,49	18144096,50
2835,7	0,569	3607405,13	1099,08	18709040,34	22399445,47
2659,7	0,529	4061593,37	1176,20	27419680,54	31593273,91
2473,7	0,487	4266799,17	1269,93	38563529,68	42993328,85
2287,7	0,442	4279574,77	1379,37	52265603,60	56782178,37
2111,7	0,399	4037414,07	1501,27	64580123,18	68894537,25
2036,7	0,380	3847678,86	1559,83	67299522,29	71425201,15
2030,7	0,378	3832062,70	1564,71	67509956,36	71620019,06
2030,7	0,378	3836599,89	1564,71	67600555,44	71715155,33
2016,4	0,374	3800742,08	1576,45	68147555,38	72226297,46
2014,7	0,374	3797412,64	1577,86	68231604,51	72307017,15
2014,7	0,374	3797786,62	1577,86	68239967,41	72315754,03
2014,7	0,374	3797786,62	1577,86	68239967,41	72315754,03
2014,7	0,374	3813490,64	1577,86	69786802,75	73879293,39

1960,7	0,360	3692411,65	1623,89	72226960,35	76199372,01
--------	-------	------------	---------	-------------	-------------

Continuación Tabla B.2 Cálculos del balance de materiales (Parte 1)

P (Lpca)	Bo-(BgRs) BY/BN	$[\text{Np}(\text{Bo}-\text{BgRs})]/(1-\text{RvRs})$ (BY)	Bg-(RvBo) BY/MMPCN	$[(\text{Gp}-\text{Gi})(\text{Bg}-\text{RvBo})]/(1-\text{RvRs})$ (BY)	F (BY)
1895,7	0,343	3571698,99	1682,90	76275792,38	80144491,36
1827,7	0,325	3504673,09	1749,28	85517403,79	89399076,88
1762,7	0,307	3387266,69	1817,68	94229028,74	98090295,43
1700,7	0,289	3277979,23	1887,97	96748480,53	100568459,75
1642,7	0,273	3138171,85	1958,69	103105875,84	106844047,69
1895,7	0,343	3571698,99	1682,90	76275792,38	80144491,36
1827,7	0,325	3504673,09	1749,28	85517403,79	89399076,88
1762,7	0,307	3387266,69	1817,68	94229028,74	98090295,43
1700,7	0,289	3277979,23	1887,97	96748480,53	100568459,75
1642,7	0,273	3138171,85	1958,69	103105875,84	106844047,69
1325,7	0,176	2212943,07	2459,07	130544183,49	133591126,56
1282,7	0,162	2060518,00	2546,75	128508329,18	131421847,18
1240,7	0,148	1914519,14	2638,48	132028333,93	134821853,06
1205,7	0,136	1841152,14	2719,99	146133691,74	148912843,88
1169,7	0,124	1741835,36	2809,12	163045659,48	165777494,84
1167,7	0,123	1802487,90	2814,24	183627373,37	186491861,28
1178,7	0,127	1921716,87	2786,31	187185260,37	190255977,24
1202,7	0,135	2120091,35	2727,21	184812962,50	188186053,84
1224,7	0,143	2303693,51	2675,15	187014848,77	190686542,29
1251,7	0,152	2507635,64	2613,84	183011408,64	186981044,28
1278,7	0,161	2698464,28	2555,22	179911926,30	184138390,59
1292,7	0,165	2832721,59	2525,82	181447982,90	185888704,49
1205,7	0,136	2376743,38	2720,00	200899967,28	204975710,66
1130,7	0,110	1947523,34	2912,35	226704292,90	230422816,24
1225,7	0,143	2570174,98	2672,83	206712343,83	211127518,81
1145,7	0,115	2100086,71	2871,78	211203007,31	215206094,02

Tabla B.3 Cálculos del balance de materiales (Parte 2)

P (Lpca)	Bto BY/BN	Btg BY/MMPCN	Eo BY/BN	Eg BY/MMPCN
4114,7	2,35	742,31	0,00	0
4014,7	2,37	773,52	0,03	31
3934,7	2,40	779,47	0,05	37
3858,7	2,42	794,33	0,07	52
3777,7	2,44	812,01	0,10	70
3698,7	2,47	830,32	0,12	88
3625,7	2,49	847,98	0,15	106
3545,7	2,52	868,15	0,17	126
3470,7	2,55	887,96	0,20	146
3394,7	2,58	908,94	0,23	167
3302,7	2,61	935,70	0,27	193
3218,7	2,65	961,52	0,31	219
3112,7	2,70	996,15	0,36	254
3027,7	2,75	1025,71	0,40	283
2835,7	2,86	1099,21	0,51	357
2659,7	2,98	1176,19	0,63	434
2473,7	3,13	1269,85	0,78	528
2287,7	3,31	1379,24	0,97	637
2111,7	3,52	1501,11	1,18	759
2036,7	3,63	1559,66	1,28	817
2030,7	3,64	1564,54	1,29	822
2030,7	3,64	1564,54	1,29	822
2016,4	3,66	1576,28	1,31	834
2014,7	3,66	1577,69	1,31	835
2014,7	3,66	1577,69	1,31	835
2014,7	3,66	1577,69	1,31	835
2014,7	3,66	1577,69	1,31	835
1960,7	3,74	1623,72	1,39	881
1895,7	3,85	1682,71	1,50	940

