



**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERECTORADO ACADEMICO
DIRECCIÓN GENERAL DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE INGENIERIA
ESPECIALIZACION INGENIERIA INDUSTRIAL Y PRODUCTIVIDAD**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REACTIVACION DE UN POZO DE
PETROLEO DE VENEZUELA. CASO DE ESTUDIO: CAMPO LA ROSA.**

**presentado por:
Jorge Enrique Lozada Ramirez**

**para optar al titulo de:
Especialista en Ingeniería Industrial y Productividad**

Asesor

Daniel Lahoud.

Caracas, Marzo de 2.015.

Caracas, 19 de Marzo de 2.015.

Director Programa Especialidad Ingeniería Industrial y Productividad
Dirección General de los Estudios de Postgrado
Universidad Católica Andrés Bello (UCAB)
Presente.-

Referencia: **Aprobación de Tutor**

Tengo a bien dirigirme a Usted a fin de informarle que he leído y revisado el borrador final del Trabajo Especial de Grado titulado **“Estudio de factibilidad para la reactivación de un pozo de petróleo en Petróleo de Venezuela. Caso de estudio: Campo La Rosa”**, presentado por el Ing Jorge Enrique Lozada Ramírez, titular de la cédula de identidad N° **6.196.051**, como parte de los requisitos para optar al Título de Especialista en Ingeniería Industrial y Productividad.

A partir de dicha revisión, considero que el mencionado Trabajo Especial de Grado reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación por el distinguido Jurado que tenga(n) a bien designar.

Atentamente,

MSc. Daniel Lahoud.
C. I. N° 5.530.292

DEDICATORIA

A mi familia y en especial a mi madre **Ana de Lozada** la cual me ha apoyado y guiado en esta nueva experiencia profesional que hoy estoy haciendo realidad. Al príncipe **Jorgito** el nuevo integrante de la familia y a su mami **Noemí Tovar Urbano** por ese hermoso regalo. A todos ustedes por conforman ese motor que me impulsa a seguir adelante.

Los quiero mucho
Jorge Enrique Lozada Ramírez.

AGRADECIMIENTO.

Es justo expresar mis más sincero agradecimiento a las siguientes personas:

A todos los profesores de las diferentes Cátedra del Postgrado de Ingeniería Industrial y Productividad de la Universidad Católica “Andrés Bello” que de una u otra forma guiaron los pasos en la elaboración de este trabajo especial de grado.

Especialmente al profesor: **Daniel Lahoud** que imparte la materia de Finanzas para Ingenieros en el Postgrado de Ingeniería Industrial y Productividad por los conocimientos expuestos en su cátedra que ayudaron a la ejecución de este trabajo de investigación y al profesor **Rodrigo Peraza** de la Cátedra de Macroeconomía en el Postgrado de Economía Empresarial por su basta experiencia como docente en la Escuela de Pregrado y Postgrado de Petróleo de la UCV y a su extensa experiencia laboral en Lagoven como Gerente de Tesorería. A ambos por facilitarme y transmitirme el conocimiento y su experiencia en el desarrollo de este trabajo de investigación durante las sesiones de consulta.

A mis padres **Ana de Lozada** y **Juan Lozada** por darme los mejores consejos sobre la tenacidad, paciencia y constancia en esos momentos oportunos.

A mis hermanos: **Juan Lozada**, **Jesús Lozada**, y **José Lozada** por apoyarme en todo momento y por esa confianza que me inspiraban a seguir adelante.

A **Carmen Lozada** mi hermana y segunda mamá ya que fue ese bastión que con su reprimenda me hacia mantenerme siempre enfocado.

A **Noemí Tovar Urbano** por permanecer a mi lado y por el grado de solidaridad y comprensión durante este largo pero fructífera travesía.

A **Jorge Lozada**, **Mi Príncipe** que es el nuevo integrante de la familia y doy gracias a **Dios**, **El Todopoderoso** por haberme premiado con este hermoso angelito.

A todos ellos mis más sincera gracias.

Ing. Jorge Lozada

INDICE GENERAL.

CARTA DE APROBACION	p.p I
DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
INDICE GENERAL	IV
INDICE DE TABLAS	VII
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE ECUACIONES	X
INDICE DE GRAFICAS	XI
RESUMEN	XII
INTRODUCCION	1
CAPITULO I – EL PROBLEMA.	
Planteamiento del Problema	5
Justificación del Estudio	7
Objetivo de Estudio	
Objetivo General	9
Objetivos Específicos	10
CAPITULO II – MARCO METODOLOGICO.	
Consideraciones generales	11
Premisas para la evaluación económica	11
Ubicación geográfica	12
Tipo de investigación	14
Diseño de la investigación	14
Población o Universo de estudio	15
Muestra	16
Instrumento de recolección de datos	17
Descripción de los instrumentos y ecnicas de recoleccion de datos	17
Técnicas de presentación de datos	17
Análisis e interpretación de los resultados	17

	p.p
CAPITULO III – MARCO TEORICO.	
Historia y Desarrollo de Petróleos de Venezuela	19
Petróleos de Venezuela: Empresa Estatal	20
Descripción del Negocio	
Actividades	
Negocio de PDVSA Exploración y Producción	20
Operaciones de Exploración y Producción	
Cadena de valor – Proceso de Producción	23
Plan de Explotación o Modelo de Negocio	26
Definiciones fundamentales en el estudio de reactivación de pozo	28
Razones por los cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo	28
petrolero	
Tareas para reacondicionamiento de pozos	29
Tipos de terminación	31
Terminación vertical sencilla	31
Técnicas utilizadas para el control de arena	35
Criterios de selección de tubería ranurada	40
Grado de complejidad del trabajo	40
Análisis de pozos problemas	41
Tipos de reparación – generación de potencial	46
Análisis de curvas de declinación de producción	46
Pronósticos de producción por declinación de producción	49
Relación pozo / yacimiento	51
Lineamiento para la evaluación económica de proyectos de inversión	52
de capital	
CAPITULO IV – ANALISIS DE RESULTADOS.	
Estudio de Factibilidad Económica	63
Estudio Integrado de Yacimiento: Reactivación pozo TJ-763	63
Modelo de completación de pozo.	63
Modelo estructural y sísmica	63
Modelo estratigrafía y sedimentología	65
Modelo petrofísico	69
Sistema de fluidos	71
Comportamiento dinámico	73
Comportamiento de presión	77
POES y reservas	79
Cambios de reservas	79
Análisis NODAL	81

Simulación WELLFLO	p.p
CAPITULO V – CONCLUSIONES	81
CAPITULO VI – RECOMENDACIONES	86
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	90
ANEXOS	92
Glosario de términos	97
Estudio de factibilidad	108
El tiempo geológico y las columnas de las formaciones	121

INDICE DE TABLA

	p.p
Tabla 1: Diferentes Impuestos sobre la renta en la actividad petrolera en Venezuela.	59
Tabla 2: Correspondencias entre las superficies de erosión y de inundación definidas en el estudio.	68
Tabla 3: Parámetro de corte.	70
Tabla 4: Mapas de isopropiedades	70
Tabla 5: Propiedades PVT promedio del LGINF-03.	71
Tabla 6: Cambios en las reservas.	80
Tabla 7: Capacidad Instalada y utilizada de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	108
Tabla 8: Elemento de Infraestructura y estructura de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	108
Tabla 9: Maquinarias y equipos de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	109
Tabla 10: Estudios y proyectos de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	109
Tabla 11: Inversión total de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	110
Tabla 12: Depreciación y amortización de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	110
Tabla 13: Financiamiento de terceros de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	111
Tabla 14: Resumen de los costos fijos y variables de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	112
Tabla 15: Materia prima de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	113
Tabla 16: Ingreso de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	113

	p.p
Tabla 17: Gastos de fabricación de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	114
Tabla 18: Estados de Resultados de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	115
Tabla 19: Valor agregado de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	116
Tabla 20: Punto de equilibrio de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	117
Tabla 21: Capital de trabajo de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	118
Tabla 22: Flujo de fondos de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	118
Tabla 23: Rentabilidad de la inversión de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	119
Tabla 24: Eficiencia de la inversión de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.	119

INDICE DE FIGURA

	p.p
Figura 1: Mapa Satelital del Estado Zulia.	13
Figura 2: Fases de Estudios Integrados	27
Figura 3: Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical.	32
Figura 4: Terminación sencilla de opción múltiple selectiva.	33
Figura 5: Terminación sencilla en hoyo desnudo.	34
Figura 6: Terminación sencilla en hoyo desnudo	34
Figura 7: Terminación sencilla y empaque de grava.	35
Figura 8: Practicas de completación selectivas.	36
Figura 9: Elementos de Flujo de Caja Descontado.	53
Figura 10: Diferencias entre el Mapa Estructural Oficial del Tope del Miembro Lagunillas Inferior y el generado por el estudio	64
Figura 11: Líneas Sísmicas.	65
Figura 12: Modelo Conceptual de Depositación del Campo La Rosa.	66
Figura 13: Diferencias en la correlación entre el modelo anterior y el propuesto basado en la estratigrafía secuencia.	66
Figura 14: Comportamiento dinámico del Yacimiento LL-03	74
Figura 15: Gráfico de producción de los pozos del Yacimiento LL-03 (2012).	76
Figura 16: Mapa de Presiones para la Formación La Rosa.	78
Figura 17: Mapa de Presiones para la Formación Lagunillas.	79
Figura 18: Esquema del factor de recobro actual.	101
Figura 19: Esquema del factor de recobro real.	101
Figura 20. El tiempo geológico y la columna de las formaciones	121

INDICE DE ECUACIONES

	p.p
Ecuación 1: Flujo de Darcy.	47
Ecuación 2: Ecuacion de Curva de Declinación Exponencial	48
Ecuación 3: Ecuacion de Curva de Declinación Hiperbólica.	48
Ecuación 4: Ecuacion de Curva de Declinación Hiperbólica.	49
Ecuacion 5: Flujo de Caja aplicado en PDVSA.	57
Ecuacion 6: Impuesto sobre La Renta aplicado en PDVSA.	57
Ecuacion 7: Determinación del Valor Presente Neto en PDVSA.	61
Ecuacion 8: Determinación de la Tasa Interna de Retorno en PDVSA.	61
Ecuacion 9: Determinación de la Eficiencia de la Inversión en PDVSA.	62

INDICE DE GRAFICAS

	p.p
Grafica 1: Simulación P / Rs Lagunilla & La Rosa.	72
Grafica 2: Simulación P / Bo Lagunilla & La Rosa.	72
Grafica 3: Simulación PVT TJ-173 Lagunilla.	73
Grafica 4: Zona Amarilla P versus Np Formación La Rosa.	78
Grafica 5: Unidad de Flujo Lal10_LL30 (p versus t) Zona Amarilla Formación Lagunilla.	79
Grafica 6: Producción de pozo LR-117, Pozo Tipo Área Mioceno (Vertical).	82
Grafica 7: Curva de rendimiento de Gas Lift para LR0117.	83
Grafica 8: Producción del pozo LR-554.	83
Grafica 9: Curva de rendimiento de Gas Lift para LR-554.	84
Grafica 10: Producción del pozo TJ-515, Pozo Tipo Área Eoceno Oeste (Inclinado)	84
Grafica 11: Curva de rendimiento de Gas Lift.	85

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE INGENIERIA
POSTGRADO INGENIERIA INDUSTRIAL Y PRODUCTIVIDAD

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REACTIVACION DE UN POZO DE
PETROLEO EN PETROLEO DE VENEZUELA. CASO DE ESTUDIO: CAMPO LA
ROSA.**

Autor: Jorge Enrique Lozada Ramírez
Tutor: Daniel Lahoud, MSc.
Fecha: 2015

RESUMEN.

Actualmente el negocio de Exploración y Producción contempla la ejecución de un plan de inversiones y gastos muy ambicioso, en el orden de los 21.742 y 19.500 millones de dólares (MMUS\$) respectivamente, en el período 2006-2012. La Unidad de Explotación La Salina, pertenece a la División de Producción Occidente del Distrito Maracaibo de PDVSA, se encuentra ubicada en el estado Zulia y dentro de su planificación de explotación y producción de los hidrocarburos para el año 2012, tiene prevista la reactivación de un pozo en la Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Pozo TJ-763. El objetivo de este trabajo es la de evaluar la factibilidad económica de la reactivación de un pozo de petróleo en la localización PB-V18-C4-A4. El estudio de investigación es del tipo de campo y descriptiva y el diseño corresponde a una modalidad mixta de investigación documental con investigación de campo respectivamente. En cuanto a la ejecución del trabajo de investigación comprende tres fases de estudio como son: a) Yacimiento: que consiste en el análisis interpretativo y multidisciplinario del yacimiento en estudio, b) Financiero: que consiste en el análisis y cumplimiento con lo establecido en las Guías Gerenciales para Proyectos de Inversión de Capital y c) Económico: donde se evalúa la rentabilidad de reactivación de un pozo basado en los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital. Como resultado de la evaluación se obtendrá un documento que especifique la factibilidad o no de la perforación de un pozo TJ-763 en la Unidad de Explotación La Salina. Con la perforación de este pozo se espera alcanzar en el desarrollo de estas áreas un plato de producción de 100 mil barriles diarios (100MBD) de crudo y 140 millones de pies cúbicos por día (140 MMPCD) de gas, durante 20 años. De no ser factible, seguirán siendo un reto para la División de PDVSA Occidente debido a la alta incertidumbre en relación a extensión del área productiva, zonas agotadas, geología, petrofísica, entre otras; presentándose en el Cretáceo en distintas áreas de la División con diversos grado de explotación como son: Lagomedio, Lagomar, Lagocinco, Urdaneta, y Centro – Sur Lago.

Palabras Claves: Exploración, Producción, Hidrocarburo, Planificación, Evaluación, Factibilidad, Inversión, Capital, Proyecto, División, Geología, Petrofísica, Cretáceo.

INTRODUCCION

La estrategia corporativa de PDVSA está fundamentada en el objetivo de maximizar el valor de los recursos naturales de petróleo y gas que están bajo su control y manejo. Para lograr esto, se orientan esfuerzos hacia la exploración de crudos livianos y medianos, la valoración de los crudos pesados y extrapesados, el desarrollo intensivo del gas y la optimización de las actividades aguas abajo. Todas estas tareas, siendo PDVSA una empresa del Estado venezolano con un gran compromiso y responsabilidad social, están relacionadas con un importante número de proyectos integrales de desarrollo alineados al Plan de la Nación

En el marco del Plan Siembra Petrolera 2006 - 2012 de PDVSA, los grandes compromisos del negocio de Exploración y Producción se centran en la necesidad de:

- Asegurar el crecimiento y maximizar la eficiencia de la producción de hidrocarburos.
- Implementar nuevos esquemas de negociación para la explotación petrolera.
- Maximizar el aporte fiscal a la Nación.
- Impulsar el desarrollo industrial del país.
- Acrecentar la participación constante y protagónica del pueblo

La dirección de Exploración de PDVSA tiene como expectativa la incorporación de reservas¹ por el orden de los 5.408 millones de barriles (MMBLs) de petróleo entre 2006 y 2012, a fin de reponer el 85% del volumen de crudo que espera producir Exploración y Producción en ese mismo lapso de tiempo. Asimismo, planea la incorporación de 17.896 millardos de pies cúbicos (MMMPC) de reservas de gas. Estas metas están sustentadas en la perforación de 133 pozos exploratorios y de delineación.

¹ La visión exploratoria tiene el objetivo de evaluar todas las cuencas hidrocarburíferas del país, pues a pesar de tener más de 90 años de actividad petrolera, el 75% de cuencas sedimentarias de Venezuela no han sido investigadas de una forma completa y definitiva desde el punto de vista exploratorio.

En cuanto a la producción de crudo a escala nacional, se tiene como meta llevar el volumen de producción del año 2005 de 3 millones 321 mil barriles diarios (3.321 MBD) a 5 millones 837 mil barriles diarios (5.837 MBD) en el año 2012, incluyendo Empresas Mixtas y negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En este contexto, el compromiso en Exploración y Producción de PDVSA, hablando en términos de gestión directa, es el de contribuir significativamente con el logro de esta meta, incrementando el volumen de producción de 2 millones 185 mil barriles diarios (2.185 MBD) a 4 millones 19 mil barriles diarios (4.019 MBD) en el 2012, lo que representa un crecimiento volumétrico en el orden del 85% en todo el período. De esta forma, la actividad de Producción de PDVSA trabaja en definir y acometer los programas y proyectos que permitan incrementar la obtención de petróleo, así como contar con la mano de obra, infraestructura y servicios conexos requeridos para la extracción, manejo y disposición de este hidrocarburo.

Para el cumplimiento de estos grandes compromisos², el negocio de Exploración y Producción contempla la ejecución de un plan de inversiones y gastos muy ambicioso, en el orden de los 21.742 y 19.500 millones de dólares (MMUS\$) respectivamente, en el período 2006 - 2012.

En ese sentido y considerando que la naturaleza de los proyectos del sector energético son de largo plazo, la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A, ha decidido revisar y ajustar los pronósticos de demanda y precio del crudo, revisar la cartera de proyectos del Plan, y jerarquizar la cartera de proyectos considerando la demanda y oferta de recursos técnicos, financieros y de personal.

² En línea con esta estrategia, PDVSA cuenta con las siguientes iniciativas: Búsqueda y desarrollo de crudos livianos y medianos, Desarrollo integral de la Faja Petrolífera del Orinoco, Aceleración de la explotación del gas natural en tierra y Costa Afuera, Desarrollo integral de la Faja Petrolífera del Orinoco, Aceleración de la explotación del gas natural en tierra y Costa Afuera, Integración del sistema de refinación nacional e internacional entre otros.

Para materializar este esquema, se decidió seleccionar el Campo La Rosa compartido con Tía Juana, en su localización – PB-V-18-C4-A4, Arena LR60- y Yacimiento LL-03, lo cual nos conllevó a efectuar múltiples entrevistas a personal de la industria Petrolera Nacional relacionada con las actividades de explotación, producción y estudios económicos, los cuales sirvieron de base para establecer las consideraciones previas que soportaron la decisión de llevar adelante el proyecto. De allí que se obtuvo la referida información para el Occidente de Venezuela, y particularmente se profundizó en las características del Yacimiento LL-03 estudiándose en detalle el pozo TJ-763.

El potencial de producción de la segregación a finales del año 2000 fue de 96.8 MBLS y la producción promedio para el año 2001 ha sido de 83.8 MBLS hasta Septiembre del 2001. El campo cuenta con una historia de producción superior a los 75 años, donde uno de los principales problemas es el alto grado de agotamiento que presentan los yacimientos, aunado a la complejidad geológica del área, pozos con altos corte de agua o gas, arenamiento prematuro de los pozos y bajos factores de recobro entre otros.

Por lo mencionado anteriormente, el presente trabajo especial de grado consiste en describir las características más importantes de estas formaciones en el área de estudio y realizar el estudio de factibilidad para la perforación del pozo TJ-763 de la propuesta.

A tal fin, la investigación se presenta estructurada en seis capítulos, que se describen a continuación:

Capítulo I -. El Problema de Investigación compuesto por: Planteamiento del Problema, Justificación del Problema, Objetivos de Estudio, Objetivo General y Objetivos Específicos.

Capítulos II – Marco Metodológico compuesto por: Ubicación geográfica, Tipo de Investigación, Diseño de la Investigación. Población o Universo de estudio, Muestra, Instrumentos de recolección de datos, Descripción de los instrumentos y técnicas de recolección de datos, Análisis e interpretación de los resultados, Técnicas de presentación de datos y Procedimientos para realizar la investigación.

Capitulo III: Marco Teórico compuesto por: Visión general del Negocio, Petróleos de Venezuela: Empresa estatal, Negocio de PDVSA Exploración y Producción, Reactivación de pozo petrolero y Lineamiento para la evaluación económica de proyectos de inversión de capital.

Capitulo IV: Análisis de Resultados compuesto por: datos recabados mediante el análisis de factibilidad de los datos técnicos, económicos y financieros y los datos recabados en estudio de campo mediante la geología operacional.

Capitulo V: Conclusiones. .

Capitulo VI: Recomendaciones.

Finalmente se presentan las Referencias Bibliografías y Anexos correspondiente a la investigación.

CAPITULO I – EL PROBLEMA.

Planteamiento del Problema.

Tomando en consideración el plan estratégico, el 18 de agosto de 2005 se presentó al país el Plan Siembra Petrolera (PSP) el cual está alineado con la política petrolera definida por el Estado. Dentro de este contexto, y en el marco de los lineamientos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, se inscribe la estrategia general de la empresa: buscar la máxima valorización de los recursos naturales no renovables y agotables mediante la obtención de precios justos y razonables. A través del Plan Siembra Petrolera, PDVSA proyecta su visión del desarrollo integral del país, persigue fortalecer las capacidades, potenciar la soberanía tecnológica e impulsar nuestro sector industrial.

Asimismo, durante estos dos últimos años, han surgido un sin número de experiencias y lecciones aprendidas, que muestran la necesidad de ajustar el PSP (Plan Siembra Petrolera) a las nuevas realidades. En ese sentido y considerando que la naturaleza de los proyectos del sector energético son de largo plazo, la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A, ha decidido revisar y ajustar los pronósticos de demanda y precio del crudo, revisar la cartera de proyectos del Plan, y jerarquizar la cartera de proyectos considerando la demanda y oferta de recursos técnicos, financieros y de personal.