1827,7	3,97	1749,08	1,62	1007
--------	------	---------	------	------

Continuación Tabla B.3 Cálculos del balance de materiales (Parte 2)

P (Lpca)	Bto BY/BN	Btg BY/MMPCN	Eo BY/BN	Eg BY/MMPCN
1762,7	4,09	1817,47	1,74	1075
1700,7	4,22	1887,74	1,87	1145
1642,7	4,35	1958,46	2,00	1216
1586,7	4,49	2031,82	2,14	1290
1529,7	4,64	2112,20	2,29	1370
1473,7	4,80	2197,45	2,45	1455
1421,7	4,96	2282,84	2,61	1541
1370,7	5,13	2373,13	2,79	1631
1325,7	5,29	2458,77	2,95	1716
1282,7	5,46	2546,44	3,12	1804
1240,7	5,64	2638,17	3,29	1896
1205,7	5,80	2719,67	3,45	1977
1169,7	5,97	2808,79	3,63	2066
1167,7	5,98	2813,91	3,64	2072
1178,7	5,93	2785,98	3,58	2044
1202,7	5,81	2726,89	3,47	1985
1224,7	5,71	2674,82	3,37	1933
1251,7	5,59	2613,52	3,25	1871
1278,7	5,48	2554,91	3,13	1813
1292,7	5,42	2525,51	3,08	1783
1205,7	5,80	2719,67	3,45	1977
1130,7	6,17	2912,00	3,83	2170
1225,7	5,71	2672,50	3,36	1930
1145,7	6,09	2871,44	3,75	2129



Apéndice C

Resultado de Cotejo de presión

Tabla C.1 Cotejo de presión

Dias	Presión Medida Lpca	P Lpca
61	4.100	4.100
92		4.095
120		4.090
151		4.087
181		4.084
212		4.083
242		4.080
273	4.053	4.077
304		4.077
334		4.074
365		4.072
395		4.068
426		4.059
457	4.006	4.050
486		4.044
517		4.044
547		4.035
578		4.027
608		4.018
639	3.962	4.013
670		4.003
700		3.999
731		3.995
761		3.994
792		3.994
823	3.920	3.992
851		3.989
882		3.987
912		3.983

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
943		3.978
973		3.973
1.004		3.968
1.035		3.963
1.065		3.957
1.096		3.953
1.126		3.950
1.157		3.947
1.188		3.947
1.216		3.940
1.247		3.937
1.277		3.932
1.308		3.931
1.338		3.928
1.369	3.807	3.921
1.400		3.915
1.430		3.909
1.461		3.900
1.491		3.897
1.522		3.896
1.553	3.763	3.895
1.581		3.890
1.612		3.885
1.642		3.883
1.673		3.882
1.703		3.880
1.734		3.879
1.765		3.877
1.795		3.875

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
1.826		3.874
1.856		3.872
1.887		3.870
1.918	3.684	3.869
1.947		3.867
1.978		3.865
2.008		3.864
2.039		3.862
2.069		3.860
2.100		3.858
2.131		3.856
2.161		3.854
2.192		3.850
2.222		3.844
2.253		3.842
2.284	3.611	3.841
2.312		3.836
2.343		3.832
2.373		3.826
2.404		3.820
2.434		3.812
2.465	3.575	3.806
2.496		3.800
2.526		3.795
2.557		3.790
2.587		3.785
2.618		3.782
2.649	3.531	3.778
2.677		3.775

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Dias	Presión Medida Lpca	P Lpca
2.708		3.772
2.738		3.767
2.769		3.761
2.799		3.757
2.830	3.492	3.754
2.861		3.751
2.891		3.747
2.922		3.745
2.952		3.742
2.983		3.739
3.014	3.456	3.736
2.039		3.862
2.069		3.860
2.100		3.858
2.131		3.856
2.161		3.854
2.192		3.850
2.222		3.844
2.253		3.842
2.284	3.611	3.841
2.312		3.836
2.343		3.832
2.373		3.826
2.404		3.820
2.434		3.812
2.465	3.575	3.806
2.496		3.800
2.526		3.795
2.557		3.790

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
2.587		3.785
2.618		3.782
2.649	3.531	3.778
2.677		3.775
2.708		3.772
2.738		3.767
2.769		3.761
2.799		3.757
2.830	3.492	3.754
2.861		3.751
2.891		3.747
2.922		3.745
2.952		3.742
2.983		3.739
3.014	3.456	3.736
3.042		3.732
3.073		3.727
3.103		3.723
3.134		3.720
3.164		3.710
3.195		3.701
3.226		3.689
3.256		3.678
3.287		3.672
3.317		3.663
3.348		3.654
3.379		3.639
3.408		3.626
3.439		3.618

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
3.469		3.614
3.500		3.610
3.530		3.605
3.561		3.600
3.592		3.594
3.622		3.586
3.653		3.578
3.683		3.569
3.714		3.560
3.745	3.288	3.548
3.773		3.537
3.804		3.527
3.834		3.514
3.865		3.501
3.895		3.490
3.926		3.479
3.957		3.468
3.987		3.458
4.018		3.448
4.048		3.440
4.079		3.428
4.110	3.204	3.416
4.138		3.404
4.169		3.395
4.199		3.379
4.230		3.368
4.260		3.357
4.291	3.158	3.349
4.322		3.340

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
4.352		3.330
4.383		3.321
4.413		3.311
4.444		3.304
4.475	3.098	3.291
4.503		3.280
4.534		3.272
4.564		3.262
4.595		3.253
4.625		3.246
4.656	3.055	3.240
4.687		3.234
4.717		3.227
4.748		3.218
4.778		3.211
4.809		3.203
4.840		3.192
4.869		3.178
4.900		3.165
4.930		3.151
4.961		3.138
4.991		3.124
5.022		3.109
5.053		3.093
5.083		3.079
5.114		3.063
5.144		3.046
5.175		3.029
5.206		3.005

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
5.234		2.986
5.265		2.962
5.295		2.935
5.326		2.907
5.356		2.880
5.387	2.738	2.853
5.418		2.819
5.448		2.786
5.479		2.757
5.509		2.727
5.540		2.697
5.571		2.663
5.599		2.656
5.630		2.638
5.660		2.606
5.691		2.587
5.721		2.558
5.752		2.533
5.783		2.504
5.813		2.472
5.844		2.440
5.874		2.408
5.905		2.384
5.936		2.365
5.964		2.346
5.995		2.330
6.025		2.311
6.056		2.290
6.086		2.268

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
6.117		2.246
6.148		2.229
6.178		2.208
6.209		2.185
6.239		2.161
6.270		2.138
6.301		2.113
6.330		2.088
6.361		2.061
6.391		2.040
6.422		2.021
6.452		2.001
6.483	2.181	1.984
6.514		1.972
6.544		1.959
6.575		1.945
6.605		1.943
6.636		1.943
6.667	2.097	1.943
6.695		1.943
6.726		1.943
6.756		1.943
6.787		1.943
6.817		1.943
6.848	2.027	1.941
6.879		1.939
6.909		1.939
6.940		1.939
6.970		1.939

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
7.001		1.939
7.032		1.939
7.060		1.939
7.091		1.939
7.121		1.939
7.152		1.939
7.182		1.939
7.213	2.016	1.939
7.244		1.939
7.274		1.939
7.305		1.939
7.335		1.939
7.366		1.939
7.397		1.939
7.425		1.939
7.456		1.939
7.486		1.938
7.517		1.937
7.547		1.937
7.578		1.937
7.609		1.937
7.639		1.937
7.670		1.937
7.700		1.937
7.731		1.937
7.762		1.937
7.791		1.937
7.822		1.937
7.852		1.937

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
7.883		1.937
7.913		1.937
7.944		1.937
7.975		1.937
8.005		1.937
8.036		1.937
8.066		1.937
8.097		1.937
8.128		1.937
8.156		1.937
8.187		1.937
8.217		1.937
8.248		1.937
8.278		1.937
8.309		1.937
8.340		1.937
8.370		1.937
8.401		1.937
8.431		1.937
8.462		1.937
8.493	2.002	1.936
8.521		1.936
8.552		1.936
8.582		1.936
8.613		1.936
8.643		1.936
8.674		1.936
8.705		1.936
8.735		1.936

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
8.766		1.936
8.796		1.936
8.827		1.936
8.858		1.936
8.886		1.936
8.917		1.936
8.947		1.936
8.978		1.936
9.008	2.000	1.936
9.039		1.936
9.070		1.936
9.100		1.936
9.131		1.936
9.161		1.936
9.192		1.936
9.223		1.936
9.252		1.936
9.283		1.936
9.313		1.936
9.344		1.928
9.374		1.923
9.405		1.916
9.436		1.907
9.466		1.907
9.497		1.907
9.527		1.907
9.558		1.907
9.589	2.000	1.906
9.617		1.906