En este contexto, el compromiso³ en Exploración y Producción de PDVSA, hablando en términos de gestión directa, es el de contribuir significativamente con el logro de esta meta, incrementando el volumen de producción de 2 millones 185 mil barriles diarios (2.185 MBD) a 4 millones 19 mil barriles diarios (4.019 MBD) en el 2012⁴. De esta forma, la actividad de Producción de PDVSA trabaja en definir y acometer los programas y proyectos que permitan incrementar la obtención de petróleo, así como contar con la mano de obra,

³ Para el cumplimiento de estos grandes compromisos, el negocio de Exploración y Producción contempla la ejecución de un plan de inversiones y gastos muy ambicioso, en el orden de los 21.742 y 19.500 millones de dólares (MMUS\$) respectivamente, en el período 2006-2012.

⁴ Representa un crecimiento volumétrico en el orden del 85% en todo el período.

infraestructura y servicios conexos requeridos para la extracción, manejo y disposición de este hidrocarburo.

La segregación Rosa Mediano se extiende en un área operativa de 418 Km², que involucra 84 yacimientos con un petróleo original en sitio de 16.04 MMMBLS, más 7 yacimientos compartidos con la UE Tía Juana Lago, para un total de 91 yacimientos, 17.9 MMMBLS de POES, unas reservas recuperables de 3.80 MMMBLS, 1340 pozos completados, 909 activos, 6 proyectos de inyección de agua distribuidos en tres yacimientos y un proyecto de inyección de gas actualmente cerrado. La columna geológica de explotación comprende arenas de edad Mioceno, Eoceno y Cretáceo, caracterizadas por el grado de consolidación de las mismas.

El negocio RM (Rosa Mediano) cuenta con cuatro campos: La Rosa, Punta Benítez, Tía Juana y Lagunillas. Para los efectos de la caracterización de los yacimientos de la segregación Rosa Mediano, se ha sido dividido en cuatro principales áreas: Mioceno Norte, Eoceno Norte, Eoceno Oeste y Franja del Kilómetro, donde el yacimiento Lagunillas Inferior 03 (LL-03), del Mioceno Norte, representa 34% del petróleo original en sitio y 35% de la producción total de la segregación Rosa Mediano.

El área Mioceno Norte corresponde a los yacimientos de edad Mioceno y las áreas Eoceno Norte y Oeste a los del Eoceno, con profundidades promedio de 2.900 pies y 4.500 pies, respectivamente. En cuanto a la Franja del Kilómetro, se tienen pozos completados tanto en las arenas del Mioceno como en las del Eoceno (Ver Anexo III).

Las propiedades petrofísicas de la roca en términos generales son de porosidades entre 12 y 31%, y permeabilidades entre 20 y 1500 miliDarcy, siendo las formaciones de edad Mioceno las que presentan mejor calidad de roca.

El potencial de producción de la segregación a finales del año 2000 fue de 96.8 MBLS y la producción promedio para el año 2001 ha sido de 83.8 MBLS hasta Septiembre del 2001. El campo cuenta con una historia de producción superior a los 75 años, donde uno de los principales problemas es el alto grado de

agotamiento que presentan los yacimientos, aunado a la complejidad geológica del área, pozos con altos corte de agua⁵ o gas, arenamiento prematuro de los pozos y bajos factores de recobro entre otros.

Por las razones anteriormente descritas y debido a la planificación de explotación y producción de los hidrocarburos para el año 2012 de La Unidad de Explotación La Salina, perteneciente a la división de Producción Occidente del Distrito Maracaibo de PDVSA, Estado Zulia se hace necesario la reactivación del pozo TJ-763, y el cual se han formulado las siguientes preguntas para este trabajo de investigación:

- ¿En qué Plan esta fundamentado el Plan de Negocio de PDVSA Exploración y Producción como lineamiento Corporativo?;
- ¿Cuáles son las etapas que conforman la construcción y diseño de pozo petrolero en PDVSA?;
- ¿Cuáles son los lineamientos para la evaluación económica de proyectos de inversión de capital utilizados en PDVSA?
- ¿Cuál es la metodología actual utilizada para la evaluación económica de proyectos de inversión de capital en PDVSA y sus Empresas Mixtas?
- ¿Cuáles son los indicadores económicos para la evaluación de una propuesta de inversión en PDVSA y sus Empresas Mixtas? y
- ¿Será factible o no, la reactivación del pozo TJ-763 en la localización PB-V-18-C4-A4, Yacimiento LL-03, de la Unidad de Explotación La Salina, perteneciente a la división de Producción Occidente del Distrito Maracaibo de PDVSA, Estado Zulia, utilizando los Lineamiento para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) aplicado en PDVSA y sus Empresas Mixtas?

Justificación del Estudio.

⁵ En la mayoría de los pozos productores existen gran cantidad de aguas de formación entrampada originalmente en los espacios porosos de la roca, originado por un proceso geológico ocurrido durante muchos años de deposición de sedimentos, donde sus características van a depender del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, el gradiente hidráulico, los elementos solubles de la roca asociada, la movilidad de los elementos químicos disueltos y la magnitud del intercambio iónico o reacción química de los constituyentes.

En el marco del Plan Siembra Petrolera 2006 – 2012, el negocio de Exploración y Producción contempla el desarrollo de un conjunto de 15 Macroproyectos⁶ a lo largo y ancho de las áreas de operación que se verán impactadas por el compromiso del crecimiento volumétrico en la producción de crudo: 5 en la División Occidente, 3 en la División Centro Sur y 7 en la División Oriente.

Asimismo, los Macroproyectos están estructurados de manera integral, incluyendo desde el estudio y exploración de yacimientos, la perforación y rehabilitación de pozos, el reacondicionamiento de las infraestructuras existentes, hasta la construcción de nuevas infraestructuras para el manejo y disposición de los fluidos.

El Cretáceo de la División Occidente presenta un Petróleo Original en Sitio (POES) en el orden de los 9.400 millones de barriles (9.400 MMBIs) y un acumulado de producción de 423 millones de barriles (432 MMBIs) que equivale a un 5% del POES. Por otra parte, existen reservas probadas de crudo de 640 millones de barriles (640 MMBIs) y 40 millones de barriles (40 MMBIs) de reservas desarrolladas con los pozos existentes.

Se pronostica como Caso Base alcanzar en el desarrollo de estas áreas un plato de producción de 100 mil barriles diarios (100MBD) de crudo y 140 millones de pies cúbicos por día (140 MMPCD) de gas, durante 20 años.

El objetivo es incremental la producción de crudo en un 178% durante el periodo 2006-2012 pasando de 18 MBD a 50 MBD. Continuar desarrollando 640 MMBIs de crudo liviano en las áreas de Lagomedio, Lagomar, Lagocinco, Urdaneta y Centro – Sur Lago.

El alcance durante el periodo 2006 – 2012, se perforaran 43 pozos de alta profundidad y complejidad, con una inversión de 400 MMBs. Asimismo, se

⁶ Estos Macroproyectos están integrados por aquellos denominados Proyectos Integrales de Desarrollo (PID) y estos a su vez por Subproyectos de menor magnitud en cuanto a complejidad, inversión y duración. Los PID se interrelacionan entre si en función de objetivos y metas específicas, contando con recursos que permiten en un tiempo determinado alcanzar las metas trazadas en cada Macroproyectos, permitiendo de esta manera hacer seguimiento al desarrollo y ejecución de los mismos .

ejecutara el desarrollo de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción, con una inversión estimada de 424 MMMBs.

Estos yacimientos representan un reto para la División, debido a la alta incertidumbre en relación a extensión del área productiva, zonas agotadas, geología, petrofísica, entre otras; presentándose en el Cretáceo en distintas áreas de la División con diversos grado de explotación como son: Lagomedio, Lagomar, Lagocinco, Urdaneta, y Centro – Sur Lago.

Para lograr el desarrollo de los 640 millones de barriles (640 MMBIs) de reservas probadas de crudo liviano, se acometerá la reactivación de los yacimientos del Cretáceo de una manera integral, con una inversión total de 383 millones de dólares (383 MM\$) en el periodo 2006 – 2012.

Es por esas razones mencionada anteriormente que se hace necesario el desarrollo de una investigación sobre la metodología, métodos, normativa legal vigente que rigen a PDVSA y a sus Empresas Mixtas y el cual expliquen la reactivación de de un pozo TJ-763, en la localización en la localización PB-V-18-C4-A4, Yacimiento LL-03, de la Unidad de Explotación La Salina, perteneciente a la división de Producción Occidente del Distrito Maracaibo de PDVSA, Estado Zulia, que permita generar el valor agregado de la presente investigación que se mencionan a continuación:

- a. Dar a conocer el proceso de reactivación de pozo petrolero en PDVSA y sus empresas Mixtas.
- b. Dar a conocer los lineamientos para la evaluación económica de proyectos en cuanto a su factibilidad tomando en consideración la inversión de capital en PDVSA y sus empresas Mixtas.
- c. Dar a conocer los indicadores económicos para la evaluación de una propuesta de inversión en PDVSA y sus empresas Mixtas.

Objetivos de Estudio.

Objetivo General.

Evaluar la factibilidad para la reactivación de un pozo de petróleo en el Campo La Rosa compartido con Tía Juana, localización PB-V18-C4-A4, yacimiento LL-03, pozo TJ-763, Estado Zulia tomando en consideración los lineamientos para

la evaluación económica de proyectos de inversión de capital en PDVSA y sus Empresas Mixtas.

Objetivos Específicos.

- a) Describir la historia y desarrollo de Petróleos de Venezuela actual tomando en consideración el régimen legal vigente y la visión general del negocio.
- b) Describir el estudio de integrado de yacimiento actual utilizado por PDVSA y sus Empresas Mixtas.
- c) Describir los lineamientos actuales utilizados en PDVSA y sus empresas Mixtas para la evaluación económica de proyectos de inversión de capital.
- d) Describir los indicadores económicos para la evaluación de una propuesta de inversión de capital en PDVSA y sus Empresas Mixtas.

CAPITULO II – MARCO METODOLOGICO

Consideraciones generales.

Este trabajo de investigación se rige bajo el marco legal y los siguientes lineamientos éticos:

- Constitución de la Republica Bolivariana de Venezuela.
- Código Orgánico Penal.
- Código Civil.
- Manual de Políticas de Seguridad de Información (PSI)⁷ que rige a PDVSA y sus Empresas Mixtas.
- Manual de Ética que rige PDVSA y sus Empresas Mixtas.
- Normas de Protección de Activos de información (PAI)⁸ de PDVSA.

Premisas para la evaluación económica.

- Calculo realizado en términos reales o constantes.
- Horizonte económico⁹: 6 años.
- La tasa de descuento a utilizar en las evaluaciones económicas de los proyectos a ser sometidos al presupuesto de inversiones 2012, es del **10%**¹⁰.
- Si el VPN es ≥ 0 la propuesta es aceptada. Por el contrario si el VPN < 0 es rechazada.
- Tasa cambio: **4,30 \$/Bs. F**¹¹.
- Tasa cambio: **1,3218 \$/EURO**.¹²

⁷ Las normas que integran las Políticas de Seguridad de Información serán de obligatorio cumplimiento para el personal de Petróleos de Venezuela S.A. y de sus empresas filiales y es, así mismo, responsabilidad de los niveles supervisorios respectivos ejecutar y hacer cumplir estas disposiciones regulatorias de los aspectos relacionados con la seguridad de los activos de información pertenecientes a, o bajo custodia de, la Corporación.

⁸ Las cuales son custodiada y constituyen responsabilidad de la Gerencia de Prevención y Control de Pérdidas de la Industria (PCP), algunos archivos integrantes del historial del pozo y los yacimientos han sido tratados con integridad y carácter de reserva para los efectos de preservar la confidencialidad de la información de la Corporación que representa carácter estratégico para la Nación, todo ello en conformidad con la política de Seguridad de Estado Nacional.

⁹ El horizonte económico de un proyecto se refiere al periodo de tiempo establecido durante el cual se calcularan los flujos de cajas de una propuesta de inversión. Este horizonte económico incluye el periodo de inversiones y el periodo de operación.

¹⁰ Tomado del Manual de lineamiento de evaluación económica de proyecto de inversión de capital 2.012 de PDVSA.

¹¹ Tomado del Banco Central de Venezuela, IV Trimestre 2.102.

¹² Tomado del Banco Central de Venezuela IV Trimestre 2.102.

- TIR mínima para los proyectos de inversión de capital de la Corporación es del **15%**¹³.
- Precios líquidos del gas natural - plan de negocios 2012 propano es de **33,02 \$/bl**¹⁴ (33,02 \$/bl * 4,30 Bs.F/\$ = 141,99 Bs.F/bl).
- Base precios de crudo – plan de negocio 2012, petróleo pesado Cabimas **103,46 \$/bl**¹⁵ (103,46 \$/bl * 4,30 Bs. F/\$ = 444,88 Bs. F/bl).
- La tasa del ISLR es del **50%**¹⁶.
- Costo de extracción es del **1/3%**¹⁷.

Ubicación geográfica.

La Unidad de Explotación La Salina, pertenece a la división de Producción Occidente del Distrito Maracaibo de PDVSA, se encuentra ubicada en el estado Zulia (Ver Figura 1), específicamente en la ciudad de Cabimas y sus actividades operativas se desarrollan en el Lago de Maracaibo, abarcando los campos: La Rosa, Punta Benítez, Tía Juana, Lagunillas y Urdaneta.

La unidad cuenta con dos unidades de negocio, que son: Rosa Mediano (RM) y Urdaneta pesado (UP), donde la principal característica que las diferencia es el tipo de crudo producido en cada una de ellas (23 y 12° API respectivamente).

¹³ Tomado del Manual de lineamiento de evaluación económica de proyecto de inversión de capital 2.012 de PDVSA

¹⁴ Tomado de la pagina oficial de PDVSA, IV Trimestre 2.102 (<http://www.pdvsa.com>).

¹⁵ Tomado de la pagina oficial de PDVSA, IV Trimestre 2.102 (<http://www.pdvsa.com>).

¹⁶ Tomado del Decreto N°: 1.510 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos 2.001

¹⁷ Tomado del Decreto N°: 1.510 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos 2.001



Figura 1: Mapa Satelital del Estado Zulia.

Fuente: LeRoy, L. W. y J. W. Low, 1954. Graphic Problems in Petroleum Geology, Harper & Brothers Publishers, New York.

La segregación Rosa Mediano se extiende en un área operativa de 418 Km², que involucra 84 yacimientos con un petróleo original en sitio de 16.04 MMMBLS, más 7 yacimientos compartidos con la UE Tía Juana Lago, para un total de 91 yacimientos, 17.9 MMMBLS de POES, unas reservas recuperables de 3.80 MMMBLS, 1340 pozos completados, 909 activos, 6 proyectos de inyección de agua distribuidos en tres yacimientos y un proyecto de inyección de gas actualmente cerrado. La columna geológica de explotación comprende arenas de edad Mioceno, Eoceno y Cretáceo, caracterizadas por el grado de consolidación de las mismas.

El negocio RM cuenta con cuatro campos: La Rosa, Punta Benítez, Tía Juana y Lagunillas. Para los efectos de la caracterización de los yacimientos de la segregación Rosa Mediano, se ha sido dividido en cuatro principales áreas: Mioceno Norte, Eoceno Norte, Eoceno Oeste y Franja del Kilómetro, donde el yacimiento Lagunillas Inferior 03 (LL-03), del Mioceno Norte, representa 34% del petróleo original en sitio y 35% de la producción total de la segregación Rosa Mediano.

El área Mioceno Norte corresponde a los yacimientos de edad Mioceno y las áreas Eoceno Norte y Oeste a los del Eoceno, con profundidades promedio de 2900 pies y 4500 pies, respectivamente. En cuanto a la Franja del Kilómetro, se tienen pozos completados tanto en las arenas del Mioceno como en las del Eoceno.

Las propiedades petrofísicas de la roca en términos generales son de porosidades entre 12 y 31%, y permeabilidades entre 20 y 1500 miliDarcy, siendo las formaciones de edad Mioceno las que presentan mejor calidad de roca.

Tipo de Investigación.

Las características de esta investigación, el problema que ella plantea y sus objetivos, hacen de la misma una investigación de campo¹⁸ y descriptiva¹⁹.

Para finalizar con el tipo de investigación, esta se basó en fuentes bibliográficas y documentales, en el análisis de textos, informes y otro materiales que ayudaron a ampliar y profundizar los conocimientos con relación al tema en estudio.

Diseño de la Investigación.

Con relación al diseño de la investigación Arias (2006) lo define como “La estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado” (p. 26). En este sentido, la estrategia utilizada, conforme con el tipo de investigación definida anteriormente, correspondió a una modalidad mixta de investigación documental²⁰ e investigación de campo.

¹⁸ Se puede decir que se ajusta al concepto de investigación de campo definido en el Manual de Trabajos de Grado de Especialización, Maestrías y Tesis Doctorales por UPEL (2003):

“Se entiende por Investigación de Campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito en sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores contribuyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios” (p. 14).

¹⁹ En cuanto al carácter descriptivo de una investigación Ary, Jacobs y Razavieh (1.993) explica que:

“Los estudios de esta índole tratan de obtener información acerca del estado actual de los fenómenos. Con ello se pretende precisar la naturaleza de una situación tal como existe en el momento del estudio. El objetivo consiste en describir lo que existe con respecto a las variaciones o a las condiciones de una situación” (p. 308).

²⁰ En el caso de la investigación documental, Arias (2006) lo plantea como un:

“Proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos” (p. 27)

En la investigación desarrollada, se utilizó el análisis de documentos para revisar los diferentes conceptos, términos, políticas, objetivos, lineamientos, códigos y normas relacionadas y aplicables a la misma, y que conformaron el fundamento teórico del estudio.

En este sentido los documentos pueden ser: bibliográficos, gráficos, audiovisuales, es decir, utiliza la técnica de documentación para dar confiabilidad a sus resultados y como la mayor parte de los documentos empleados corresponden a documentos bibliográficos, de allí que se denomine también investigación bibliográfica. Se tomaron una serie de definiciones nuevas en el área de perforación, construcción y diseño de pozo petrolero. En cuanto al estudio de factibilidad se tomaron una serie de definiciones económicas y financieras como soporte de la investigación.

Las variables recopilados en la investigación denominada: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REACTIVACION DE UN POZO DE PETROLEO EN PETROLEO DE VENEZUELA. CASO DE ESTUDIO: CAMPO LA ROSA”**, no fueron manipuladas por el investigador y éstas fueron recogidas directamente de la realidad, en un mismo instante de tiempo y tal como ellas se presentan, el cual define el diseño de investigación como no experimental y transeccional.

Para este estudio, el diseño será de campo no experimental. En el diseño de campo no experimental se observan los hechos estudiados tal y como se manifiestan en su ambiente natural, sin manipular de manera intencional las variables que lo constituyen, tomando en cuenta su interrelación. Por otro lado, en los diseños del tipo transeccional la recolección de los datos se efectúan sólo una vez y en un tiempo único. (Balestrini, 2.006, p. 131-133).

Población o Universo de estudio.

De acuerdo a Gabaldon (1.969), se entiende por población

Estadísticamente hablando, por Población se entiende un conjunto finito o infinito de personas, casos o elementos que presentan características comunes, como por ejemplo; una población puede estar constituida por los habitantes de Venezuela, por el total de

vehículos de Caracas, por el número de nacimiento o defunciones de Maracay (p.7).

Este paso constituye un punto importante del proceso investigativo, cuando se fija la estrategia y en donde se efectuará la recolección de datos.

El tamaño de la población fue La Unidad de Explotación La Salina, pertenece a la división de Producción Occidente del Distrito Maracaibo de PDVSA abarcando los campos: La Rosa, Punta Benítez, Tía Juana, Lagunillas y Urdaneta.

En el caso particular del presente trabajo de investigación la población de investigación estuvo conformada por los documentos oficiales, reglamentos, decretos, legislación vigentes sobre el tema de estudio integral de yacimiento y lineamiento para la evaluación económica de proyecto de inversión de capital en PDVSA y sus Empresas Mixtas.

Muestra.

La muestra esta conformada por la perforación de un pozo de petróleo, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, localización PB-V18-C4-A4, yacimiento LL-O3, pozo TJ-763, Estado Zulia.

Los yacimientos en estudio pertenecen al área Mioceno Norte, ubicada geográficamente en el noreste de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Verticalmente están definidos como el conjunto de arenas de la Formación Lagunillas (Miembro Bachaquero Inferior, Miembros Laguna Superior e Inferior, Miembro Lagunillas Inferior) y la Formación La Rosa, de edad geológica Mioceno, con profundidades que van desde 1.500' tope de Bach, a 4.200' base de La Rosa. La estructura corresponde a un homoclinal de buzamiento suave a moderado entre 2° y 14° hacia oeste y suroeste, abarcando un área de extensión de aproximadamente 10.625 acres. El límite por el Este para todos los yacimientos está constituido por el sistema de Fallas Lama-Icotea y los límites por el Norte, Sur y Oeste se definieron por el valor cero de Arena Neta Petrolífera.

El área está dominada por un sistema de fallas transpresional transcurrentes (Strike Slip); dicha estructura corresponde a la parte norte del sistema de fallas

Lama- Icotea y estructuralmente el área del Mioceno Norte, está representada por una estructura positiva limitada por dos fallas inversas alineadas en dirección NE 60° SO, con un salto vertical de 300' - 500'.

Instrumentos de recolección de datos.

Para la realización del Estudio de Yacimiento se realizó con la aplicación denominada: Geoframe²¹.

Descripción de los instrumentos y técnicas de recolección de datos.