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
9.648		1.906
9.678		1.906
9.709		1.905
9.739		1.905
9.770	1.981	1.905
9.801		1.904
9.831		1.904
9.862		1.904
9.892		1.902
9.923		1.901
9.954	1.946	1.898
9.982		1.895
10.013		1.891
10.043		1.883
10.074		1.880
10.104	1.910	1.879
10.135		1.878
10.166		1.878
10.196		1.877
10.227		1.877
10.257		1.875
10.288		1.872
10.319	1.881	1.871
10.347		1.854
10.378		1.844
10.408		1.836
10.439		1.830
10.469		1.825
10.500	1.845	1.818

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
10.531		1.811
10.561		1.795
10.592		1.780
10.622		1.770
10.653		1.762
10.684	1.813	1.753
10.713		1.739
10.744		1.728
10.774		1.718
10.805		1.712
10.835		1.705
10.866		1.691
10.897		1.677
10.927		1.665
10.958		1.659
10.988		1.655
11.019		1.654
11.050		1.650
11.078		1.647
11.109		1.653
11.139		1.659
11.170		1.658
11.200		1.660
11.231	1.716	1.661
11.262		1.667
11.292		1.676
11.323		1.683
11.353		1.681
11.384		1.682

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
11.415	1.686	1.668
11.443		1.661
11.474		1.662
11.504		1.639
11.535		1.631
11.565		1.609
11.596	1.656	1.603
11.627		1.604
11.657		1.608
11.688		1.611
11.718		1.613
11.749		1.619
11.780		1.617
11.808		1.615
11.839		1.615
11.869		1.608
11.900		1.605
11.930		1.605
11.961	1.600	1.608
11.992		1.610
12.022		1.603
12.053		1.595
12.083		1.593
12.114		1.592
12.145		1.595
12.174		1.597
12.205		1.595
12.235		1.593
12.266		1.590

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
12.296		1.588
12.327		1.587
12.358		1.588
12.388		1.587
12.419		1.586
12.449		1.584
12.480		1.583
12.511	1.515	1.580
12.539		1.582
12.570		1.581
12.600		1.579
12.631		1.578
12.661		1.576
12.692	1.486	1.577
12.723		1.574
12.753		1.575
12.784		1.573
12.814		1.572
12.845		1.571
12.876	1.459	1.568
12.904		1.570
12.935		1.569
12.965		1.565
12.996		1.566
13.026		1.564
13.057	1.434	1.563
13.088		1.564
13.118		1.562
13.149		1.560

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
13.179		1.559
13.210		1.558
13.241		1.556
13.269		1.554
13.300		1.553
13.330		1.550
13.361		1.548
13.391		1.546
13.422	1.380	1.547
13.453		1.544
13.483		1.542
13.514		1.539
13.544		1.537
13.575		1.536
13.606	1.356	1.534
13.635		1.530
13.666		1.528
13.696		1.527
13.727		1.523
13.757		1.524
13.788	1.331	1.518
13.819		1.516
13.849		1.510
13.880		1.506
13.910		1.503
13.941		1.489
13.972		1.485
14.000		1.478
14.031		1.466

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
14.061		1.460
14.092		1.455
14.122		1.440
14.153		1.435
14.184		1.434
14.214		1.431
14.245		1.425
14.275		1.423
14.306		1.415
14.337		1.412
14.365		1.410
14.396		1.406
14.426		1.401
14.457		1.398
14.487		1.390
14.518	1.247	1.387
14.549		1.379
14.579		1.375
14.610		1.368
14.640		1.361
14.671		1.360
14.702	1.226	1.355
14.730		1.352
14.761		1.350
14.791		1.349
14.822		1.347
14.852		1.342
14.883	1.207	1.340
14.914		1.338

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
14.944		1.336
14.975		1.334
15.005		1.332
15.036		1.331
15.067	1.191	1.329
15.096		1.325
15.127		1.320
15.157		1.314
15.188		1.312
15.218	1.174	1.309
15.249		1.301
15.280		1.295
15.310		1.290
15.341		1.284
15.371		1.281
15.402	1.155	1.278
15.433		1.276
15.461		1.273
15.492		1.269
15.522		1.263
15.553		1.256
15.583	1.145	1.251
15.614		1.247
15.645		1.240
15.675		1.238
15.706		1.233
15.736		1.227
15.767		1.220
15.798		1.219

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
15.826		1.220
15.857		1.222
15.887		1.224
15.918		1.227
15.948	1.158	1.226
15.979		1.227
16.010		1.228
16.040		1.229
16.071		1.230
16.101		1.231
16.132	1.164	1.232
16.163		1.230
16.191		1.232
16.222		1.234
16.252		1.235
16.283		1.236
16.313		1.238
16.344		1.235
16.375		1.237
16.405		1.239
16.436		1.241
16.466		1.239
16.497	1.188	1.242
16.528		1.245
16.557		1.243
16.588		1.246
16.618		1.244
16.649		1.245
16.679		1.248

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Dias	Presión Medida Lpca	P Lpca
16.710		1.249
16.741		1.247
16.771		1.250
16.802		1.253
16.832		1.254
16.863	1.210	1.252
16.894		1.256
16.922		1.257
16.953		1.259
16.983		1.254
17.014		1.260
17.044	1.223	1.263
17.075		1.265
17.106		1.264
17.136		1.263
17.167		1.264
17.197		1.268
17.228	1.237	1.266
17.259		1.267
17.287		1.268
17.318		1.270
17.348		1.269
17.379		1.273
17.409	1.250	1.274
17.440		1.271
17.471		1.275
17.501		1.279
17.532		1.283
17.562		1.288

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
17.593	1.264	1.289
17.624		1.287
17.652		1.291
17.683		1.294
17.713		1.293
17.744		1.297
17.774	1.244	1.299
17.805		1.298
17.836		1.297
17.866		1.302
17.897		1.302
17.927		1.301
17.958	1.278	1.299
17.989		1.305
18.018		1.304
18.049		1.307
18.079		1.309
18.110		1.306
18.140		1.308
18.171		1.307
18.202	1.237	1.305
18.232		1.299
18.263		1.302
18.293		1.295
18.324		1.296
18.355		1.295
18.383		1.291
18.414		1.293
18.444		1.292

Continuación Tabla C.1 Cotejo de presión

Días	Presión Medida Lpca	P Lpca
18.475		1.290
18.505	1.145	1.289
18.536		1.293
18.567		1.294
18.597		1.296
18.628		1.293
18.658		1.293
18.689	1.116	1.294
18.720		1.291
18.751		1.290
18.781		1.292
18.812		1.293
18.842		1.291
18.873	1.196	1.290
18.903		1.294
18.934		1.295
18.964		1.293
18.995	1.131	1.295
19.025		1.296
19.056	1.211	1.297
19.086		1.293
19.117		1.296
19.147		1.295
19.178	1.212	1.298
19.208		1.299
19.239		1.297
19.269		1.294
19.300		1.295
19.361	1.131	1.295