A continuación se nombran las aplicaciones utilizadas en la realización del Estudio de Yacimiento: WELLCOMPOSITE²², WELLFLO²³, STRATLOG²⁴, CHARISMA²⁵, CPS3²⁶ y PETROVIEW²⁷.

Técnicas de presentación de datos.

Los resultados del estudio de factibilidad serán presentados en hojas de cálculo MS Excel 2.003 cuyo diseño y formulación Macro de la misma fueron propias del autor del trabajo de investigación.

Análisis e interpretación de los resultados.

A fin de satisfacer los objetivos de este estudio se utilizaron básicamente dos técnicas de recolección de datos:

- Técnicas vivas de observación de la realidad: se trata de la realización del estudio geológico operacional del campo de estudio con el fin de obtener los datos con su posterior análisis.

²¹ Es una plataforma que integra paquetes para interpretación geológica, geofísica, petrofísica y de mapas, pertenece a la compañía GEOQUEST. La base de los datos comprende la siguiente información: curvas de registros de pozos, topes formacionales, columna litológica, núcleos, fallas, otras.

²² Es una herramienta usada para diseñar la plantilla de presentación de las curvas de los pozos, de acuerdo a las necesidades del proyecto.

²³ Es una herramienta que permite interpretar en los registros de pozos los topes formacionales y rasgos estructurales mayores como fallas (normales, inversas), discordancias, otras, para su posterior correlación.

²⁴ Mediante este programa se elaboran secciones de pozos tanto estratigráficas como estructurales y mapas de contornos de topes estructurales (mapa base).

²⁵ Permite interpretar los datos sísmicos 2D y 3D utilizando simultáneamente información de topes formacionales, desviaciones de los pozos, tiros de verificación y sismogramas sintéticos; esto con la finalidad de elaborar el modelo estructural en tiempo y posteriormente crear el mapa en profundidad calibrado con la información de velocidad existente.

²⁶ Herramienta utilizada para la elaboración de contornos computarizados, mediante el cual se generan mapas estructurales, isópacos, isocronos, cálculos de volumen de roca, POES, mapas base de topes, otras.

²⁷ Programa utilizado para la interpretación de la evaluación petrofísica. Está sustentado por los parámetros básicos de la roca (tortuosidad, exponente de cementación y saturación), así como características inherentes al yacimiento (densidad de la matriz y fluido, arcillosidad, otras). Esta herramienta tiene la desventaja de no permitir la obtención de la permeabilidad, pero es de gran utilidad para la realización de una evaluación rápida y sencilla de los parámetros petrofísicos de la formación.

- Técnicas de investigación documental: se refiere a la revisión y análisis de fuentes documentales archivos y documentos disponibles PDVSA y sus Empresas Mixtas que contribuyeron a describir la metodología de los lineamientos de la evaluación económica de proyecto de inversión de capital. Esta técnica también se aplicó para desarrollar el requisito del marco teórico de esta investigación.

Los mismos serán analizados tomando en consideración los Lineamiento de Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital y el Manual de Estudios Integrados de Yacimientos de PDVSA y sus Empresas Mixtas.

CAPITULO III – MARCO TEORICO.

Historia y Desarrollo de Petróleos de Venezuela.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una compañía propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el Estado venezolano en 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que reserva al Estado, la industria y el comercio de hidrocarburos (Ley de Nacionalización). Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, anteriormente Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET).

PDVSA es responsable, en Venezuela, del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como también, de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades relacionadas con la exploración, la explotación, la manufactura, la refinación, el transporte por medios especiales, y las ventas de hidrocarburos y sus derivados, tanto en Venezuela como fuera del país. La mayoría de sus filiales en el exterior están involucradas en las actividades de refinación y comercialización a nivel mundial.

Bajo la Constitución de 1999, el Estado debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA; sin embargo, la Constitución permite que Venezuela a través de PDVSA y sus filiales suscriba acuerdos de exploración, producción y refinación; y constituya Empresas Mixtas para el desarrollo de la industria petrolera, manteniendo siempre la mayoría accionaria en esas empresas.

Las principales actividades de PDVSA están reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, ley vigente desde el año 2002, la cual fue modificada con el decreto de la Ley de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en la Gaceta Oficial N° 38.443, de fecha 24 de mayo de 2006. En lo que concierne a las operaciones relacionadas con gas, éstas se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de septiembre de 1999 y su Reglamento de junio de 2000.

En consonancia con los Artículos 302 y 311 de la Constitución de la Republica Bolivariana de Venezuela y en el Artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e

integral del país, PDVSA asume una nueva responsabilidad social y participa en diferentes programas establecidos por el Ejecutivo Nacional, con la finalidad de apoyar las obras o servicios destinados al desarrollo de infraestructura y vialidad, actividades agrícolas, de salud y educación, y a cualquier otra inversión productiva en Venezuela.

Petróleos de Venezuela: Empresa estatal.

Descripción del Negocio.

PDVSA desarrolla sus operaciones a través de sus filiales, así como también, con la participación en asociaciones con compañías locales y extranjeras; estas últimas sujetas a leyes y regulaciones diferentes. Las operaciones incluyen:

- Exploración, producción y mejoramiento de crudo y gas natural.
- Exploración y producción de gas natural de recursos Costa Afuera, incluyendo la posibilidad para la exportación de líquidos de gas natural (LGN).
- Refinación, mercadeo, transporte de crudo y productos refinados, y el procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural.

Las reservas de petróleo y gas natural de Venezuela y las operaciones de exploración, producción y mejoramiento están localizadas sólo en Venezuela, mientras que las operaciones de refinación, mercadeo y transporte están localizadas en Venezuela, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.

Actividades.

Las actividades de PDVSA están estructuradas en cinco áreas geográficas: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco y Costa Afuera, con el fin de manejar sus operaciones aguas arriba que incluyen las actividades de: exploración, producción y mejoramiento de crudo extrapesado. La Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de PDVSA, asumió el control de las actividades de todas las Empresas Mixtas y las licencias de gas natural Costa Afuera.

Negocio de PDVSA Exploración y Producción.

En el marco del Plan Siembra Petrolera 2006-2012²⁸ de PDVSA, los grandes compromisos del negocio de Exploración y Producción se centran en la necesidad de:

- Asegurar el crecimiento y maximizar la eficiencia de la producción de hidrocarburos.
- Implementar nuevos esquemas de negociación para la explotación petrolera.
- Maximizar el aporte fiscal a la Nación.
- Impulsar el desarrollo industrial del país.
- Acrecentar la participación constante y protagónica del pueblo.

Las operaciones de exploración y producción se encuentran desplegadas en todo el territorio nacional, tanto en tierra como en territorio lacustre (Lago de Maracaibo) y Costa Afuera, con un sentido nacionalista y en línea con las políticas de soberanía petrolera. La presencia del negocio se distribuye en cuatro divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur y Costa Afuera; las cuales a su vez están conformadas por 9 Distritos Sociales: 4 en Occidente; 3 en Oriente; y 2 en Centro Sur.

Las dimensiones de este negocio lo posicionan como la actividad medular de nuestra Corporación, siendo responsable de los primeros eslabones de la

²⁸ El Plan Siembra Petrolera es la expresión de la política petrolera delineada por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Rafael Chávez Frías. El 18 de agosto de 2005 cuando se presentó al país los planes estratégicos de Petróleos de Venezuela donde se establecieron las directrices de la política petrolera hasta el 2030, las cuales se indican a continuación: Apalancar el desarrollo socioeconómico nacional con la finalidad de construir un nuevo modelo de desarrollo económico más justo, equilibrado y sustentable para combatir la pobreza y la exclusión social, Impulsar el proceso de integración energética de América Latina y el Caribe, Servir de instrumento geopolítico para propiciar la creación de un sistema pluripolar que beneficie a los países en vías de desarrollo y a su vez constituya un contrapeso al sistema unipolar actual y Defender la cohesión y articulación de la política petrolera de la OPEP. En la conceptualización y formulación del Plan Siembra Petrolera se establecieron siete (7) ejes de desarrollo petrolero y Gasífero Nacional, en los cuales están contenidos los principales proyectos del plan y se mencionan a continuación: Certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco, Expansión de Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco; Producción Áreas Tradicionales, Desarrollo de Gas Costa Afuera, Aumentos/Mejoras en Refinación; Comercialización de Crudos y Productos e Infraestructura.

cadena de valor del negocio petrolero en aquellas áreas asignadas por parte del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

La exploración de hidrocarburos de PDVSA se orienta hacia la búsqueda de yacimientos con grandes volúmenes de reservas hidrocarburíferas²⁹, cuyo descubrimiento hará más rentable, desde el punto de vista económico, a otros de menor cantidad en cuanto a reservas. La producción de hidrocarburos de PDVSA se concentra en la explotación racional de las reservas de petróleo y gas natural de los yacimientos, cumpliendo con las leyes, estándares ambientales, normas de seguridad y fortalecimiento de la soberanía tecnológica.

Operaciones de Exploración y Producción.

Las operaciones del negocio de Exploración de PDVSA cubren todo el territorio nacional, tanto en Tierra como en el Lago de Maracaibo y Costa Afuera, teniendo como objetivo primordial la búsqueda y reconocimiento de estructuras geológicas (trampas) en las cuales pudieran haberse acumulado los hidrocarburos, bien sea petróleo o gas³⁰.

El conocimiento de la geología de las Cuencas Sedimentarias de Venezuela indica aquellas áreas donde hay posibilidades de encontrar acumulaciones importantes de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Una vez que se tiene una buena visión hacia donde dirigir los esfuerzos exploratorios, se diseñan y planifican los programas de trabajo para buscar y precisar la ubicación de las áreas prospectivas.

²⁹ En Venezuela se estima que hay cuantiosos volúmenes de recursos de crudo y gas por descubrir, y un 75% del área petrolera cuenta con información escasa o prácticamente virgen respecto al conocimiento geológico que se tiene de ella.

³⁰ Actualmente, en el país existen 62% del total de las áreas con un muy bajo nivel de información proveniente de la actividad exploratoria, lo que implica que aun mucho camino por recorrer en cuanto a las posibilidades de descubrir cuantiosos volúmenes de hidrocarburos, especialmente de gas, condensados y crudos livianos, medianos y pesados en áreas de alta prospectividad y que son prácticamente vírgenes desde el punto de vista de la información y conocimiento geológico que se tiene de ellas. Estas áreas se localizan en cuencas actualmente explotadas, como las de Maracaibo, Barinas, Apure y Oriente, así como en áreas nuevas como Costa Afuera.

Para diciembre de 2006, Exploración contaba con una Base de Recursos de petróleo y gas³¹, conformada por un total de 673 Oportunidades Exploratorias en las cuencas tradicionales distribuidas de la siguiente manera:

- a) 283 en la Cuenca de Maracaibo;
- b) 51 en la Cuenca de Barinas – Apure y
- c) 339 en la Cuenca de Oriental.

Cadenas de Valor – Proceso de Producción.

La producción de hidrocarburos en PDVSA, se concentran en la explotación racional de las reservas de petróleo y gas natural de los yacimientos, cumpliendo con las leyes y normas ambientales y de seguridad, y fortaleciendo la soberanía tecnológica³². La Cadena de valor en el Proceso de Producción esta conformada por:

a) Gerencia de Yacimiento³³.

La Gerencia de Yacimiento utiliza el Modelo Estático, Modelo Dinámico y el Plan de Explotación (Figura 2) con información efectiva de los yacimientos. Las características así como su conformación se describen a continuación:

- **Modelo Estático del Yacimiento:** Posee características y propiedades tanto externas (la forma y el tamaño de la roca yacimiento o recipiente, (profundidad, espesores y distribución de la misma en el subsuelo), como internas (porosidad de la roca (capacidad de contenido de fluidos), permeabilidad de la misma (permisibilidad al flujo de los fluidos) y las direcciones preferenciales de flujo de los fluidos del yacimiento.

El Modelo Estático esta conformado a su vez por los siguientes modelos que se menciona a continuación:

³¹ Esta Base de Recursos representa el portafolio de oportunidades de exploratorias de generación de expectativas de hidrocarburos de PDVSA en un horizonte de 20 años, con el propósito de asegurar la dirección y control de futuro de la empresa. Las Oportunidades Exploratorias representan cada una un compendio de información relacionada con la exploración de un área o grupo de áreas. Las cuales incluyen las actividades e inversiones necesarias para descubrir expectativas de hidrocarburos (petróleo y gas) de manera rentable y racional. Las expectativas de petróleo se encuentran en el orden de los 42.000 millones de barriles (MMBls), y en el caso de gas, 125.000 millardos de pies cúbicos (MMMPC).

³² Las dimensiones del negocio de Producción de PDVSA, lo siguen posicionando como el negocio medular de la corporación.

³³ La gerencia de yacimiento contempla la administración, seguimiento y control efectivo de los yacimientos desde el inicio mismo de su descubrimiento y en todas las etapas de su vida productivas, utilizando para ello la información, datos, hechos, estadísticas y conocimientos disponibles para lograr la máxima recuperación del volumen total de reservas de hidrocarburos.

- ✓ **Modelo Estructural:** El modelo estructural define la orientación y geometría de los elementos que limitan al yacimiento. Empleando la interpretación de la sísmica (2D Y 3D) se puede obtener una imagen del subsuelo en términos de su estructura y así identificar las trampas y cierres geológicos.
- ✓ **Modelo Estratigráfico:** Este modelo permite mejores estimaciones de los volúmenes del yacimiento. A través de este modelo se determina la arquitectura interna del yacimiento, definiendo y correlacionando las diferentes unidades de flujo y elaborando mapas de distribución de arenas.
- ✓ **Modelo Sedimentológico:** Se define geometría, distribución y calidad de los depósitos que forman las unidades de flujo, límites y/o barreras verticales del yacimiento.
- ✓ **Modelo Petrofísico:** Se definen los parámetros petrofísicos básicos de las rocas: permeabilidad, porosidad, porcentaje de arcilla y saturación de agua y se establecen los tipos de rocas presentes en toda la extensión de los yacimientos, a nivel de superficies y subsuelo.
- ✓ **Modelo de Fluidos:** Permite definir las propiedades de los fluidos y la distribución inicial de los mismos en el yacimiento, cuantificando los volúmenes de hidrocarburos en sitio.
- **Modelo Dinámico del Yacimiento:** Describe el movimiento de los fluidos en el yacimiento a partir de los datos dinámicos obtenidos de los pozos (producción, inyección, comportamiento de presiones, etc.); se define el mecanismo de producción, se valida el POES (Petróleo Original en Sitio) y GOES (Gas Original en Sitio); se estima la eficiencia de la extracción, las reservas a producir; y finalmente, se predice el comportamiento futuro del yacimiento.

El Modelo Dinámico esta conformado a su vez por los siguientes modelos que se menciona a continuación:

- ✓ **Modelo Roca-Fluido:** Selección de las metodologías para la construcción de los modelos de presión capilar y permeabilidad relativa. Incluye el modelado de la histéresis observada en las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, para ser incluido en el modelo de simulación.
- ✓ **Modelo Termodinámico:** Revisa la disponibilidad de los análisis PVT (Presión, Volumen específico, Temperatura) e incorpora toda la información de cada informe al software del que se disponga y se establece el número de muestras PVT con la que dispondría el estudio, generando ecuaciones de estado basadas en la data disponible.
- ✓ **Historia de Producción e Inyección:** Incluye la revisión de los eventos ocurridos en cada pozo y su comparación con el comportamiento del yacimiento. Este estudio permite la caracterización del yacimiento, verificación de límites de yacimientos, estudio de compartimentalización y producción validada.
- ✓ **Modelo de Presiones:** Se revisa la información recopilada de prueba de presión realizadas en los pozos productores e inyectores, creando una base de datos. El estudio de presiones permite establecer el carácter sellante de las barreras principales y elaborar el perfil de presiones del yacimiento.
- ✓ **Estudio de Simulación:** Incorpora todos los modelos numéricos de cálculo, utilizando ecuaciones para estimar POES, GOES y reservas. En el modelo de simulación se integran los modelos estáticos y dinámicos. Se definen los planes de explotación y se selecciona el plan óptimo.
- ✓ **Predicciones:** Mediante el modelo de simulación se obtienen los pronósticos de producción e inyección para los pozos propuestos en el plan de explotación, permitiendo establecer el potencial

inicial de los mismos y predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

- **Plan de Explotación o Modelo de Negocio.**

A partir de la integración de los modelos estáticos y dinámicos del yacimiento, luego de una evaluación económica, se genera un plan óptimo de explotación real y sustentable, basado en el mejor conocimiento que se tenga del mismo.

En este plan se formulan y programan las actividades anuales de generación y mantenimiento potencial, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los compromisos volumétricos de producción establecidos.

Los planes de explotación pueden contemplar las siguientes acciones ejecutar:

- Selección de espaciamiento óptimo y número de pozos a perforar.
- Tipos de mecanismo de recuperación: Desarrollo primario, secundario y/o terciario.
- Necesidad de nuevas tecnologías.
- Definición de los patrones de inyección.

Dentro del Plan de Explotación o modelo de negocio están los conforma los siguientes procesos industriales:

- ✓ **Extracción de fluidos.**

Conjunto de actividades que se llevan a cabo para extraer de manera eficiente, rentable y segura los fluidos (crudo, gas y agua) que se encuentran acumulados en los yacimientos en el subsuelo. Dentro de estas actividades se pueden mencionar la perforación y construcción de pozos verticales, horizontales o direccionales para conectar el yacimiento con la superficie; así como la utilización de métodos de producción, los cuales deben ser seleccionados de acuerdo a las características de los yacimientos, fluidos a producir, configuración del hoyo, infraestructura y recursos energéticos disponibles.

- ✓ **Manejo y Disposición.**

Conjunto de actividades que se llevan a cabo para separar los fluidos extraídos de los yacimientos (petróleo, gas y agua) a nivel de las estaciones recolectoras. De esta manera, el petróleo se estabiliza y deshidrata por medio de inyecciones de química, calentamiento y reposo, hasta cumplir con las especificaciones de calidad y requerimientos del cliente. Luego, el gas se depura y envía a las plantas compresoras para su posterior reinyección al yacimiento o su envío a las plantas de procesamiento.

Mientras tanto, el agua separada es transferida al sistema de aguas efluentes donde es tratada y posteriormente reinyectada para la recuperación secundaria de hidrocarburos y disposición al medio ambiente.

✓ Almacenamiento y Transporte.

Conjunto de actividades que se llevan a cabo para recibir, medir y almacenar el crudo proveniente de los campos productores en los centros de almacenamiento o patios de tanques, para luego ser fiscalizado en presencia de representantes del Ministerio de Energía y Petróleo (MEMPET), y posteriormente ser bombeado a través de los oleoductos hacia los terminales de embarque para su exportación o entrega a las refinerías.

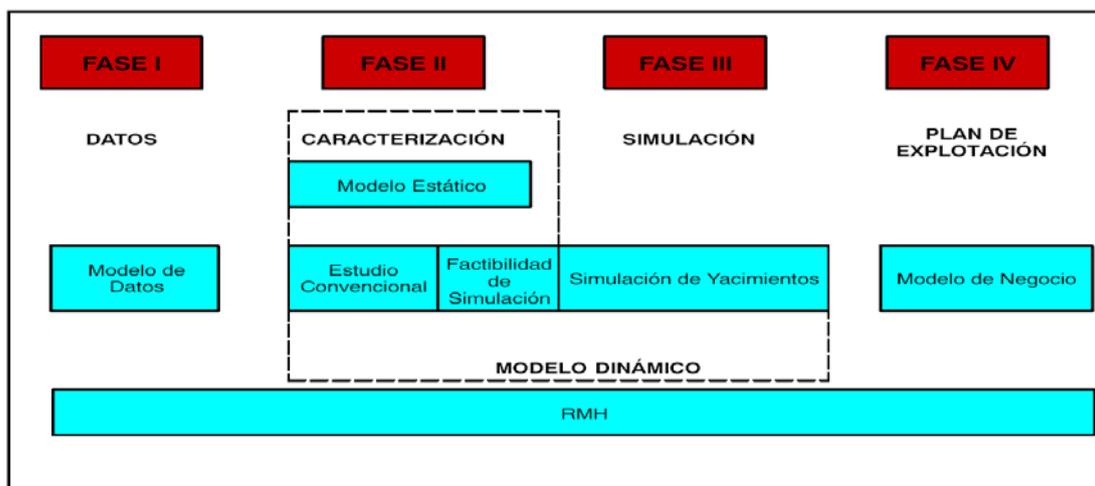


Figura 2: Fases de Estudios Integrados.

Fuente: Tomado del Manual Estudios Integrados de Yacimientos, Volumen 1, Capítulo 1: Documentos Generales. (PDVSA N°: EIY-01-01-01: Aspectos generales para la elaboración de Estudios Integrados de Yacimientos)

Definiciones fundamentales en el estudio de reactivación de pozo petrolero.

- **Reparación:** Se entiende por reparación de pozos, a todo trabajo que se realiza con la finalidad de restaurar las condiciones de producción o inyección en un pozo, que no involucra acciones en la zona productora. Ej. Reemplazo o instalación de equipos de superficie o subsuelo, limpieza y otros.
- **Completación:** Es el conjunto de operaciones que se realiza en un pozo luego de finalizar la corrida y cementación del revestimiento de producción. Estas operaciones incluyen la corrida de la sarta de producción con sus accesorios (mandriles, obturadores, niples de asiento, otros.), cañoneo de los intervalos a producir e instalación de equipos de control de arena (obturador -colgador, tubos ranurados) así como cualquier trabajo de estimulación (forzamiento arena-petróleo, fracturas, acidificación, otros.), si la terminación lo requiere.
- **Reacondicionamiento:** Es todo tipo de trabajo que se realiza a un pozo, con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección, involucrando cambios y/o acciones en la zona productora, ejemplo: control de producción de agua, gas o arena. Apertura de arenas adicionales en el mismo yacimiento, recompletación en otro yacimiento, otras.

Razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo de petróleo.

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corrientes. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su mecanismo y mecánica de producción como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, o como inyectores de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios puede requerir varios reacondicionamientos³⁴.

Tareas para reacondicionamiento de pozos.

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requeridas para evitar accidentes.

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones.

Entre la variedad de tareas que puede tener un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

- Estudio minucioso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos:
 - ✓ Geológicos.
 - ✓ Perforación original.
 - ✓ Terminación original.
 - ✓ Trabajos posteriores de limpieza, estimulación o reacondicionamiento.

³⁴ Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como productor por flujo natural pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. O, a lo mejor, requiere que el estrato productor original sea abandonado y el pozo re-terminado en un estrato superior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una re-terminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos.

- ✓ Estado físico actual y disposición de las sartas y otros aditamentos en el pozo.
- Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:
 - ✓ Nuevos objetivos y razones técnicas y económicas que apoyan el programa.
 - ✓ Detalles de las operaciones:
 - Tipo de equipo requerido.
 - Tiempo de las operaciones.
 - Inversiones y/o costos.
 - Estado físico y condiciones mecánicas de las instalaciones dentro del pozo.
 - Tipo y características de los fluidos requeridos para la limpieza / reacondicionamiento o perforación.
 - Control del pozo.
 - Extracción de sartas y otros aditamentos del hoyo.
 - Circulación del fluido y limpieza.
 - Recañoneos (intervalos).
 - Inyección de fluidos.
 - Forzamiento de arena.
 - Cementación forzada.
 - Taponamientos.
 - Corte y extracción de revestidor.
 - Abandono de la parte inferior del hoyo original.
 - Desportillar el revestidor.
 - Perforación direccional, de largo alcance, horizontal o inclinada.
 - Registros.
 - Núcleos.
 - Revestidores y cementación.

- Pruebas.
 - Conclusión de las operaciones.
- Solicitudes previas de permisos ante los organismos gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.

Tipos de terminación.

Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores.

Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio del bombeo mecánico o hidráulico, bombeo por cavidad progresiva o por levantamiento artificial a gas.

Además de las varias opciones para terminar el pozo vertical, ahora existen las modalidades de terminación para pozos desviados normalmente, los desviados de largo alcance, los inclinados y los que penetran el yacimiento en sentido horizontal.

Terminación vertical sencilla.

La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla.

La terminación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal hélico para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

Como el fluido de perforación es generalmente utilizado para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por dosificarlo con aditivos específicos o cambiarlo totalmente por un fluido especial. Pues, durante el cañoneo y las tareas subsecuentes, el pozo debe estar controlado por el fluido. Por tanto, esta etapa de terminación puede tornarse crítica.

Luego de cañoneado el intervalo o los intervalos seleccionados, se procede a extraer el cañón del pozo para comenzar después a meter la tubería de producción, llamada también de educción. Para el caso básico de terminación sencilla, como se muestra en la Figura 3, la tubería de producción lleva en su parte inferior una empacadura adecuada que se hinca contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo y del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo y el agua. De aquí en adelante, en la estación de flujo y almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo a sus características.

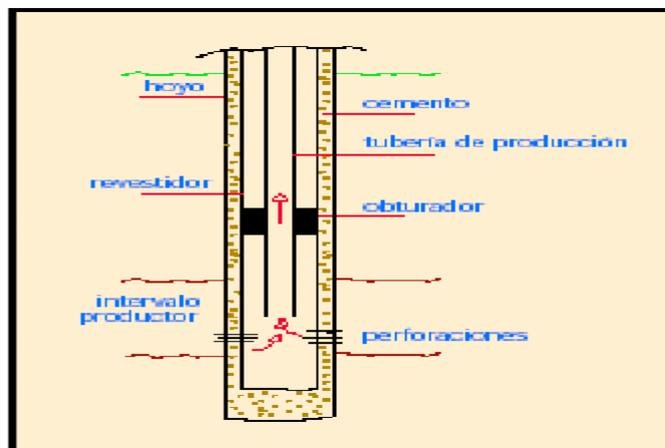


Figura 3: Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical.
Fuente: Tomado del libro El Pozo Ilustrado, Ediciones FONCIED (1998).

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Otra versión de terminación sencilla, permite que selectivamente pueda ponerse en producción determinado intervalo (Figura 4). Para esto se requiere adaptar a la sarta de producción las empacaduras de obturación requeridas y las válvulas especiales en frente de cada intervalo para permitir que el petróleo fluya del intervalo deseado y los otros dos estratos se mantengan sin producir.

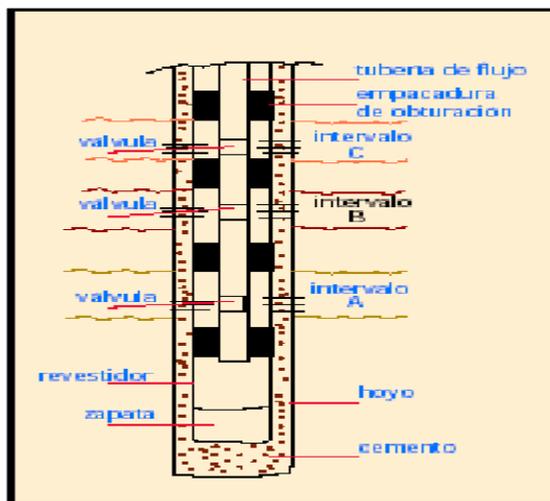


Figura 4: Terminación sencilla de opción múltiple selectiva.

Fuente: Tomado del libro El Pozo Ilustrado, Ediciones FONCIED (1998).

Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la terminación sencilla puede hacerse a hoyo desnudo (Figura 5), o sea que el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor.

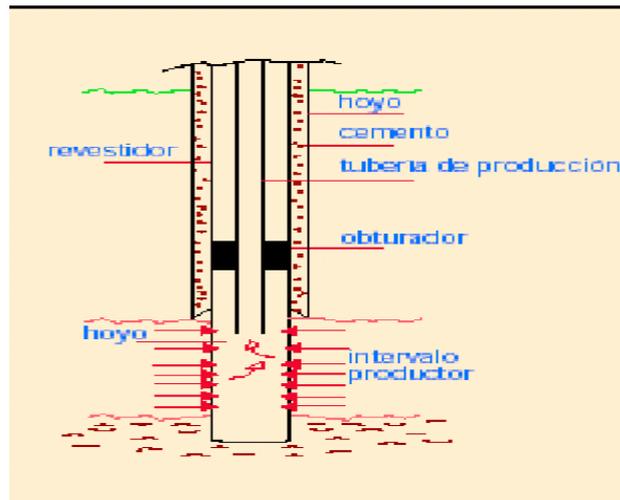


Figura 5: Terminación sencilla en hoyo desnudo.

Fuente: Tomado del libro El Pozo Ilustrado, Ediciones FONCIED (1998).

Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto, tubería calada (Figura 6), que cuelga del revestidor de producción.

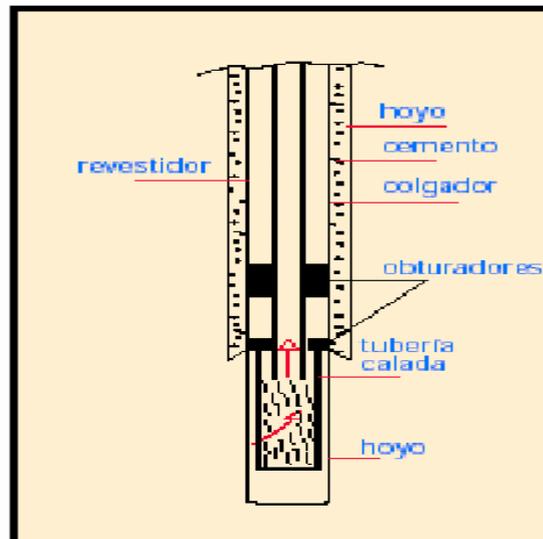


Figura 6: Terminación sencilla en hoyo desnudo.

Fuente: Tomado del libro El Pozo Ilustrado, Ediciones FONCIED (1998).

Otra opción de terminación para contener arenas muy deleznable, que se emplea mucho en pozos que producen a bombeo mecánico, es la de empacar el intervalo productor con grava de diámetro escogido (Figura 7), de manera que los granos sueltos de arena, impulsados por el flujo, al escurrirse por la

grava se traben, formando así un apilamiento firme y estable que evita que la arena fluya hacia el pozo.

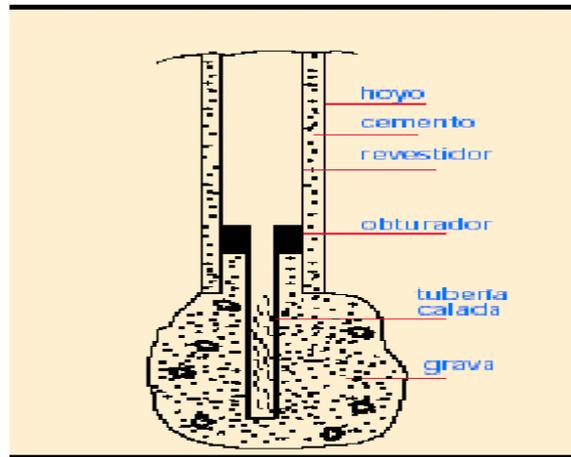


Figura 7: Terminación sencilla y empaque de grava.

Fuente: Tomado del libro El Pozo Ilustrado, Ediciones FONCIED (1998).

El empaque puede lograrse colgando una tubería calada especial, previamente empacada o con una tubería calada por medio de la cual, antes de colgarla, se rellena el espacio anular con la grava escogida.

Técnicas utilizadas para el control de arena.

La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas del campo, prácticas operativas y factores económicos; los métodos más utilizados para el control de arena son:

Completaciones selectivas.

La técnica consiste en cañonear aquella sección de la formación productora que posea mayor resistencia a la compresión, para así obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más elevadas sin que comience la producción de arena³⁵. Estas secciones poseen un mayor grado de cementación, pero una menor permeabilidad, por lo tanto, para que esta técnica sea realmente efectiva, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, con el fin de permitir el drenaje del yacimiento, el proceso se ilustra en la Figura 8.

³⁵ Este método puede limitar la cantidad de zonas que puede ser perforada, limitando la producción total del pozo.

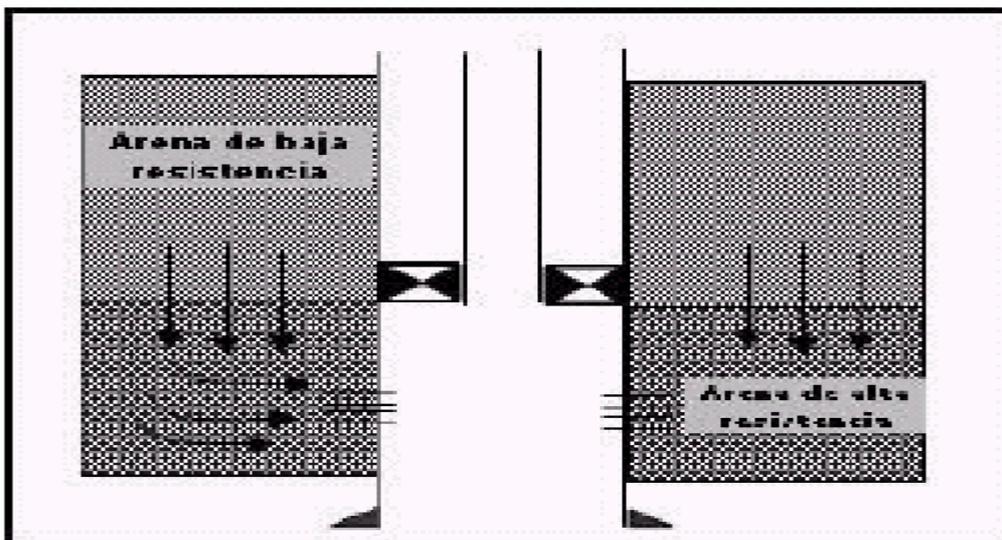


Figura 8: Prácticas de completación selectivas.

Fuente: Tomado de la publicación denominada Completación y reacondicionamiento de Pozos, Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) (1997).

Forros ranurados.

Los "liner" ranurados o rejillas sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir³⁶. Este mecanismo debe emplearse³⁷, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose.

Los "liner" y rejillas actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del "liner".

³⁶ El problema más común y frecuente con la rejilla sola o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o "liner"; es por esto que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, debe procurarse que el diámetro del "liner" o rejilla sea lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir.

³⁷ Para que un "liner" ranurado o rejilla sea eficaz, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla, es decir, arenas limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es decir, con un coeficiente de uniformidad de la arena bajo, menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el "liner" o en la rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el "liner" ranurado o la rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo. La selección entre "liner" ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos. El "liner" ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan ser más costosas.

Los "liner" ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, éstas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo.

Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el "liner" o rejilla al mismo tiempo.

Rejillas pre-empacadas.

Las rejillas pre – empacadas son un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre – empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas).

La utilización de las rejillas pre – empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

- ✓ Taponamiento, si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la formación durante el proceso de formación del puente de arena.
- ✓ Daños de la grava pre - empacada, si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan

fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas preempacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de "liner" ranurados o rejillas solas, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas preempacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla preempacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación.

Existen diferentes diseños de rejillas preempacadas, los más comunes incluyen rejillas preempacadas de rejilla doble³⁸, rejillas preempacadas de rejilla sencilla³⁹ y "Slim pak"⁴⁰.

Rejillas con empaque con grava.

Los empaques con grava constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arenas poco consolidadas; son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre arena de formación y el "liner" o rejilla, es decir, la arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la

³⁸ **La rejilla doble** consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

³⁹ **La rejilla preempacada sencilla** posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

⁴⁰ **La rejilla "Slim-Pak"** es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina, esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o "liner".

La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo.

La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular entre el "liner" y el revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o "liner" filtra la arena del empaque con grava. Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla y el "liner" frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La escogencia de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, otras.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava.

Si el empaque con grava se utiliza en hoyo abierto⁴¹, es necesario perforar por debajo de la zapata, repasar la sección del hoyo abierto y entonces colocar una rejilla o "liner" a lo largo del intervalo del hoyo abierto, para posteriormente circular la grava al anular entre la rejilla o "liner" y el hoyo abierto, de tal forma

⁴¹ Entre las desventajas del empaque con grava en hoyos abiertos tenemos que en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan la formación durante la perforación y completación pueden causar daño, por otra parte, la estabilidad del hoyo normalmente es un problema, es difícil aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas, las rejillas o "liner" pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

que la rejilla o "liner" funciona como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

Criterios de selección de tubería ranurada.

Las tuberías ranuradas son usadas para evitar la producción de arena del empaque con grava. Como su nombre lo dice son tuberías con ranuras, donde el ancho de éstas debe controlarse rigurosamente para que la grava de empaque quede retenida en las aberturas de la tubería.

El ancho de las aberturas también es llamado calibre, el calibre no es más que las pulgadas del ancho de la abertura multiplicado por mil (1.000). El calibre del "liner" o rejilla se diseña de tal forma que sea igual a $2/3$ el tamaño de grava más pequeño seleccionado para el empaque, redondeado al calibre comercial más cercano inferior.

Las tuberías ranuradas son normalmente tubulares API o estándar, en las cuales son cortadas ranuras verticales u horizontales con un calibre específico. Las ranuras horizontales actualmente casi no son utilizadas, ya que hay poca resistencia a la tensión en los tubulares.

Las ranuras verticales son cortadas en forma sesgada, permitiendo el paso de cualquier grano que no esté puenteado en las ranuras⁴², previniendo así la acumulación de la arena en las ranuras evitando su taponamiento. Generalmente se selecciona el diseño en zig-zag⁴³ de ranura sencilla debido a que se preserva una porción grande de la resistencia original de la tubería.

Grado de complejidad del trabajo.

No todos los trabajos de reparación son iguales, existen trabajos que por su grado de complejidad ameritan una especial atención y un análisis de ingeniería mas profundo, así tenemos por ejemplo:

⁴² El calibre de la ranura debe ser tal que no deje pasar la grava, pues si esto sucede, el empaque se puede asentar y se mezclaría con la arena de formación o se crea un espacio vacío produciéndose arena de formación. Por esta razón el ancho de las ranuras debe ser un poco menor que el grano más pequeño de la grava a usarse o por lo menos $2/3$ menor que el grano más pequeño de la grava. La ranura puede ser recta o en forma de trapecio, la ranura en forma de trapecio es más estrecha en la cara exterior del tubo, en comparación con la parte interior y tiende menos a taponarse, porque las partículas pasan a través de la ranura en el diámetro exterior y no se quedan alojadas dentro de la ranura.

⁴³ El diseño en zig-zag también da una distribución más uniforme de las ranuras sobre el área superficial de la tubería. Las filas de las ranuras en el diseño en zig-zag de ranura sencilla generalmente tienen un espaciamiento longitudinal de 6 pulgadas.

- ✓ Pozos completados en diferentes yacimientos en los que haya que realizar forzamiento de cemento.
- ✓ Pozos cerca del canal de navegación, deben ser completados con línea a hidráulica.
- ✓ Pozos con el revestidor de producción roto.
- ✓ Pozos con alta producción de arena, deben ser completados con empaques con grava.
- ✓ Pozos con alta producción de carbonato de calcio (formación de escamas) deben ser completados con unidades magnéticas (en proyecto).

Análisis de pozos problemas.

Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, presenta límites predeterminados. Los problemas que presentan los pozos son:

Tasa de producción limitada.

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel del yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo yacimiento. Estos factores son:

- ✓ Baja permeabilidad de la formación: Esta puede ser una característica regional o local (pozo o área) de un yacimiento. Cuando se ha determinado que una de las causas de baja productividad es la baja permeabilidad, debe ser considerado siempre junto a otras posibles causas de baja productividad. La característica básica de un yacimiento de baja permeabilidad es que existe una rápida declinación de la producción. De no existir suficiente información petrofísica para definir la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar entre baja permeabilidad o daño de la formación, como causa de aquella.
- ✓ Baja presión del yacimiento: El nivel de presión de un yacimiento está estrechamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Por ello, se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el

comportamiento de ésta, lo cual ayudaría a definir los mecanismos dominantes de la producción. Cuando se ha definido la causa de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituir ésta, por medio de recuperación adicional, por estimulación o utilizando métodos artificiales de producción, tales como: levantamiento por gas, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombas electrosumergibles, otros.

- ✓ *Daño de la formación:* El daño de la formación se puede describir como una disminución de la productividad o inyektividad de un pozo, por efecto de las restricciones en la vecindad del pozo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo.
- ✓ *Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción:* Cuando existe una baja en la productividad de un pozo, la primera opción es revisar el sistema de levantamiento artificial y, como segunda opción, verificar el posible taponamiento de la tubería, perforaciones o vecindad del pozo. El taponamiento puede ser causado por factores como: inadecuado empaque con grava, fracturamiento con arena, lodo, roca de la formación, tubería de producción o revestidor colapsado, otras.
- ✓ *Alta viscosidad del petróleo:* La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye la tasa. Es normal observar alta viscosidad del petróleo cuando se está produciendo un yacimiento bajo el mecanismo de empuje por gas en solución, ya que a medida que se libera gas, la viscosidad tiende a incrementarse. La solución para este tipo de problemas puede ser el levantamiento artificial. Si el problema de producción del pozo es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de una emulsión de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución en este caso sería un tratamiento con surfactantes para romper o invertir la emulsión.

- ✓ Excesiva contrapresión sobre la formación: La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción de petróleo o gas y, más aún, la inactividad del pozo. Este problema puede ser causado por: taponamiento de las perforaciones, reductores en fondo y en superficie, separadores gas-petróleo, taponamiento de líneas de flujo, tubería de producción o revestidor de baja medida, excesiva contrapresión en la línea de flujo, en el sistema de flujo o en el separador gas-petróleo.
- ✓ Inadecuado sistema de levantamiento: Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de la producción. Según el método que se esté aplicando, se debe hacer el análisis del problema que está ocasionando la declinación de la producción.

Alta producción de agua.

La alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, puede ser causada por las siguientes razones:

- ✓ Empuje natural de agua o influjo de agua debido al adedamiento o conificación de agua.
- ✓ Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de completación o de la cementación primaria.
- ✓ Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

Contacto agua-petróleo.

Para yacimientos donde existe empuje de agua, se podrían definir tres niveles o contactos agua-petróleo que se describen a continuación:

- ✓ Original agua –petróleo: Se define como la profundidad bajo la cual no existe petróleo.
- ✓ Agua-petróleo productor: Se refiere a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible. En este nivel la saturación avanza con la producción del yacimiento.

- ✓ Agua petróleo de completación: Se define como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera agua de producción aparece (alta saturación de agua). Este nivel igualmente avanza con la producción del yacimiento.

Adedamiento de agua.

Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, presentándose algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos.

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la operación de producción; pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

Conificación de agua.

Otro problema que se presenta en yacimientos con acuíferos asociados, es la conificación de agua, la cual se define como el movimiento preferencialmente vertical de agua que ha entrado a la zona productora.