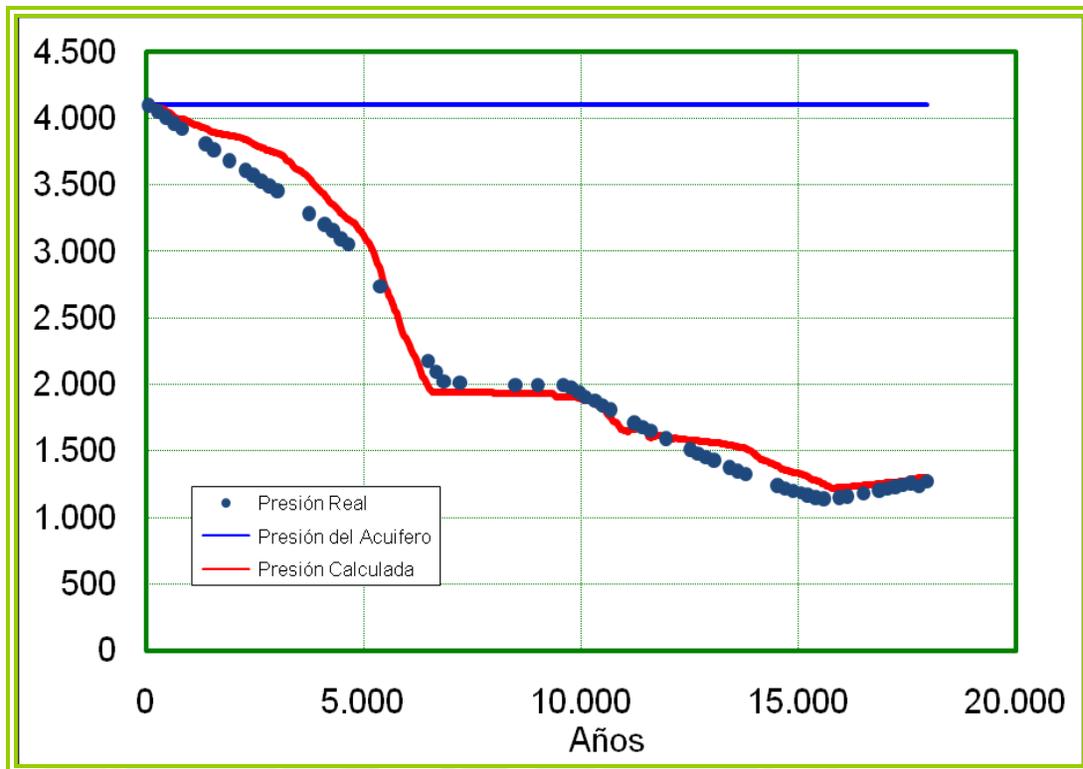
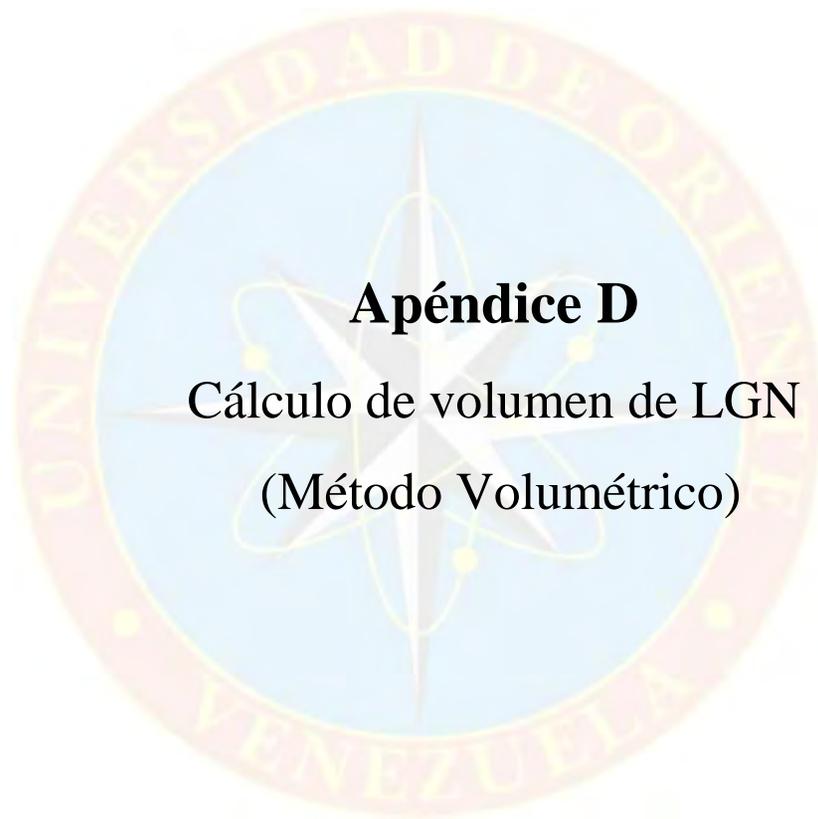


Gráfico C.1 Cotejo de presión





Apéndice D

Cálculo de volumen de LGN
(Método Volumétrico)

Tabla D.1 Información básica para cálculos de volumen de LGN.

Supuestos y Premisas de Operacionales	
Fecha de referencia N° 1 - Inicio de la Etapa de Extracción de LGN en la PELK	30/09/2011
Fecha de referencia N° 2 - Término de la Etapa de Extracción	-
Devolver todo el gas de formación producido al yacimiento	-
Presión de mantenimiento del yacimiento mediante inyección de gas pobre, lpc	1200
Mínimo económico oper. de LGN del gas reciclado al , GPMPCN	1,1
Producción acumulada a la Fecha de Referencia N° 1, MMBN	18,216
Producir todo el petróleo remanente durante la Etapa de Extracción, MMBN	6,688
Asumir producción de agua con el crudo a un corte de, fracción	0,22
Estimado del Volumen de agua a ser producido con el petróleo, MMBN	1,47
Caudal de producción de gas durante la etapa de Extracción, MMPCN/d	45
Asumir que el yacimiento es de tipo "tanque" (cero dimensión)	-
Asumir equilibrio instantáneo de fases liq. y gaseosas durante la Etapa de Extracción	-
Asumir un POES, MMBN (según Libro de reservas de 2010)	71,56
Volumen poroso (Vp) correspondiente al POES supuesto, MMBY	198,8
Ignorar los efectos de compresibilidad del agua y compactación de Vp	-
Asumir volumen poroso Vp invariable durante la Etapa de Extracción	-
Reservas Recuperables a la Fecha de Referencia N° 1 (FR=34,80%), MMBN	24,904
Riqueza del gas disuelto en el crudo a la Fecha de Referencia N° 1, GPMPC	3,843
Riqueza del gas libre a la Fecha de Referencia N° 1, GPMPC	3,843
Propiedades de fluidos tomadas del ensayo PVT Extendido (Informe EGEP Junio 2003)	
Rsi, PCN/BN	2080
Rs @ p, PCN/BN	589
Boi, BY/BN	2,25
Swi, fracción	0,19
Temperatura del yacimiento, °F	280
Densidad del gas a la Fecha de Referencia N° 1, aire =1	0,84
Presión original, lpc	4100

Tabla D.2 Determinación del volumen de LGN para fecha de referencia N° 1.