La conificación de agua no traspasa barreras de permeabilidad verticales, a menos que éstas sean rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas.

Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, por lo cual se debe mantener un buen control de las diferencias de presión generadas con un pozo debido a las altas tasas de producción, ya que, cuando esto sucede, mejora la permeabilidad relativa al agua.

La eliminación de un cono de agua requiere reducir la tasa de producción o el cierre temporal para aliviar por un tiempo la entrada de agua⁴⁴.

Alta producción de gas.

⁴⁴ Una recompletación puede aliviar el problema si la conificación es por mala cementación o a través de fracturas verticales.

El comportamiento de la relación gas-petróleo típica, para cada mecanismo de producción, debe tomarse en cuenta en el análisis de pozos problemas.

Las principales fuentes de gas en pozos de petróleo son:

- ✓ Gas disuelto en el petróleo: En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la declinación de presión del yacimiento. Cuando el gas en solución se libera, fluye y tiende a ser el fluido principal movable en el yacimiento.
- ✓ Capas de gas primarias o secundarias: Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión del yacimiento declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse en los pozos.
- ✓ Flujo de gas de zonas infra o suprayacentes: En yacimientos estratificados, también pueden ocurrir barridos preferenciales del gas o adedamiento con altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas. En yacimientos lenticulares el flujo de gas de zonas por encima o por debajo de la zona de petróleo, puede ocurrir por: filtración del revestidor, falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, acidificación de la zona de gas.

Problemas mecánicos.

Un gran número de fallas mecánicas pueden causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operación de un pozo. Algunas de las fallas más comunes son:

- ✓ Cementación primaria: Las fallas de cementación entre revestidor-cementoformación, son frecuentemente causadas por la aplicación de presiones de fractura durante trabajos de acidificación / estimulación.

- ✓ Filtración del revestidor: Para la localización de filtración del revestidor, los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje normal del agua de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.
- ✓ Equipo de levantamiento artificial: Se deben a malos asentamientos o averías de las válvulas.
- ✓ Comunicación por completaciones múltiples: Debido a completaciones de múltiples zonas, pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

Tipos de reparación-generación de potencial.

Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones:

- ✓ Menores: Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparaciones, se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zona, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambio del método de producción, cambio del reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, otros.), limpieza, optimizar el LAG.
- ✓ Mayores: Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas.

Análisis de curvas de declinación de producción.

Para iniciar la discusión de declinación de producción es conveniente conocer la descripción más sencilla de flujo radial a nivel de pozo, como se describe en la Ecuación de Darcy (Ecuación 1) la cual se enuncia a continuación:

$$Q_o = \frac{2 \pi * K_o * h * (P_e - P_{wf})}{B_o * \mu_o * \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Ecuación 1

Ecuación 1: Flujo de Darcy.

Fuente: Tomado del Manual Estudios Integrados de Yacimientos, Volumen 2, Capítulos 2 y 3: Modelo Estático y Modelo Dinámico.

Donde:

- Q_o: Tasa de Petróleo.
- K_o: Permeabilidad del petróleo.
- h: Espesor del yacimiento.
- P_e: Presión Estática del yacimiento.
- P_{wf} Presión de Fondo Fluyente.
- β_o: Factor Volumétrico del Petróleo.
- μ_o: Viscosidad del Petróleo.
- r_e: Radio Efectivo de Drenaje del Yacimiento.
- r_w: Radio del Pozo.

La mayor tasa de un pozo (si no se modifican las condiciones mecánicas del mismo o del sistema de superficie) coincide o corresponde a la prueba inicial estabilizada, después de limpiarse las perforaciones y el pozo mismo. Ello ocurre como resultado de que en ese momento K_o y P_e tienen su valor máximo, mientras que μ_o tiene su valor mínimo.

A medida que avanza la producción K_o * ΔP / μ_o disminuye, por lo cual a nivel de pozo esto se traduce en una declinación monótona de la tasa.

Se define como “declinación de un pozo” la disminución progresiva y monótona de la tasa de dicho pozo, partiendo de su valor máximo inicial, como resultado de la disminución también monótona del factor K_o * ΔP / μ_o a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje⁴⁵.

⁴⁵ Lógicamente, como la producción de cualquier yacimiento es el resultado de la sumatoria del comportamiento de sus pozos, el mismo concepto de declinación de la tasa no tiene a nivel de yacimiento la misma fuerza o aplicabilidad que a nivel de pozos.

Análisis mecanístico.

Como los elementos ó componentes que afectan la tasa son conocidos (Ecuacion 1) es perfectamente factible analizar el comportamiento histórico de esos elementos (P_e , P_{wf} , K_o y m_o) para luego “pronosticar” la tasa, primero a nivel del área de drenaje de cada pozo de un yacimiento, y luego para la tasa del yacimiento como la sumatoria de los pozos que están completados en el mismo.

El análisis mecanístico resulta de la comprensión de los diferentes mecanismos físicos que están operando durante el proceso de explotación. Este tipo de análisis es muy poderoso ya que, una vez analizada y comprendida la declinación histórica en términos mecanísticos, es posible inclusive ajustar los pronósticos ó extrapolación futura para acomodar cambios posibles en condiciones operacionales. Esto último es mucho más difícil de hacer si el análisis de declinación es estadístico en lugar de mecanístico.

Análisis estadísticos.

Otra manera de efectuar análisis de declinación de producción (tasa versus tiempo o versus producción acumulada) es utilizar un procedimiento estadístico.

Así, para un período de historia conocida se ajusta un polinomio tipo a la data disponible y simplemente se extrapola el mismo a futuro, sin requerir análisis mecanístico de los factores que causaron el referido comportamiento histórico. A continuación se presentan los polinomios tipo de declinación (Ecuaciones 2, 3 y 4):

Curva de Declinación Exponencial
$$Q_o = Q_{oi} \left[\frac{1}{e^{DT}} \right]$$

Ecuacion 2.

Ecuación 2: Ecuacion de Curva de Declinación Exponencial.

Fuente: Tomado del Manual Estudios Integrados de Yacimientos, Volumen 2, Capítulos 2 y 3: Modelo Estático y Modelo Dinámico

Curva de Declinación Hiperbólica
$$Q_o = \frac{Q_{oi}}{(1+n \cdot D_i \cdot t)^n}$$

Ecuacion 3.

Ecuación 3: Ecuacion de Curva de Declinación Hiperbólica.

Fuente: Tomado del Manual Estudios Integrados de Yacimientos, Volumen 2, Capítulos 2 y 3: Modelo Estático y Modelo Dinámico

Curva de Declinación Harmónica

$$Q_o = \frac{Q_{oi}}{(1+n \cdot D_i \cdot t)}$$

Ecuacion 4.

Ecuación 4: Ecuacion de Curva de Declinación Hiperbólica.

Fuente: Tomado del Manual Estudios Integrados de Yacimientos, Volumen 2, Capítulos 2 y 3: Modelo Estático y Modelo Dinámico

Estas tres posibilidades de “tipos” de declinación, sumadas a cualquier otro tipo de curva que se pueda ajustar estadísticamente al comportamiento de producción, adquieren valor como una forma empírica de pronosticar producción con base a la historia.

Como las reservas “remanentes” representan el área integrada bajo la curva de Q_o versus t a futuro, el análisis de declinación es un procedimiento estadístico válido para hacer una primera aproximación de las reservas remanentes de cualquier acumulación.

Pronósticos de producción por declinación de producción.

Aunque los procedimientos son distintos para el análisis mecánico y el estadístico de la declinación histórica, el resultado es el mismo: Q_o versus t o N_p para un período de historia y su extrapolación hacia un período futuro.

Cada análisis de declinación a nivel de pozo y/o de yacimiento debe ir acompañado de un resumen escrito de las premisas o suposiciones implícitas en el análisis. Esto simplificará significativamente el uso futuro de los resultados.

A nivel de pozo.

Para cada pozo de un yacimiento se deberá tener la serie de datos históricos de tasa versus tiempo y versus producción acumulada. Se debe tener un resumen de las operaciones que se han realizado en el pozo a fin de “depurar la historia”.

Esto equivale a decir (identificar) los períodos de historia en los cuales las tasas y su declinación responden estrictamente a condiciones de yacimiento y no a condiciones operacionales.

Una vez disponible esa historia depurada, se deberá tabular y graficar la data básica de Q_o versus t tomando en cuenta solamente los tiempos “efectivamente activos” de producción.

En todo caso, el ajuste gráfico de cualquier polinomio tipo a esta data constituirá un análisis estadístico de la misma⁴⁶.

En todo caso, es indudable el valor o utilidad de este procedimiento para obtener primero un pronóstico de tasa de petróleo versus tiempo para cada pozo y luego para estimar un volumen de reservas remanentes asignable a ese pozo en su área de drenaje.

No es prudente generar esas cifras de reservas remanentes sin cumplir dos etapas adicionales: la primera es repetir el procedimiento para todos y cada uno de los pozos del yacimiento y luego una segunda etapa en la cual se analicen de manera crítica los resultados de la sumatoria de las reservas de todos los pozos para considerarlas dentro de los rangos físicamente conocidos para cada yacimiento con sus empujes respectivos.

A nivel de yacimiento.

Generalmente se hace primero un análisis de declinación por pozo y luego se intenta un análisis a nivel de yacimiento. Este último generalmente se acomete bajo dos escenarios:

- ✓ El primero corresponde a aquellos yacimientos en los cuales el número de pozos activos se mantiene relativamente constante durante el período histórico. En esos casos no hay mayor dificultad en hacer un análisis estadístico o mecanístico de la data histórica (tabular y graficar) de Q_o Vs. t para el yacimiento.
- ✓ El segundo escenario es mucho más común y corresponde a historias en las cuales hay gran variación en el número de pozos o en su nivel de actividad (número de pozos—meses activos). En este caso lo más aconsejable es utilizar la tasa total del yacimiento en su historia (Q_o total) y normalizarlas por el número de pozos—mes activos en cada

⁴⁶ Otra posibilidad es considerar la Ecuación 1, y hacer un análisis mecanístico de la declinación histórica del grupo k o $\Delta P / \mu_o$.

momento. Esto permite tabular y/o graficar un parámetro identificado como “tasa promedio por pozo—mes activo” el cual representa un “pozo promedio en el yacimiento.

Relación pozo / yacimiento.

Del análisis que precede ha quedado claro que los pozos drenan un mismo yacimiento, y que por lo tanto la declinación de tasa de los pozos no es independiente del comportamiento del yacimiento como un todo.

Sin embargo, mediante el artificio de radios de drenaje o áreas de drenaje, se ha intentado "procedimentalmente" separar el análisis de pozos individuales como un paso previo al análisis de declinación del yacimiento completo. Aunque esta separación de los procedimientos es sana para entender mejor ambos comportamientos (pozos y el yacimiento completo) no obvia de ninguna manera el paso final: los dos análisis (pozo/yacimiento) se deben integrar al final, para así asegurar coherencia y consistencia física. Cierta grado de análisis mecanístico es inevitable, aunque se hayan utilizado en general enfoques de tipo estadístico.

El análisis de la declinación en cualquier período de historia es una herramienta válida y poderosa para estimar comportamiento futuro. Aunque el análisis mecanístico es más profundo ya que permite identificar los factores y/o mecanismos que más han incidido sobre la declinación histórica, el análisis estadístico de la declinación también es válido como herramienta de pronóstico.

Los pronósticos de tasa versus tiempo para pozos y para el yacimiento completo conducen a un primer estimado de reservas remanentes y finales.

Ciertamente hay análisis de comportamiento (estudios convencionales, de modelaje y otros) que se pueden y deben acometer para “afinar los estimados de reservas”. Sin embargo, debido a su sencillez, los primeros estimados de reservas mediante una evaluación cuidadosa de la declinación histórica tienen y tendrán un valor enorme. Esos “primeros” estimados luego se pueden

verificar y refinar con los estudios más detallados que consumen esfuerzo y tiempo.

Lineamientos para la evaluación económica de proyectos de inversión de capital.

Clasificación de los programas/proyectos.

Los tipos de proyectos/programas de inversión de capital en Petróleos de Venezuela se clasifican en:

- **Programas:** son inversiones en activos para realizar actividades recurrentes, con un objetivo, alcance, costos y cronogramas de ejecución claramente definidos. Generalmente estas actividades duran un año. Los programas se dividen en: Programas nuevos⁴⁷ y Programas en progreso⁴⁸.
- **Proyectos:** son inversiones en activos no recurrentes, con un objetivo, alcance, costos y cronogramas de ejecución definidos. A diferencia de los programas, éstos no son repetitivos, son operables como unidad y tienen valor productivo únicamente al ser completados. Generalmente los proyectos tienen una duración plurianual. Se dividen en: Proyectos nuevos⁴⁹ y Proyectos en progreso⁵⁰.

Premisas económicas, financieras y volumétricas.

- Toda propuesta de inversión de capital deben presentar beneficios para la Nación y PDVSA, y haber sido seleccionado como indispensable para el logro de las metas establecidas en el Plan Siembra Petrolera. Las propuestas de inversión deben justificarse bajo criterios económicos de eficiencia, rentabilidad y maximización de beneficios, es decir los resultados económicos favorables de un programa o proyecto evitando aquellas cuyas ventajas deriven exclusivamente de beneficios fiscales.
- Como caso base, los proyectos/programas se evaluarán asumiendo que los mismos son ejecutados con recursos propios, es decir, no

⁴⁷ Son aquellos que se inician durante el año del presupuesto.

⁴⁸ Son aquellos que se iniciaron en años anteriores y continúan en el año del presupuesto

⁴⁹ Son aquellos que se inician durante el año del presupuesto.

⁵⁰ Son aquellos que se iniciaron en años anteriores y continúan en el año del presupuesto.

contemplarán ningún concepto de financiamiento. Sin embargo, la filial/negocio/organización podría realizar para consumo propio, una sensibilidad de la evaluación económica considerando financiamiento.

- La evaluación económica de los proyectos en progreso deben efectuarse a costo total, es decir, deberá incluir todas las inversiones que se han realizado antes del año base y todas aquellas inversiones necesarias para la culminación física y arranque del proyecto. Adicionalmente, la evaluación económica deben incluir las reinversiones necesarias a lo largo del horizonte económico del proyecto. Los montos de inversión realizados por el proyecto antes del año base, deben ser considerados así como los ingresos (en caso de aplicar), costos y gastos, también deben formar parte de la evaluación económica (Figura 9).



Figura 9: Elementos de Flujo de Caja Descontado.

Fuente: Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012.

Metodología para las evaluaciones económicas de proyectos de inversión de capital.

- La evaluación económica de los proyectos/programas de inversión de capital se realiza mediante la metodología del flujo de caja descontado⁵¹.

⁵¹ Esta metodología consiste en “descontar” a una tasa de descuento, el flujo neto de efectivo; ingresos y egresos, generados por un proyecto o programa durante un tiempo determinado o establecido, (horizonte económico). El flujo de caja de la evaluación se efectuará en dólares y en términos de moneda constante (incluye el efecto de la inflación) del año base en el cual se está formulando el presupuesto.

- El horizonte económico corresponde al período de tiempo establecido para la evaluación económica de un proyecto. El horizonte económico será igual al período de inversiones del proyecto, adicional al período estimado de servicio del activo principal (vida útil), de acuerdo con el **Manual de Prácticas de Contabilidad sobre política de Depreciación de PDVSA.**

Para el establecimiento del horizonte económico, el sistema de evaluaciones económicas (SEE) lo calcula de la siguiente manera:

- **Proyecto/Programa en Progreso:** Se inicia con el primer desembolso del proyecto. El SEE maneja un máximo de 20 años, a partir del año base; esto incluye un máximo de tres (3) años de inversiones a partir del año base, más un máximo de 17 años de vida útil del activo principal⁵².
- **Proyecto/Programa Nuevo:** 20 años a partir del año base.
- Los flujos de caja en bolívares resultantes en cada evaluación económica, deben ser calculados en dólares equivalentes y moneda constante. A fin de llevar los flujos de caja resultantes de años anteriores a dólares equivalentes, se deben utilizar las paridades cambiarias de cada uno de los años.
- La metodología para la evaluación económica de proyectos es el de flujo de caja descontado y esta metodología se aplicará a los 2 tipos de propuestas a mencionar: Propuestas Generadoras de Ingresos⁵³ y Propuestas de Reemplazo⁵⁴.

⁵² Para aquellos proyectos cuyas inversiones sean mayores a tres (3) años a partir del año base y la vida útil del activo principal supere los diecisiete años (17), el sistema sólo considerará para el cálculo de los indicadores económicos un máximo de 20 años, a partir del año base.

⁵³ 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 objetivo: Mantener o incrementar el nivel de producción, Generar un potencial de producción de crudo y/o gas o de cualquier otro bien o servicio, Almacenar y transportar el crudo, gas, productos y otros bienes, Refinar productos derivados del petróleo, u otros productos y Producir, almacenar, transportar y comercializar productos para el mercado interno y de exportación.

⁵⁴ Son proyectos/programas que no generan ingresos, pero disminuyen los costos. Las propuestas de reemplazo consisten en comparar alternativas relacionadas con: Deterioro físico: desgaste del activo el cual incrementa los costos de operación y mantenimiento del mismo y Obsolescencia funcional/tecnológica: disminución en la calidad, cantidad del producto o en su disponibilidad oportuna.

Elementos necesarios para el cálculo de flujo de caja para la evaluación económica de proyecto.

Los elementos necesarios para el cálculo del flujo de caja de una evaluación económica de proyecto en Petróleos de Venezuela se definen a continuación (Ver Figura 2).

Inversiones.

Son todas aquellas erogaciones necesarias para adquirir o construir un activo, así como, para su modificación, repotenciación o prolongación de su vida útil. Las inversiones tienen como característica principal; que son capitalizables y por lo tanto depreciables, partiendo del supuesto de la maximización de la eficiencia de la inversión y tomando en consideración el costo de oportunidad como política Corporativa⁵⁵.

Las inversiones pueden ser: directas, indirectas⁵⁶ o de contingencia⁵⁷.

Ingresos.

Son determinados en función al valor de las ventas potenciales⁵⁸ que se espera realizar de un producto, (gas, crudo y derivados), bienes y servicios en el mercado interno o en el mercado internacional. Estos ingresos por ventas se

⁵⁵ Es de destacar, que las inversiones sociales podrían formar parte de las inversiones de uno o varios proyectos, en un monto de hasta un 10% de la inversión total del proyecto o un máximo de hasta 10% del monto total del presupuesto de inversiones solicitado por la filial. Según establece la Resolución de reunión N° 2006-07 de fecha 07-04-2006 de la Junta Directiva de PDVSA, se debe destinar una asignación equivalente al 10% del monto correspondiente a los proyectos de inversión, para la implementación de proyectos de desarrollo endógeno y social en todo el país, formando parte este 10%, del monto asignado a la filial en el presupuesto la inversiones.

⁵⁶ Son aquellas que están relacionadas con el proceso de producción. Ejemplo: Los activos del proyecto. Las inversiones indirectas son necesarias para llevar a cabo el proceso de producción del bien o servicio, pero no están asociadas a componentes físicos de los activos fijos. Ejemplo: labor.

⁵⁷ Las inversiones de contingencia están destinadas a cubrir cualquier eventualidad y generalmente, se expresan como un porcentaje de los costos directos más los costos indirectos y dicho porcentaje depende de la clase del estimado de costo del proyecto.

⁵⁸ Para la estimación de los ingresos en los proyectos, los mismos se calculan en función al destino del producto a ser entregado, es decir si su destino final es el mercado de exportación se multiplicarán los volúmenes de producción por su precio en el mercado internacional, si su destino es el mercado interno, los ingresos se estimarán en función de los volúmenes por su precio en el mercado interno.

Los precios de los productos manejados por PDVSA en el mercado internacional, son actualizados anualmente por la Dirección Ejecutiva de Planificación y enviados a la GCFENNI para ser incorporados en la base de datos del SEE.

clasifican a continuación: Ventas de Exportación⁵⁹, Ventas al Mercado Interno⁶⁰ y El valor residual⁶¹.

Egresos.

Todas aquellas erogaciones necesarias para la continuidad de la producción de bienes y servicios, como por ejemplo costos, gastos, depreciación, amortización, regalías, impuestos, contribuciones, intereses, entre otros⁶².

Costos.

Todos aquellos desembolsos o erogaciones que están directamente ligados a la producción de bienes o servicios, conocidos también como costos directos.

Entre los costos directos más importantes que deben tomarse en cuenta en la evaluación económica de un proyecto, se encuentran los siguientes: Mano de obra o costos de labor⁶³ y Materiales Generales⁶⁴.

Gastos.

Todos aquellos desembolsos o erogaciones que no están directamente ligados al proceso productivo, los gastos también se conocen como costos indirectos.

Entre los costos indirectos que deben considerarse en la evaluación económica de un proyecto, se encuentran los siguientes: Labor⁶⁵, Materiales y Equipos⁶⁶, Servicios Contratados⁶⁷ y Apoyo Tecnológico⁶⁸.

Los costos y los gastos pueden ser fijos⁶⁹ o variables⁷⁰.

⁵⁹ Para calcular el ingreso a ser generado por el programa o proyecto, se multiplicará el volumen de gas, crudo o derivados y bienes o servicios por su precio de exportación

⁶⁰ Para calcular el ingreso a ser generado por el programa o proyecto, se multiplicará el volumen de crudo, gas o derivados, y bienes o servicios por su precio de venta en el mercado interno

⁶¹ Es una expresión estrictamente contable y equivale al valor neto en libros de los activos al final del horizonte económico (valor original –depreciación acumulada). El valor residual se incluirá como: “otros ingresos” en el último año del horizonte económico del proyecto

⁶² Para la estimación de los costos y gastos debe considerarse el análisis de costos similares, información de normas y procedimientos de la industria para determinados elementos de costos tales como; labor, servicios interfiliales entre otros y comportamiento histórico de costos similares.