Condiciones a la Fecha de Referencia N° 1 - Inicio de la Etapa de Extracción	
Presión promedio del yacimiento, lpc (P)	1200
Riqueza del gas producido a la fecha de referencia, GMPCN	3,843
Saturación de petróleo Original, fracción (Soi)	0,81
Factor Volumétrico de Formación Inicial del Petróleo, BY/BN (Boi)	2,25
Factor Volumétrico de Formación actual del Petróleo a la presión "p", BY/BN (Bo)	1,447
Saturación del petróleo a la presión "p", fracción (So)	0,388
Saturación del gas a la presión "p", fracción (Sg)	0,422
POES, MMSTB (N)	71,562
Volumen Poroso del yacimiento, MMB (Vp)	198,783
Producción Acumulada de Petróleo Crudo, MMSTB (Np.1)	18,216
Crudo Remanente actual en sitio, MMSTB (POES-Np)	53,346
Gas en solución a la presión "p", PCN/BN (Rs)	498,7
Total gas disuelto en el petróleo a la presión "p", MMPCN	26603,65
Gas Libre en el yacimiento a la presión "p", MMBY	83,812
Factor de compresibilidad del Gas-libre (Z)	0,976
Factor Volumétrico de Formación del Gas a la presión "p", BY/PCN (Bg)	0,0030
Gas Libre en el yacimiento a la presión "p", MMPCN	27629,705
Volumen total de gas en el yacimiento a la presión "p" (libre+disuelto), MMSCF	54233,355
Riqueza del gas en solución GMPCN	3,843
Volumen total de LGN en el gas en el gas-libre, MMBN	2,528
Volumen total LGN en el gas disuelto en el crudo, MMBN	2,434
Volumen total de LGN del yac. al Inicio de Operación PELK - fecha de referencia, MMBN	4,962

Tabla D.3 Determinación de reservas de LGN para fecha de referencia N^o 2.

Condiciones a la Fecha de Referencia N ^o 2 - Término de la etapa de Extracción	
Presión al término de la operación PELK, lpc (P)	1.200
Riqueza del gas al Término de la etapa de Extracción en el yacimiento, GPMPCN	1,1
Petróleo crudo producido durante la operación de la PELK, MMSTB (Np.2)	6,688
Volumen de agua producido durante la operación de la PELK, MMBN (Wp)	1,471
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo a la presión "p", BY/BN (Bo)	1,447
Saturación de agua tomando en cuenta el agua producida asociada a Np.2 (Sw.2)	0,183
Saturación del petróleo a la presión "p", fracción (So)	0,343
Saturación del gas a la presión "p", fracción (Sg)	0,475
Gas Libre en el yacimiento a la presión "p", MMBY	94,345
Densidad del gas, Aire=1	0,685
Factor de compresibilidad del Gas-libre a la presión de abandono "p" (Z)	0,952
Factor Volumétrico de Formación del Gas a la presión de abandono "pa", BY/PCN (Bg)	0,003
Gas Libre en el yacimiento a la presión "p", MMPCN	31.886
Estimado de LGN contenido en el gas libre, MMBN	0,835
Gas en solución a la presión "p", PCN/BN (Rs)	499
Petróleo Remanente en sitio al término de la operación de la PELK, MMBN	46,658
Estimado del volumen de gas disuelto en el crudo remanente, MMPCN	23.268
Estimado del volumen de LGN contenido en el gas disuelto en el crudo, MMBN	0,609
Estimado del volumen de LGN contenido en el gas libre, MMBN	0,835
Estimado del Volumen total de LGN en el yacimiento al Término de la operación de la PELK, MMBN	1,445
Estimado del volumen total de LGN recuperable durante la operación de la PELK, MMBN	3,518
Volumen total de gas remanente en sitio en el yacimiento (libre+disuelto) a la presión "p", MMPCN	55.155



Apéndice E

Cálculo del Análisis Económico del Proyecto

PELK

Tabla E.1 Determinación de ingresos anuales

Año	Riqueza del Gas, GPM	Extracción LGN B/D	Insumo Gas MMPC	Extracción LGN B/año	Ingresos \$
0					
1	3,84	4.118	16.425	1.502.888	59.040.139
2	2,92	3.129	16.425	1.142.195	44.870.506
3	2,22	2.378	16.425	868.068	34.101.584
4	1,69	1.807	16.425	659.732	25.917.204
5	1,28	1.374	16.425	501.396	19.697.075
6	0,00	0	0	0	0
7	0,00	0	0	0	0
8	0,00	0	0	0	0
9	0,00	0	0	0	0
10	0,00	0	0	0	0
11	0,00	0	0	0	0
12	0,00	0	0	0	0
13	0,00	0	0	0	0
14	0,00	0	0	0	0
15	0,00	0	0	0	0
Sumatoria -->			29.975.625	4.674.277	183.626.508