⁶³ Corresponde a los sueldos y salarios de los trabajadores que laboran física e intelectualmente directamente en actividades relacionadas con el mantenimiento y operación del proyecto. Se debe utilizar como base de cálculo el tabulador salarial de la Convención Colectiva Petrolera (CCP) vigente y la Ley Orgánica del Trabajo (LOT).

⁶⁴ Corresponde al costo de materiales a ser utilizados en las actividades de operación y mantenimiento del proyecto. Dentro de este se encuentran: Equipos y herramientas, Productos químicos y aditivos, Combustible y Materiales de proceso.

⁶⁵ Sueldos y salarios del personal que no está ligado directamente a la producción de bienes y servicios.

⁶⁶ Utilizados en unidades de apoyo y áreas administrativas tales como: papelería, útiles de oficina, materiales, fotocopiadores, computadoras entre otros.

⁶⁷ Todas aquellas erogaciones que se realicen con la finalidad de complementar procesos o actividades, que no son realizadas directamente por personal perteneciente a la organización/ filial.

⁶⁸ Todas aquellas erogaciones que se realicen con la finalidad de complementar procesos o actividades de carácter tecnológico, que apoyen a su mejoramiento, generando como consecuencia incremento de la eficiencia y maximización de beneficios en la producción de bienes o servicios.

Depreciación⁷¹.

Corresponde al costo por el uso, desgaste o consumo de los activos fijos tangibles del proyecto, tales como plantas, equipos, instalaciones, entre otros.

A continuación se presenta la fórmula de cálculo del flujo de caja para visualizar el tratamiento de la depreciación: (Ver Ecuaciones 5 y 6)

$$\text{Flujo de Caja} = (- \text{Inv.} + \text{I} - \text{C} - \text{R} - \text{OI} - \text{GA} - \text{ISLR} - \text{ORC}) + \text{D} - \text{C} \quad \text{Ecuacion 5.}$$

Ecuacion 5: Flujo de Caja aplicado en PDVSA.

Fuente: Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012.

$$\text{Cálculo ISLR} = (\text{I} - \text{C} - \text{R} - \text{GA} - \text{D}) * \text{Tasa de impuesto de la filial} \quad \text{Ecuacion 6.}$$

Ecuacion 6: Impuesto sobre La Renta aplicado en PDVSA.

Fuente: Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012

Donde:

- Inversiones (Inv.)
 - +Ingresos (I)
 - Costos(C) (incluye depreciación y amortización).
 - Regalías de explotación (R).
 - Otros impuestos operacionales (OI).
 - Gastos administrativos (GA).
 - Impuesto Sobre la Renta (ISLR).
 - Otros Requerimientos de Capital (ORC).
 - +Depreciación/Amortización (D)
 - Contribuciones (C, en caso de aplicar)
- Flujo de Caja Filial (se determina la TIR del proyecto).
- Flujo de Caja Descontado (se descuentan los flujos de caja utilizando la tasa de descuento y se determina el VPN).

Amortización.

⁶⁹ Costos/Gastos Fijos: son aquellos que permanecen constantes independientemente del volumen de producción.

⁷⁰ Costos/Gastos Variables: son aquellos que fluctúan en función al volumen de producción.

⁷¹ La depreciación se calcula utilizando el método de línea recta y/o unidad de producción, según sea el caso, de acuerdo con las **Políticas Contables y Financieras de Capitalización establecidas en el Manual de Prácticas de Contabilidad sobre políticas de depreciación**. Este elemento de costo, se incluye en el flujo de caja con la finalidad que sea considerado como una deducción en el cálculo del impuesto sobre la Renta (ISLR).

Corresponde al costo por el uso, desgaste o consumo fijos intangibles tales como: licencias, derechos de autor, patentes, derechos de explotación, entre otros⁷².

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. Toma como marco legal: Ley Orgánica de Hidrocarburos⁷³, Ventaja Especial (Regalía Adicional)⁷⁴ y Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG)⁷⁵.

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 pueden tomarse en consideración en la evaluación económica de proyectos de inversión de capital (Tabla 1).

⁷² La amortización se calcula utilizando el método adecuado, dependiendo de la naturaleza de los activos y de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados y con las políticas y lineamientos corporativos.

⁷³ **Ley Orgánica de Hidrocarburos:** de conformidad con el Capítulo VI del Régimen de Regalía e Impuestos Sección I De la Regalía, Artículo 44 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial número 38.443 el 24 de Mayo de 2006, de los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía.

⁷⁴ **Ventaja Especial (Regalía Adicional):** de acuerdo a los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las Empresas Mixtas, se define como ventaja especial una participación como regalía adicional, de tres como treinta y tres por ciento (3.33%) sobre los volúmenes extraídos en el área delimitada, la cual será distribuida de la siguiente manera: directamente para los municipios que conforma el área delimitada, dos como veintidós por ciento (2,22%), que sustituirá a los pagos dejados de percibir por dichos municipios por concepto de impuestos municipales con motivo del cese de los convenios operativos, y para un fondo dedicado a financiar proyectos de desarrollo endógeno dentro de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo en la respectiva región, uno como once por ciento (1,11%).

⁷⁵ **Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG):** de conformidad con el Capítulo VIII del Régimen de Regalía e Impuestos, Artículo 34 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicada en Gaceta Oficial número 36.793 el 23 de Septiembre de 1999, la tasa de regalía vigente por la extracción de hidrocarburos gaseosos es del veinte por ciento (20%) de los volúmenes extraídos.

PASO No.	ACTIVIDAD
1	Impuesto Sobre la Renta (ISLR): las empresas que se dediquen a la explotación de hidrocarburos actividades conexas, o a la compra o adquisición de hidrocarburos y derivados para la exportación estará sujetos a la tasa de ISLR del 50%. En el caso de los contribuyentes que se dediquen a la exploración explotación del gas no asociado, o al procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento comercialización y exportación del gas y sus componentes, o exclusivamente a la refinación de hidrocarburo o al mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, aplica la tarifa 2 (alícuota máxima del 34%). La tarifa antes mencionada se mantiene para las compañías que no se dediquen a las actividades de hidrocarburos conexas.
2	Impuestos Municipales: PDVSA y las empresas 100% propiedad de PDVSA no están sujetas al pago de impuestos municipales. En el caso de proyectos en asociación con terceros, deberá incluirse este impuesto en función de la tasa particular del municipio en el que esté localizado el proyecto.
3	Impuesto Superficial: de conformidad con el Capítulo VI del Régimen de Regalía e Impuestos Sección II de Los Impuestos, Artículo 48 numeral 1 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial número 38.443 el 24 de Mayo de 2006, se establece un impuesto por la parte de la extensión superficial otorgada que no estuviere en explotación, el equivalente a cien unidades tributarias (100 U.T.) por cada km ² o fracción del mismo, por cada año transcurrido. Este impuesto se incrementará anualmente en un dos por ciento (2%) durante los primeros cinco (5) Años y en un cinco por ciento (5%) en los años subsiguientes, a partir de la fecha de entrada en vigencia (Enero 2002) de la disposición en la reforma a la LOH contenida en Gaceta del 13 de noviembre de 2001.
4	Impuesto de Consumo Propio: de conformidad con el Capítulo VI del Régimen de Regalía e Impuestos Sección II de Los Impuestos, Artículo 48 numeral 2 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial número 38.443 el 24 de Mayo de 2006, se establece un impuesto de un diez por ciento (10%) del valor de cada metro cúbico (m ³) de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en operaciones propias, calculados sobre el precio al que se venda al consumidor final.
5	Impuesto de Consumo General: de conformidad con el Capítulo VI del Régimen de Regalía e Impuestos Sección II de Los Impuestos, Artículo 48 numeral 3 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial número 38.443 el 24 de Mayo de 2006, se establece un impuesto por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno entre el treinta y cincuenta por ciento (30% y 50%) del precio pagado por el consumidor final, cuya alícuota entre ambos límites será fijada anualmente en la Ley de Presupuesto .
6	Impuesto de Extracción: de conformidad con el Capítulo VI del Régimen de Regalía e Impuestos Sección II de Los Impuestos, Artículo 48 numeral 4 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial número 38.443 el 24 de Mayo de 2006, un tercio (1/3) del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento. Al calcular el Impuesto de Extracción, el contribuyente tiene el derecho de deducir lo que hubiese pagado por regalía y ventajas especiales, estas últimas señaladas en el punto del acuerdo mediante el cual se aprueban los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas.
7	Impuesto de Registro de Exportación: de conformidad con el Capítulo VI del Régimen de Regalía e Impuestos Sección II de Los Impuestos, Artículo 48 numeral 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial número 38.443 el 24 de Mayo de 2006, uno por mil (0,1%) del valor de todos los hidrocarburos exportados de cualquier puerto desde el territorio nacional, calculado sobre el precio al que se venda al comprador de dichos hidrocarburos.
8	Impuesto Ciencia y Tecnología: De conformidad con la Ley Orgánica de Ciencia y Tecnología publicada en Gaceta Oficial número 38.242, de fecha 03 de Agosto de 2005, Artículo 35, donde se señala, que a partir del 1 ^o de enero del 2006, se establece un aporte en base a los ingresos brutos para la inversión en ciencia, tecnología e innovación. Este aporte está determinado en la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación de la forma siguiente: (i) Las grandes empresas del país deben destinar anualmente una cantidad equivalente a 0,5% de sus ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional, (ii) Las empresas que se dediquen a las actividades establecidas en las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y de Hidrocarburos Gaseosos del país deben destinar anualmente una cantidad equivalente a 2% de los ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional, (iii) A fines de la evaluación económica de los proyectos generadores de ingresos deberá considerarse en los gastos un aporte para ciencia, tecnología e innovación de acuerdo a: 2% para los proyectos de las filiales PDVSA Petróleo, S.A., PDVSA Gas, S.A., Deltaven, S.A., Commerchamp, S.A., y Corporación Venezolana de Petróleo, S.A y (iv) 0,5% para las propuestas de las filiales Bariven, S.A., Palmaven, S.A., y Casa Matriz, S.A.
9	Impuesto Sombra: un monto equivalente a la diferencia si la hubiere entre (i) el cincuenta por ciento (50%) del valor de los hidrocarburos extraídos y (ii) la suma de los pagos efectuados por la empresa mixta por concepto de regalías aplicable sobre los hidrocarburos extraídos (incluyendo las ventajas especiales), impuestos sobre la renta, contribución al desarrollo endógeno, contribución especial sobre precios extraordinarios, impuesto de ciencia y tecnología, contribución antidrogas, entre otros. El monto del impuesto señalado será igual a cero (0) cuando la suma de los pagos mencionados anteriormente excede al cincuenta por ciento (50%) del ingreso bruto.

Tabla 1: Diferentes Impuestos sobre la renta en la actividad petrolera en Venezuela.

Fuente. Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012.

Contribuciones.

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 Endógeno⁷⁶, Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos⁷⁷ y Contribución Antidrogas⁷⁸.

Indicadores Económicos para la Evaluación de una Propuesta de Inversión.

Son ecuaciones matemáticas que proporcionan puntos de referencia desde los cuales es posible evaluar la rentabilidad o seguridad que brinda una inversión permitiendo comparar diferentes alternativas de negocios.

Los indicadores económicos a ser considerados en la evaluación económica de programas y proyectos son los siguientes:

Generados de Ingresos:

- **Valor Presente Neto (VPN).**

Es el valor actual de todos los flujos de cajas 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

⁷⁶ **Contribución al Desarrollo Endógeno:** de acuerdo a los Términos y Condiciones para la creación y funcionamiento de las Empresas Mixtas, se define como el uno por ciento (1%) de las utilidades antes de impuesto durante el año calendario anterior, para la ejecución de políticas de desarrollo endógeno.

⁷⁷ **Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos:** esta ley establece una Contribución Especial pagadera por quienes exporten o transporten al exterior hidrocarburos líquidos, tanto naturales como mejorados, y productos derivados, la cual aplicará cuando, con relación a cualquier mes, el precio promedio del crudo "Cesta Venezuela" exceda 70\$/Bl.

- El monto por barril de esta Contribución Especial será de 50% de la diferencia entre el promedio mensual antes referido y el precio umbral de 70\$/Bl. Sin embargo, cuando el referido promedio exceda de 100\$/Bl., el monto por barril de esta Contribución Especial que será aplicable a cualquier diferencia en exceso del precio umbral de 100\$/Bl, será de 60%.
- El monto mensual de esta Contribución Especial se calculará multiplicando el monto por barril antes referido por los volúmenes mensuales de hidrocarburos líquidos, tanto naturales como mejorados, y productos derivados.

Los montos pagados por concepto de esta Contribución Especial, serán contabilizados como costos a los fines del cálculo del impuesto sobre la renta.

⁷⁸ **Contribución Antidrogas:** de conformidad con la Ley Orgánica Contra el Tráfico Ilícito y el Consumo de Sustancias Estupefacientes y Psicotrópicas publicada en Gaceta Oficial número 38.337, de fecha 16 de Diciembre de 2005, Artículo 96, donde se señala lo siguiente:

"Las personas jurídicas, públicas y privadas que ocupen cincuenta (50) trabajadores o más, destinarán el uno por ciento (1%) de su ganancia neta anual, a programas de prevención integral social contra el tráfico y consumo de drogas ilícitas".

descuento (Ver Ecuacion 7). No se debe descontar el flujo de caja del año del presupuesto (período cero).

La fórmula se expresa de la siguiente manera:

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

Ecuacion 7.

Ecuacion 7: Determinación del Valor Presente Neto en PDVSA.

Fuente: Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012

Donde:

FC_t : Flujo de Caja o Inversión del Año n (periodo 0, periodo 1, periodo n).

n: Año n.

i: Tasa de descuento⁷⁹.

- **Tasa Interna de Retorno.**

Toda propuesta de inversión que genere ingresos debe tener una tasa interna de retorno⁸⁰. La tasa interna de retorno es aquella tasa de interés que hace el valor presente neto igual a cero, es decir que iguala los flujos de ingresos y egresos con la inversión inicial (Ver Ecuacion 8).

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

Ecuacion 8.

Ecuacion 8: Determinación de la Tasa Interna de Retorno en PDVSA.

Fuente: Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012

Donde:

FC_t: Flujo de Caja o Inversión del Año n (periodo 0, periodo 1, periodo n).

(También aplica para años anteriores al año base de presupuesto en el caso de proyecto con inversores mayores a un año, por ejemplo: periodo -2, periodo -1).

n: Año n

Este aporte es calculado por PDVSA y sus filiales en forma consolidada.

⁷⁹ A fin de determinar los indicadores económicos para PDVSA y sus filiales la tasa de descuento a utilizar en las evaluaciones económicas de los proyectos a ser sometidos al presupuesto de inversiones 2012 es del **10%**.

TIR: Tasa Interna de Retorno⁸¹.

- **Eficiencia de la inversión.**

Mide el retorno de la inversión realizada en valor del año base por cada unidad monetaria invertida (Ver Ecuacion 9). Para el cálculo de la eficiencia de la inversión, se debe utilizar la siguiente ecuación.

$$E I = \frac{VPN}{|VP (INVERSIONES)|} + 1$$

Ecuacion 9.

Ecuacion 9: Determinación de la Eficiencia de la Inversión en PDVSA.

Fuente: Tomado del Manual de Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) 2.012

Donde:

VPN = Valor Presente Neto

VP INVERSIONES = Valor Presente de las Inversiones.

⁸⁰ También denotada con las Siglas TIR. La tasa de retorno mínima para los proyectos de inversión de capital de la Corporación es del **15%**.

⁸¹ Los proyectos en progreso generadores de ingresos cuya evaluación a costo total, reflejen una TIR menor de 15% o un VPN negativo, deberán ser sometido a las instancias correspondientes para su revisión y fines consiguientes.

CAPITULO IV – ANALISIS DE RESULTADOS.

Estudio de Factibilidad Económica.

Los resultados del VPN arrojados en los cálculos fueron los siguientes: (Ver Anexo II, Tabla 23)

- Bs. F 67.153.059 para la rentabilidad de promotor y de
- Bs. F 58.596.964 para la rentabilidad del negocio respectivamente.

Igualmente las TIR calculadas dieron los siguientes resultados:

- 95,16% rentabilidad para el promotor y de
- 67,95% rentabilidad del negocio.

Para la Eficiencia de la Inversión se obtuvo: 2,15. (Ver Anexo II, Tabla 24).

Estudio Integrado de Yacimiento: Reactivación del Yacimiento LL-03, pozo TJ-763.

Modelo de completación de pozo.

Al inicio del desarrollo del campo básicamente los pozos completados en el yacimiento LL-03, presentaban los siguientes esquemas de completación:

- Pozos verticales productores a hoyo desnudo o revestido.
- Pozos verticales inyectores a hoyo desnudo o revestido.
- Pozos verticales revestidos con completaciones dobles.

Donde en la mayoría de los casos se explotaban en conjunto la formación Lagunillas y La Rosa. Todos los pozos, productores e inyectores se completaban con forro ranurado empacado de diámetros 3-1/2" a 2-7/8", ranuras 0.030"-0.020" y grava de empaque tamaños 12-16 ó 16-25 Mesh y en algunos casos también se tenían completaciones a hoyo desnudo con casing perforados (1935-1940).

Modelo estructural y sísmica.

Estructuralmente el yacimiento LL-03 está ubicado en un homoclinal de rumbo promedio NO-SE, buzando unos 2 a 3 grados al SO⁸². Estas líneas sísmicas tienen una resolución vertical entre 60 y 100 pies y han permitido identificar nuevas fallas y generar un nuevo modelo estructural. En la Figura 10, se

⁸² Para la interpretación sísmica se utilizó el levantamiento 3D COL-95.

observan las diferencias en las fallas entre el mapa anterior (Oficial) y el generado en la caracterización del mismo.

El campo LL-03 presenta elementos tectónicos complejos asociados al sistema de fallas Lama-Icotea. En esta área se observa actividad tectónica sin sedimentaria durante el período Eoceno-Mioceno. Los datos sísmicos 3D permitieron definir la ubicación de polígonos de fallas para la discordancia Eoceno-Mioceno y el tope de la Formación Lagunillas con una incertidumbre lateral de U+U 220 pies (Figura 11).

En general, el sistema de fallas del yacimiento es de ángulo vertical bajo y su proyección para el tope y base del intervalo de interés no muestran diferencias mayores. El intervalo desde la discordancia hasta el tope de la Formación Lagunillas esta conformado por superficies inclinadas buzando generalmente hacia el sur. El sistema de fallas más importante del campo esta orientado NNESSO, y se interpreta como un sistema predominantemente transpresivo.

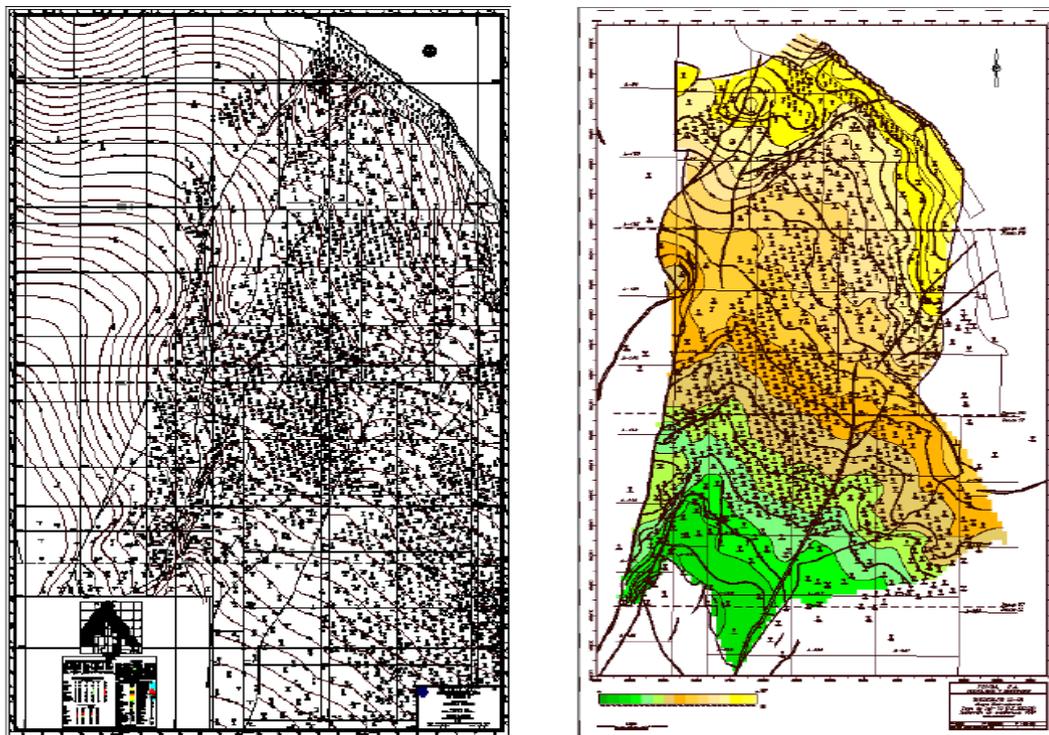


Figura 10: Diferencias entre el Mapa Estructural Oficial del Tope del Miembro Lagunillas Inferior y el generado por el estudio

Fuente: Estudio estructural del Yacimiento LL-03 (2012).