Tabla E.2 Determinación de erogaciones anuales

Año	Costos Fijos \$	Costos Variables \$	Total Oper. \$	Regalía NGL \$	Total Regalía \$	Depreciación \$
0						
1	6922500	3005775	9928275	11808028	15541299	5035000
2	6922500	2284389	9206889	8974101	12707372	5035000
3	6922500	1736136	8658636	6820317	10553588	5035000
4	6922500	1319463	8241963	5183441	8916712	5035000
5	6922500	1002792	7925292	3939415	7672686	5035000
6	0	0	0	0	0	5035000

Continuación Tabla E.2 Determinación de erogaciones anuales

Año	Costos		Total Oper.	Regalía NGL	Total Regalía	Depreciación
	Costos Fijos	Variables				
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
7	0	0	0	0	0	5035000
8	0	0	0	0	0	5035000
9	0	0	0	0	0	5035000
10	0	0	0	0	0	5035000
11	0	0	0	0	0	
12	0	0	0	0	0	
13	0	0	0	0	0	
14	0	0	0	0	0	
15	0	0	0	0	0	
Sumatoria	34.612.500	9.348.555	43.961.055	36.725.302	55.391.657	50.350.000

Tabla E.3 Determinación de los flujos de caja

Año	Ingreso	ISLR	Impuesto	Des.	Contribuciones	Flujo de
	Gravable \$	\$	C&T \$	Endog. \$	Antidrogas \$	Caja \$
0						-50350000
1	28535565	14267782	1180802	570711	318190	31819050
2	17921244	8960622	897410	358424	217004	21700409
3	9854361	4927180	682031	197087	140102	14010241
4	3723529	1861764	518344	74470	81657	8165714
5	-935903	0	393941	0	37051	3705155
6	-5035000	0	0	0	0	0
7	-5035000	0	0	0	0	0
8	-5035000	0	0	0	0	0
9	-5035000	0	0	0	0	0
10	-5035000	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
Sumatoria	33923796	30017350	3672530	1200694	794006	29050572

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL PRESENTES EN EL YACIMIENTO S2 KG-01, ASOCIADO AL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS.
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Hernández R., Kelly G	CVLAC	C.I: 20.002.187
	e-mail	Kellyh_6@hotmail.com
	CVLAC	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Reservas
Líquidos del gas natural
Inyección de gas

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA APLICADAS	CIENCIAS PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

El yacimiento S2 KG-01, está ubicado en los Campo Kaki - Bucaral, y es sometido a un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas; en el mismo existe recirculación; debido a que el gas producido es reinyectado, siendo este un gas rico (GPM=3,8). Con esta investigación se logró determinar las reservas de LGN asociado al proyecto de inyección de gas en el yacimiento; describiendo el comportamiento del proyecto de recuperación secundaria por inyección, observando producción, inyección y presión, además se describió de manera breve como será el funcionamiento de ésta. De igual forma, por medio de la ecuación generalizada de balance de materiales (EGBM) se determinó que el POES del yacimiento es de 70MMBN, validando así el valor del POES reportado en el libro de reservas del año 2010. Con ayuda del método volumétrico se determinaron los volúmenes de LGN al inicio y fin del proyecto PELK, siendo estos 4,96 MMBN y 1,44 MMBN respectivamente, esto quiere decir que se lograrán extraer 3,52 MMBN de LGN durante el funcionamiento de la planta de extracción de líquido. Por último se realizó un análisis económico de la implantación de la planta de extracción de líquidos, logrando determinar la factibilidad del proyecto.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Martha Espinoza	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	CI: 8.369.341
	e-mail	Espinozamrel@hotmail.com
	e-mail	
MSc. Jorge Guevara	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 13.161.196
	e-mail	
	e-mail	
Ing. Hortensia Calzadilla	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 11.781.853
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	12	11

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Hernandez Kelly Tesis.doc	Aplicación/doc

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Nivel Asociado con el trabajo:

INGENIERO

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

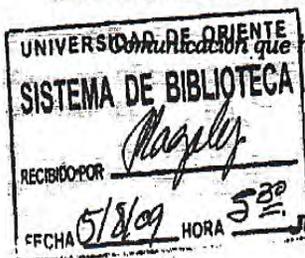
Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI-139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLAÑOS CUNVELO
Secretario



C.C.: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



HERNANDEZ R., KELLY G.
C.I: 20.002.187
AUTOR



ING. MARTHA ESPINOZA
TUTOR