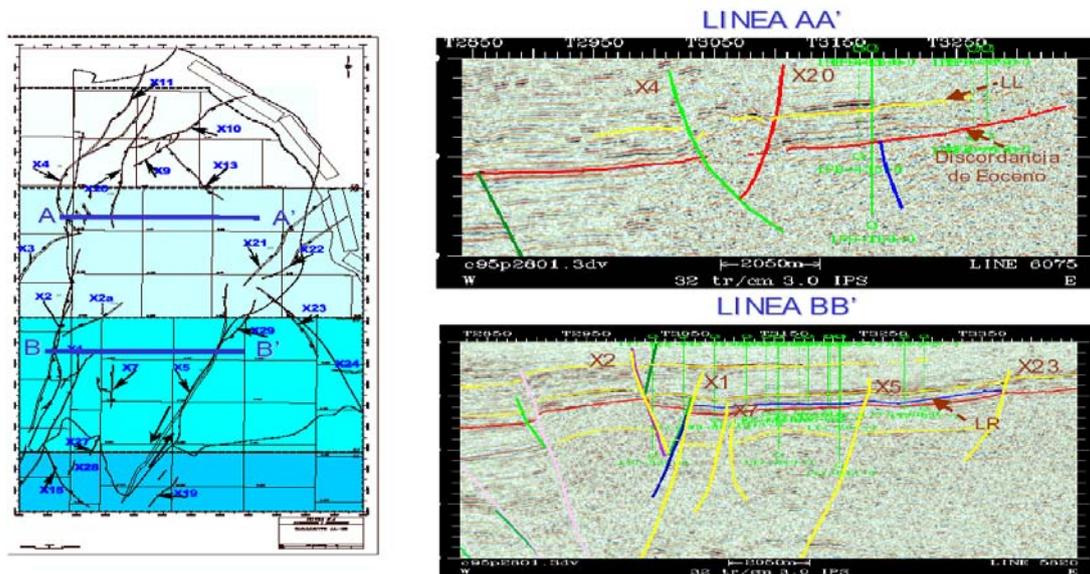


Figura 11: Líneas Sísmicas.
Fuente: Estudio sísmico del Yacimiento LL-03 (2012).

Modelo estratigrafía y sedimentología.

Basados en la interpretación de núcleos y los perfiles de pozos y utilizando criterios de estratigrafía secuencial, se estableció un nuevo modelo sedimentológico y estratigráfico para el yacimiento LL-03. La Figura 12, muestran los modelos conceptuales de los ambientes de depositación definidos en el yacimiento. Para la interpretación estratigráfica se correlacionaron aproximadamente 1.765 pozos que atraviesan la sección del yacimiento y se describieron 21 núcleos de un total de 35 pozos con núcleos, tanto del yacimiento LL-03 como de yacimientos vecinos. En la Figura 13, se observa la diferencia de correlación entre el modelo anterior y el propuesto.

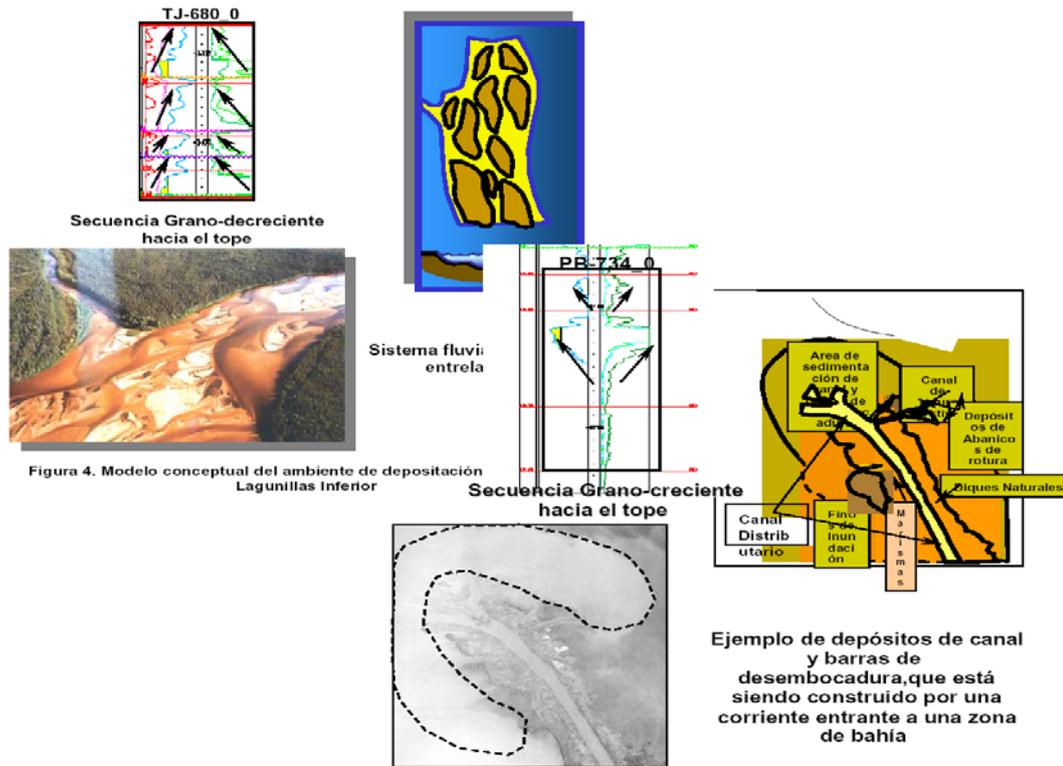


Figura 12: Modelo Conceptual de Deposición del Campo La Rosa.
Fuente: Estudio estratigráfico y sedimentológico del Yacimiento LL-03.

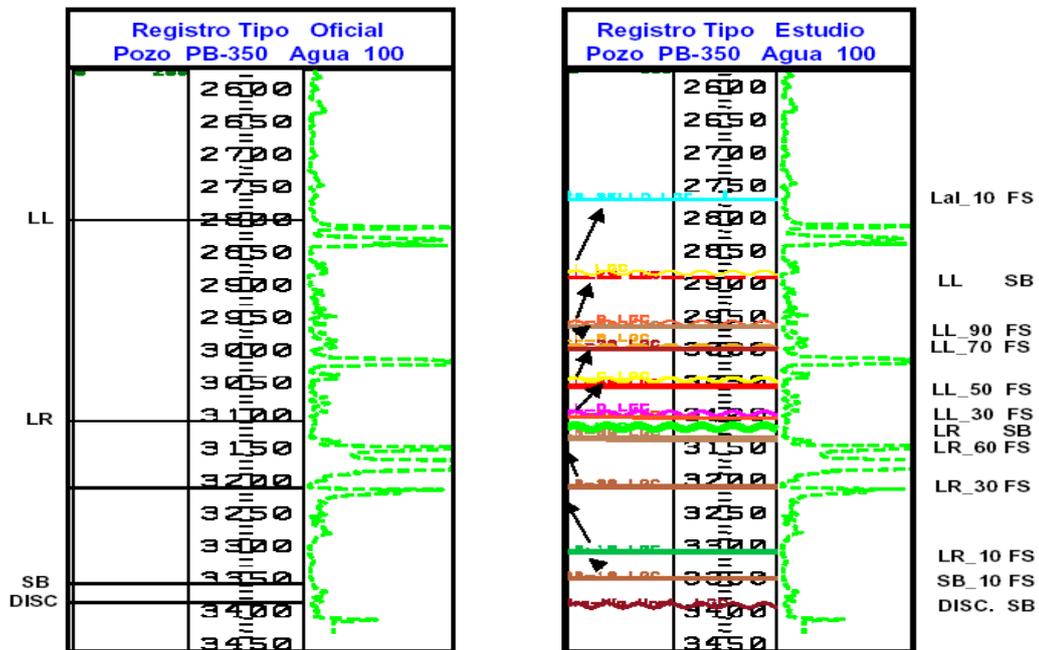


Figura 13: Diferencias en la correlación entre el modelo anterior y el propuesto basado en la estratigrafía secuencia.
Fuente: Estudio de correlación del Yacimiento LL-03 y pozos vecinos.

La Formación La Rosa se caracteriza por la presencia de un conjunto de foraminíferos, principalmente bentónicos, asociados a otros conjuntos de invertebrados fósiles que permiten confirmar el ambiente de origen marino somero. Esta Formación se depositó sobre la discordancia del Eoceno y el contacto entre la Formación la Rosa y el Miembro Lagunillas Inferior, de influencia fluvial, ha sido interpretado como un límite de secuencia denominado LR, y se definió en este estudio como un contacto erosivo, en el cual se depositó una secuencia transgresiva constituida por apilamientos de 5 secuencias estratigráficas. Seguidamente se identificó el contacto erosivo entre los Miembros Lagunillas Inferior y Laguna denominado LL.

En la Formación La Rosa se identifican cinco secuencias, una basal (Miembro Santa Bárbara), de unos 10-15 pies de espesor promedio, consistente en arenas, depositado directamente sobre la discordancia del Eoceno y cuatro secuencias intermedias y superiores que fueron denominadas como LR-10, LR-30, LR-60 y LR (Tope de la Formación), caracterizadas por la presencia de sedimentos de arenas y lutitas y limos fosilíferos de ambiente marino. Las unidades superiores LR-60 y LR-30 muestran una secuencia progradacional⁸³, las cuales están relativamente completas en el área de LGINF-03 y son truncadas hacia el sur-este en el área de LGINF-05, donde la máxima profundidad de erosión puede exceder los 150' y la Formación La Rosa está ausente. Por la interpretación de topes en el estudio integrado realizado por la compañía Halliburton y PDVSA, finalizado a principios del año 2001, se elaboró un mapa isópaco de ANP para La Rosa con la integración de sus unidades genéticas y se ajustan los contornos. Se elimina la división estratigráfica denominada componente La Rosa Intermedia y pasa a formar parte de la Formación La Rosa (secuencia LR-30), y eliminan en forma definitiva los prospectos posibles (702, 703 y 707) relacionados con este componente.

⁸³ La parasecuencia es una de las unidades fundamentales en la estratigrafía de secuencias. Aunque las parasecuencias individuales no son distinguibles a la resolución de las líneas sísmicas, los grupos de parasecuencias sí lo son. Los geólogos que trabajan con registros de pozos regularmente están distinguiendo parasecuencias individuales, sus variaciones verticales y laterales de facies así como sus patrones de apilamiento. Una parasecuencia representa un único episodio de progradación, que es, el movimiento mar adentro de la línea de costa. Este movimiento de la línea de costa es el que produce la sucesión típica de somerización vista en las parasecuencias. Esta

El Miembro Lagunillas Inferior es de origen continental con ligera influencia de mareas. En esta secuencia fluvial se identifican seis (6) superficies de inundación menores que marcan el final de 5 para secuencias de un ciclo de sedimentación fluvial intermitente, con dominio transgresivo. La base de cada uno de estos ciclos de sedimentación fluvial, está conformada por superficies de erosión, los cuales fueron definidos como LL-A, LL-B, LL-C y LL-D (Tabla 2). Cada secuencia tiene su base erosiva limitada al tope por las superficies de inundación menores.

Base (Erosión)	Tope (Superficies de inundación)
LR	LL-30
LL-D	LL-50
LL-C	LL-70
LL-B	LL-90
LL-A	LL

Tabla 2: Correspondencias entre las superficies de erosión y de inundación definidas en el estudio.

Fuente: Topes en el estudio integrado realizado por la compañía Halliburton y PDVSA, finalizado a principios del año 2001

El Miembro Lagunillas Inferior se ha interpretado como un sistema de canales fluviales anastomosados (Figura 11). El contacto basal, con la Formación la Rosa, es erosivo discordante y constituye un límite de secuencia (Figura 13). La presencia de minerales tales como siderita piritosa y hematitas en el Miembro Lagunillas Inferior está relacionada a procesos diagenéticos afines a la formación de suelos, los cuales son procesos muy comunes de ambientes continentales de tipo fluvial. Los canales de arenas que caracterizan el Miembro Lagunillas Inferior son discontinuos, pero presentan coalescencia lateral, intercalados con las facies de llanura aluvial y hacia el tope de cada ciclo se observa una cierta influencia marina (Figura 12). El Miembro Laguna Inferior, depositado encima del Miembro Lagunillas Inferior, tiene contactos erosivos sobre este último. Basados en esta nueva interpretación estratigráfica este límite de secuencia no establece un sello entre ambos miembros (Laguna inferior y Lagunillas Inferior) constituyéndolos y haciéndolos parte del mismo yacimiento. Por esta razón se consideró la superficie de inundación

sucesión granocreciente indica que el espacio de acomodación está siendo llenado más rápidamente que el que está siendo creado.

suprayacente al Miembro Lagunillas Inferior, denominada en el estudio como LaI-10 como sello del yacimiento LGINF-03, la cual subdivide al Miembro Laguna Inferior en dos unidades, una unidad estratigráfica perteneciente al Miembro Laguna Inferior denominada Laguna componente del yacimiento LGINF-03 y otra unidad estratigráfica del Miembro Laguna Inferior base del yacimiento LAGNA-24.

Modelo petrofísico.

La característica petrofísica evaluada y cartografiada para el yacimiento LL-03 está establecida de la siguiente manera:

- Volumen de Arcilla.
- Arena neta Total promedio.
- Arena neta Petrolífera promedio.
- Porosidad promedio.
- Permeabilidad promedio.

Para la realización del estudio petrofísico del yacimiento se dispuso de 12 pozos con núcleos que poseen análisis de laboratorio convencionales y/o especiales y 4 pozos con información de perfiles de Resonancia Magnética (RMN), los cuales fueron utilizados para la definición y validación del modelo petrofísico.

Los tipos de distribución de los minerales de arcillas presentes en el yacimiento LL-03 son principalmente disperso y estructural. Por lo observado en los análisis de Petrografía el principal modo de distribución de arcilla reconocido utilizando técnicas petrográficas es del tipo disperso.

El tipo disperso de distribución de arcillas reduce la porosidad y la permeabilidad de las rocas debido a que los minerales de arcilla se encuentran adheridos y/o revistiendo los granos de la matriz así como también rellenando el espacio poral de las rocas. Asimismo incrementa los valores de saturación de agua de las zonas evaluadas en el yacimiento debido a que los minerales de arcilla absorben agua en mucha mayor cantidad.

Existen zonas productoras de baja resistividad en el yacimiento LL-03. Estas zonas se originan por las siguientes causas:

- Presencia de minerales altamente conductivos en concentraciones relativamente altas.
- Presencia de minerales de arcilla en el yacimiento.
- Poca selección granulométrica.

Los parámetros de corte utilizados para la generación de los mapas de isopropiedades y sus nemónicos asociados (nombres de las curvas) están resumidas en la Tabla 3.

Descripción del Parámetro	Valor de Corte	Mnemónico (OPENWORKS)
Volumen de Arcilla	0.45	Vclay_HAL
Porosidad	0.12	Phie_HAL
Saturación de Agua	0.65	Sw_HAL

Tabla 3: Parámetro de corte.

Fuente: Estudio de Modelo Petrofísico realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).

Estos valores fueron definidos a partir de análisis de sensibilidad efectuados y tomando en consideración los análisis de núcleos, características petrográficas de las rocas e información de perfiles especiales (Resonancia Magnética). Una vez finalizada la evaluación integral de cada uno de los pozos seleccionados se procedió a la generación de los mapas de isopropiedades de cada uno de los atributos petrofísicos caracterizados. En la Tabla 4, se describe cada uno de los mapas de isopropiedades generados.

Atributo	Descripción	Cortes Aplicados
Arena Neta	Mapa de Espesor de Arena Neta	Volumen de Arcilla \leq 0.45 Porosidad \geq 0.12%
Arena Neta Petrolífera	Mapa de Espesor de Arena Neta Petrolífera	Volumen de Arcilla \leq 0.45 Porosidad \geq 0.12% Saturación de Agua \leq 0.65
Arcillosidad	Mapa de Iso-Arcillosidad	Ninguno
Porosidad	Mapa de Iso-Porosidad	Ninguno
Permeabilidad	Mapa de Iso-Permeabilidad	Ninguno

Tabla 4: Mapas de isopropiedades.

Fuente: Estudio de Modelo Petrofísico realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).

Sistema de fluidos.

Dado que el yacimiento muestra un comportamiento de presiones diferente entre la formación Lagunillas y La Rosa, y el tipo de fluido presente en cada una de ellas es de distinta gravedad API, (desde 18° hasta 26°), se crearon dos familias de propiedades PVT para el yacimiento LL-03: una para la unidad de flujo Lal10_LL30 (Lagunillas) y otra para la unidad de flujo LR_LR10 (La Rosa). Las propiedades de estas unidades geológicas se basaron en seis estudios de PVT representativos de los yacimientos LL-03 y LL-05, PB_146-1, PB_146_2, TJ__83, PB_140, TJ_173, PB_146_3, TJ__95 cuyas gravedades del petróleo son: 14.5°, 21.4°, 20°, 23.4°, 23.7, 23.8°, 29° API respectivamente, abarcando el rango observado en el yacimiento LL-03 (Graficas 1, 2 y 3).

Para lograr la caracterización de los fluidos, se revisaron 29 muestras de laboratorio del yacimiento LL-03 (incluyendo 2 muestras del LL-05) para determinar las propiedades típicas iniciales de los fluidos de este yacimiento.

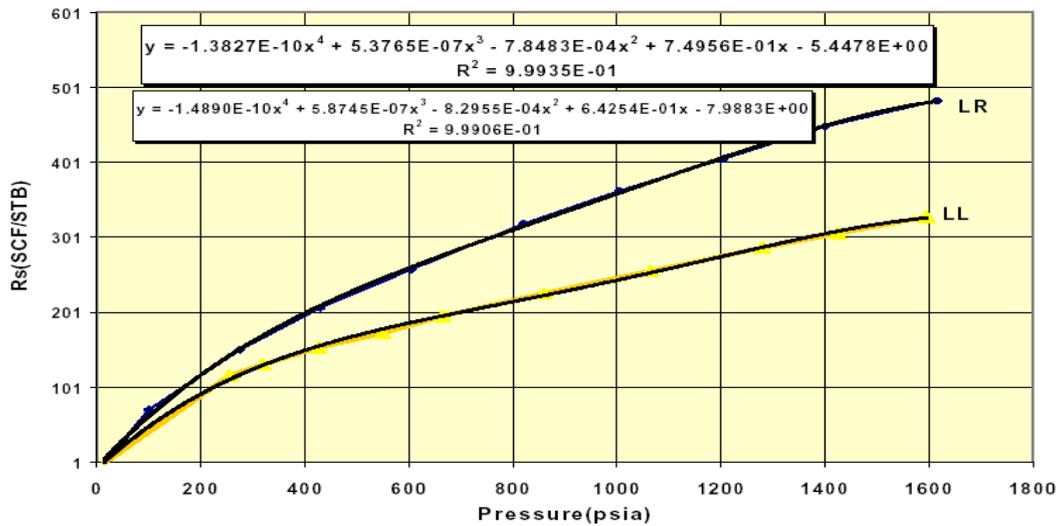
Adicionalmente, se revisó la composición de nueve muestras de gas del separador y 204 análisis de agua de formación disponibles. Sin embargo, ninguna de esas muestras tenía mediciones tipo PVT.

Tomando en consideración estas diferencias entre las propiedades de los fluidos presentes en cada una de las formaciones, se realizó un PVT promedio para el yacimiento, calculando las propiedades por medio de un promedio ponderado por volumen presente en cada formación (Lagunillas – La Rosa), a fin de tener un valor más representativo. Se estableció para el yacimiento una relación gas petróleo inicial (Rsi) de 363 PCN/BN, un factor volumétrico del petróleo de 1.22 BY/BN. Los valores promedios utilizados para el cálculo del POES de este yacimiento se resumen en la Tabla 5.

Pb (Lpc)	Bo (BY/BN)	Uo (cps)	Rs (PCN/BN)
1580	1.2239	5.82	363

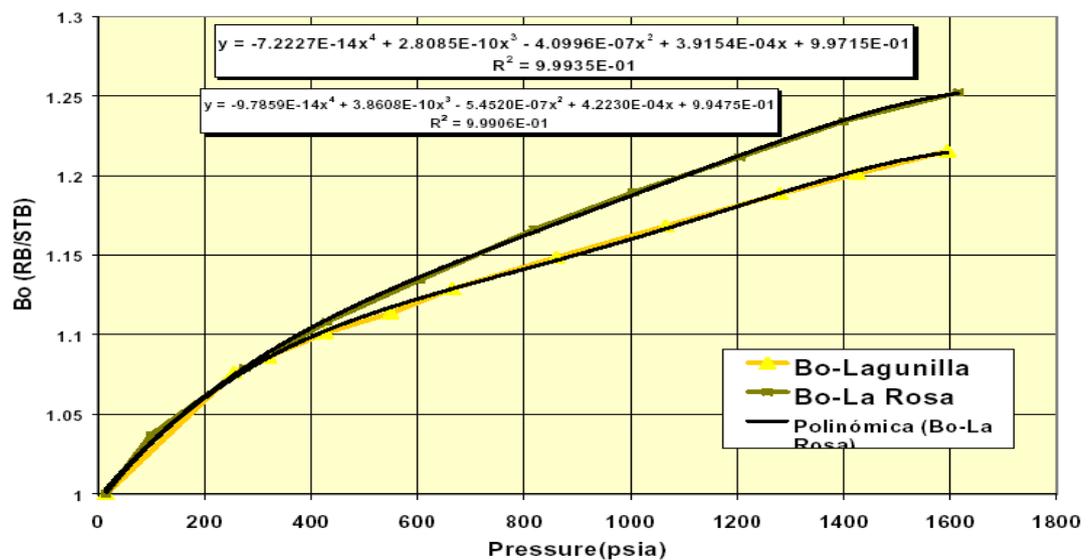
Tabla 5: Propiedades PVT promedio del LGINF-03.

Fuente: Estudio PVT realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).



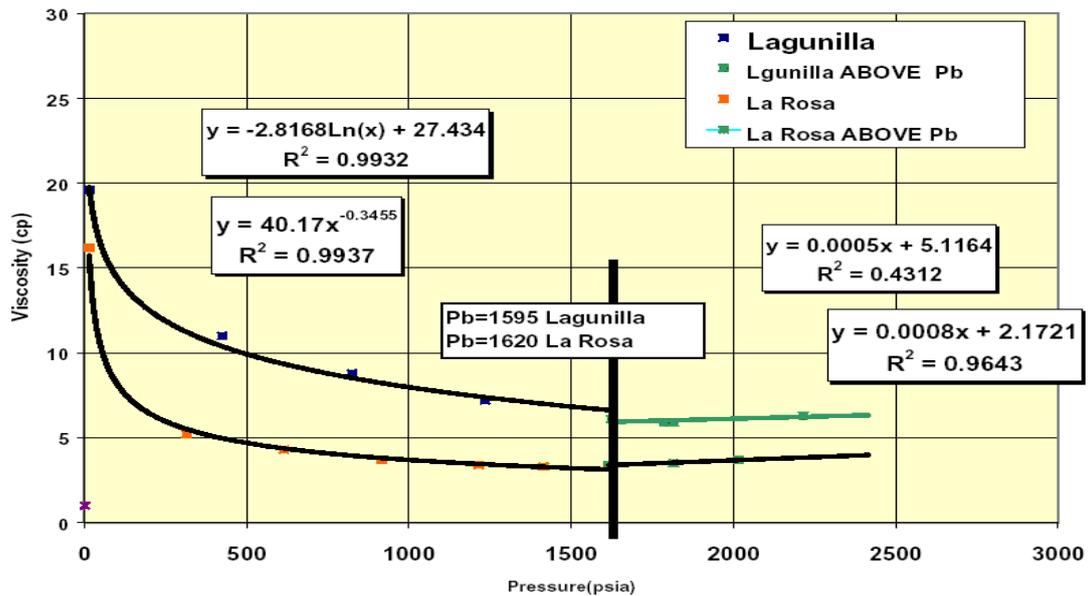
Gráfica 1: Simulación P / Rs Lagunilla & La Rosa.

Fuente: Estudio PVT realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).



Gráfica 2: Simulación P / Bo Lagunilla & La Rosa.

Fuente: Estudio PVT realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).



Grafica 3: Simulación PVT TJ-173 Lagunilla.

Fuente: Estudio PVT realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).

Comportamiento dinámico.

El yacimiento LL-03 fue descubierto por el pozo LR-1 en Abril de 1.924, completándose en las arenas de la formación La Rosa a una profundidad de 1820 pies, con una tasa inicial de 1390 BPPD, una gravedad API de 21.8 y 0% de corte de agua, la primera producción no fue reportada hasta el año 1.928. La presión inicial del yacimiento se estima en 1580 Lpc con una temperatura de 135 °F.

Dado el gran potencial observado en el yacimiento LL-03, el desarrollo del mismo ha involucrado la completación de 1.062 pozos, donde las primeras tasas oficiales de producción reportadas (1.932) fueron de 20.0 MBLS/D y un promedio de 50 pozos activo. El yacimiento cuenta con un petróleo original en sitio oficial de 6.11 MMMBLS, unas reservas recuperables de 1.52 MMMBLS y una producción acumulada de 1.25 MMMBLS.

El desarrollo de este yacimiento comenzó en 1.935, con la campaña de perforación de pozos espaciados inicialmente a 600 metros y luego a 300 metros. En este período se alcanzó una producción de 30 MBPPD con 180 pozos aproximadamente. Posteriormente se incrementa la producción hasta un máximo de 75 MBPPD (Figura 14).

A partir del año 1.962, se comienza otra fase de desarrollo del yacimiento, hasta el año 1968 donde se incrementa la producción hasta un máximo de 85 MBPPD. Posteriormente a pesar que se incrementó el número de pozos activos, se evidencia la declinación de producción del yacimiento, razón por la cual para el año 1972 es implementado en el yacimiento el primer proyecto de inyección de agua por flanco.

La inyección de agua por flanco al sur del yacimiento comenzó el 14 de junio de 1.972 mediante 9 pozos inyectores. El proyecto fue suspendido en mayo de 1.976, debido a que no fue satisfactorio. El volumen total de agua inyectada fue de 127 MMBIs alcanzando tasas elevadas de inyección de agua por pozo de aproximadamente 20 MBAPD.

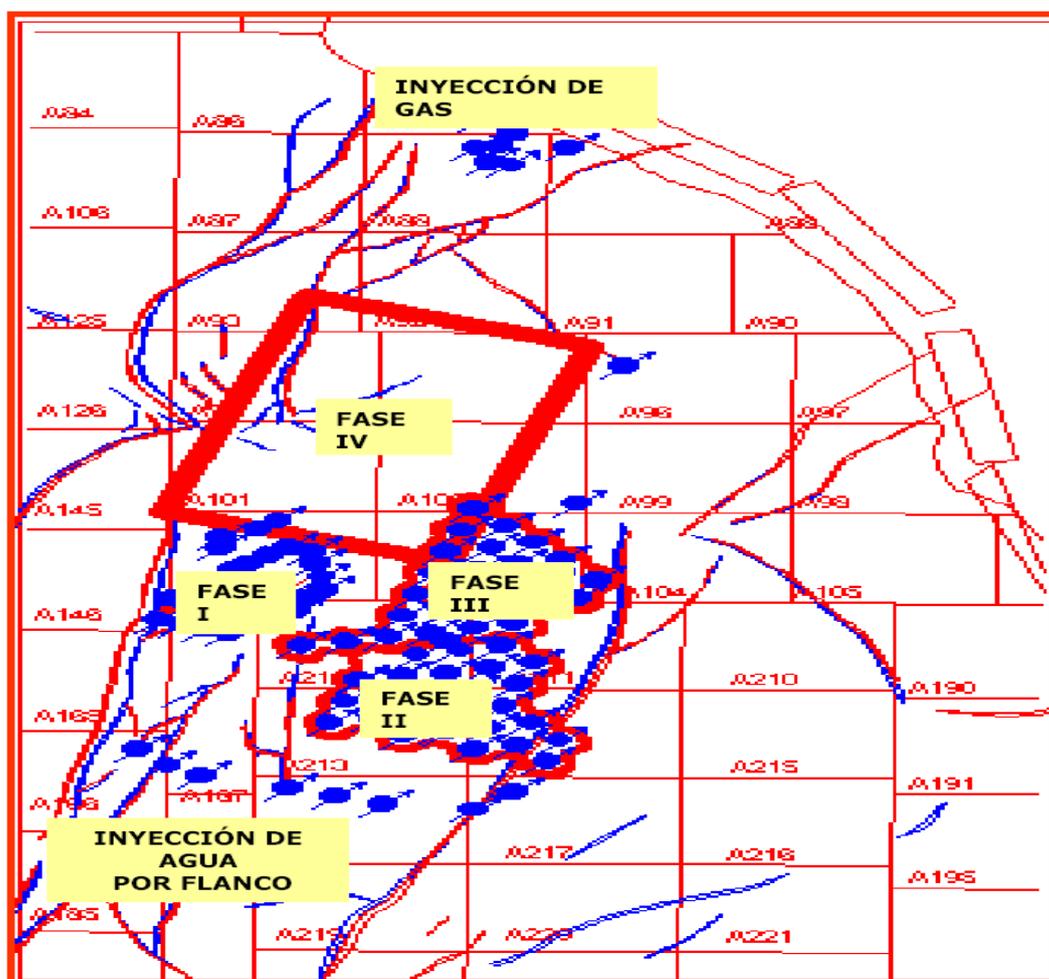


Figura 14: Comportamiento dinámico del Yacimiento LL-03

Fuente: Estudio del comportamiento realizado en el Yacimiento LL-03 (2012).

El 03 de agosto de 1.979 se inicia el primer proyecto piloto de inyección de agua por arreglo denominado Fase I. Este proyecto esta constituido por 18 pozos productores rodeados de 19 pozos inyectores, con un arreglo de línea 3 a 1, cerrado en los extremos con el objetivo de tener un área confinada, donde la zona de inyección fue el miembro La Rosa de la Formación Lagunillas.

En dicho proyecto se pretende recuperar 20 MMBls de un total de 62,5 MMBls de petróleo original en sitio, dando como resultado un factor de recobro total de 32%; dicho cálculo estuvo basado en un estudio realizado por la empresa Core Lab, titulado "Waterflood Expansion Study LL-03 Reservoir, Tía Juana Field, Lake Maracaibo, Venezuela".

Este proyecto ha acumulado aproximadamente 20,24 MMBSLs de petróleo, en donde de los 18 pozos productores originales del proyecto, 9 se mantienen activos, 3 fueron recompletados en otros yacimientos y 6 están inactivos para Diciembre de 2000.

La inyección de agua acumulada total ha sido aproximadamente de 193.2 MMBSLs hasta Diciembre de 2000. Para esa fecha, de los 19 pozos inyectores originales del proyecto solamente 8 se encontraban activos, 1 candidato a abandono y los 10 restantes serán convertidos a productores a otros yacimientos.

El segundo proyecto de inyección de agua denominado Fase II se inició el 21 de noviembre de 1985, mediante 27 arreglos de siete puntos invertidos, teniendo como característica principal la inyección de agua en conjunto los miembros Lagunillas y La Rosa. Dicho proyecto se encuentra ubicado en la región sur del yacimiento LL-03. En este proyecto se han inyectado 187.7 MMBls de agua y se han producido 142.7 MMBls de petróleo para diciembre de 2000.

El 10 de marzo de 1987 se inicia el tercer proyecto de inyección de agua por arreglo denominado Fase III que igualmente se desarrolló mediante un arreglo de siete puntos invertidos y con inyección en los miembros Lagunillas y la Rosa al igual que el proyecto Fase II. El proyecto Fase III está ubicado en la parte central del yacimiento, al este de Fase I y al Norte de Fase II. Este proyecto

consta de 26 arreglos y ha acumulado desde el comienzo de la inyección hasta Diciembre de 2000 un total de 123.2 MMBIs de petróleo mediante la inyección de 145.4 MM BIs de agua.

En vista de los resultados obtenidos en el proyecto de inyección Fase I del yacimiento LL-03 y a la necesidad de utilizar la infraestructura de inyección existente, se llevó a cabo la extensión de la Fase I hacia el área noroeste del proyecto Fase I, dicha extensión se realizó basado en el estudio integrado por Halliburton-PDVSA realizado en Junio de 1999 por el equipo de estudio integrado La Salina.

Actualmente (Sep-2001), el yacimiento tiene una tasa de producción de 30.0 MBL/D, lo cual representa el 35% de la producción total de la segregación Rosa Mediano, cuenta con 340 pozos productores activos y 62 inyectores activos. La presión ha sido agotada en un 70% y sus reservas actuales recuperables actuales son de 394.6 MBLS, razón por la cual es necesario establecer y desarrollar nuevos proyectos de inyección y mejorar los existentes. La caracterización del yacimiento LL-03 ha permitido la definición de dos unidades principales de explotación, que son la formación Lagunillas con un crudo de 18 °API y la formación La Rosa con un crudo de 23 °API. y la Conceptualización de un proyecto de inyección de agua mediante pozos multilaterales (Figura 15).

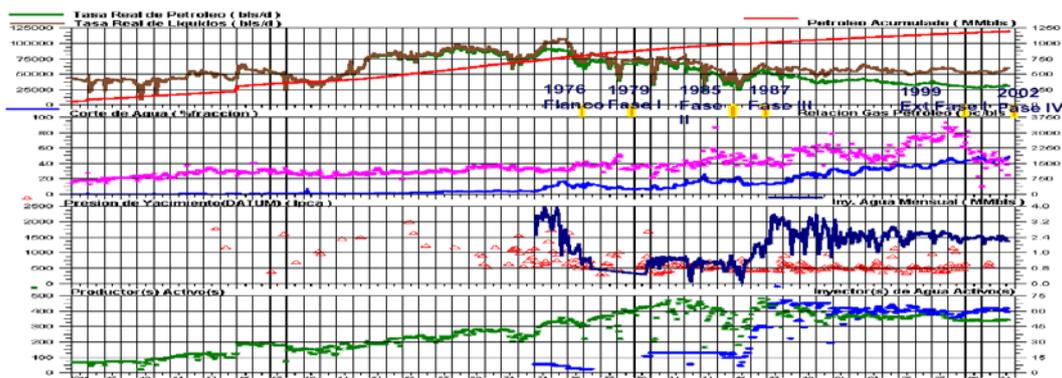


Figura 15: Gráfico de producción de los pozos del Yacimiento LL-03 (2012).

Fuente: Oil Field Manager⁸⁴ (OFM)

⁸⁴ Es una poderosa aplicación con un conjunto de herramientas, para la administración y monitoreo de datos de producción de petróleo, agua y gas. OFM permite usar una variedad de datos para identificar tendencias, localizar problemas y predecir la producción.

Comportamiento de presión.

El yacimiento LL-03, cuenta con una historia de presiones de 3387 pruebas (2922 pruebas estáticas, 461 pruebas de restauración, 4 pruebas de decaimiento de presión)

El análisis de presión realizado en el área de estudio del yacimiento LL- 03, comprendió la validación de las pruebas (Estáticas y de Restauración), donde se determinaron tres grupos de presiones, un primero grupo con datos de presiones tomados en la Formación Lagunillas, un segundo grupo con datos de presiones medidos en La Rosa y un tercer grupo con datos de presiones medidos en ambas unidades del yacimiento.

Las presiones originales calculadas para las unidades Lagunillas y La Rosa fueron 1440 y 1770 Lpc, respectivamente, con una profundidad de referencia de 2900 y 3140 pies, respectivamente. Para la fecha actual se estima que la presión del yacimiento LL-03 es de unas 450 Lpc.

Dado los rangos de presiones encontrados a lo largo del yacimiento en el ultimo estudio realizado, se identificaron seis áreas con diferentes comportamiento de presión⁸⁵. (Figura 16 y 17)

En cuanto a la unidad La Rosa se observó un comportamiento muy parecido al de Lagunillas, donde vale destacar que el pozo PB_99A presenta una presión estática de 1711 lpc @ 3140' para Abril 1939 ($P_i=1770$ lpc), La caída de presión fue desde los 1770 hasta 480 lpc(1979), año en el cual se implanta el proyecto de inyección de agua Fase I, en el cual solo se inyectó en la unidad La Rosa, logrando este no solo recuperar las reservas remanentes estimadas para el área, si no también lograr mantener los niveles de energía hasta la fecha actual, calculados en unas 400 lpc de la formación la Rosa. (Grafica 4 y 5).

⁸⁵ Nomenclatura de Colores: Naranja, Verde y Amarillo para la Formación Lagunillas y Naranja, Gris y Amarillo para la Formación La Rosa.

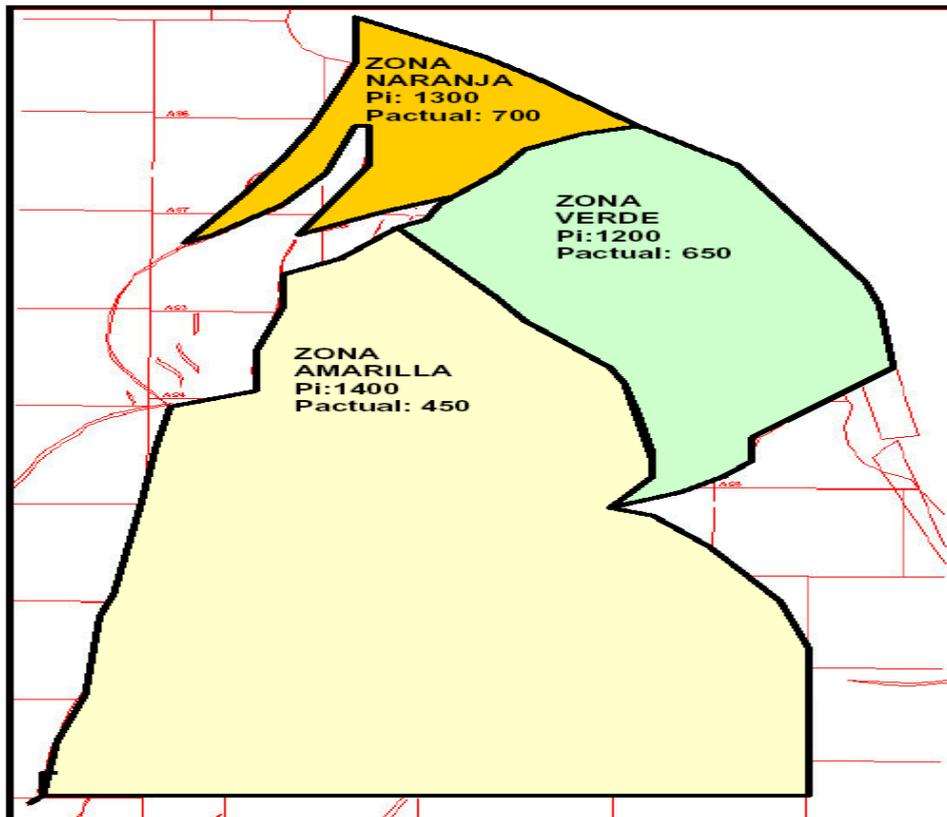
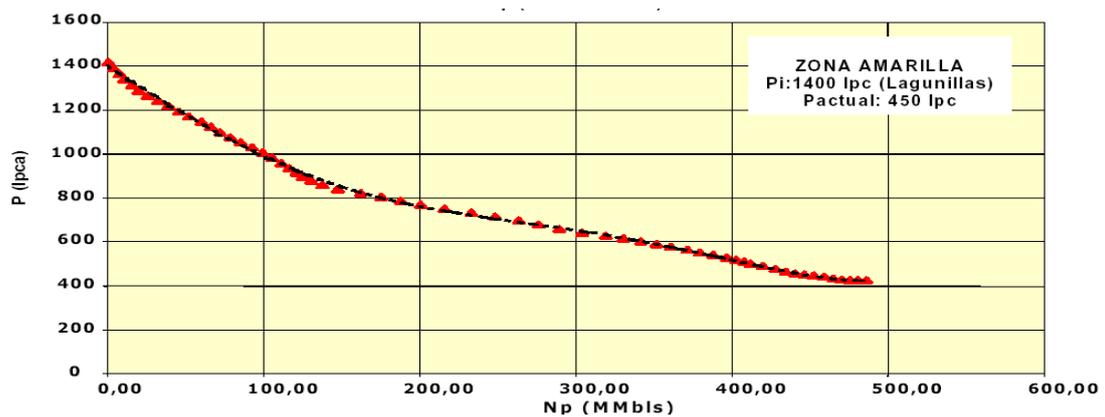


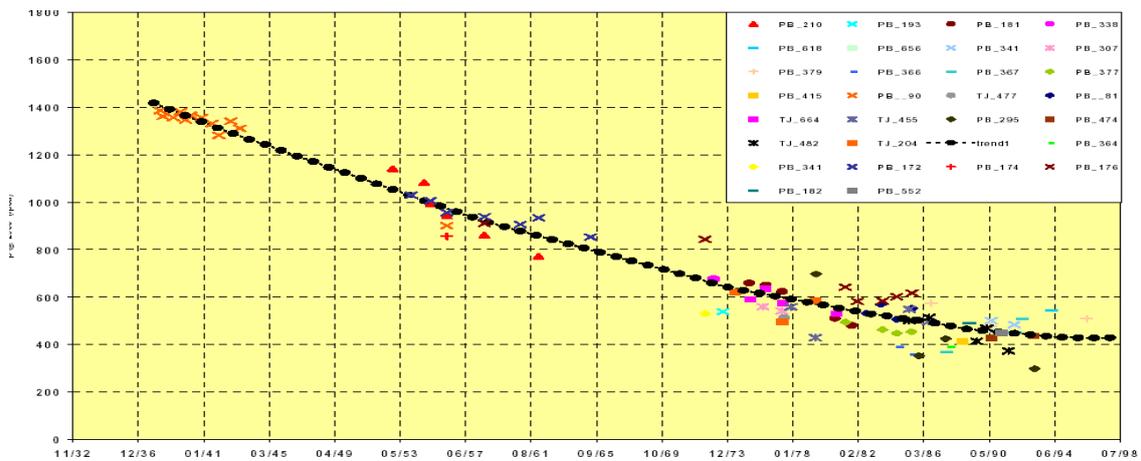
Figura 16: Mapa de Presiones para la Formación La Rosa.

Fuente: Estudio PVT Estudio PVT realizado para la Formación La Rosa (2012).



Gráfica 4: Zona Amarilla P versus Np Formación La Rosa.

Fuente: Estudio PVT Estudio PVT realizado para la Formación La Rosa (2012).



Gráfica 5: Unidad de Flujo La10_LL30 (p versus t) Zona Amarilla Formación Lagunilla.
Fuente: Estudio PVT Estudio PVT realizado para la Formación Lagunilla (2012).

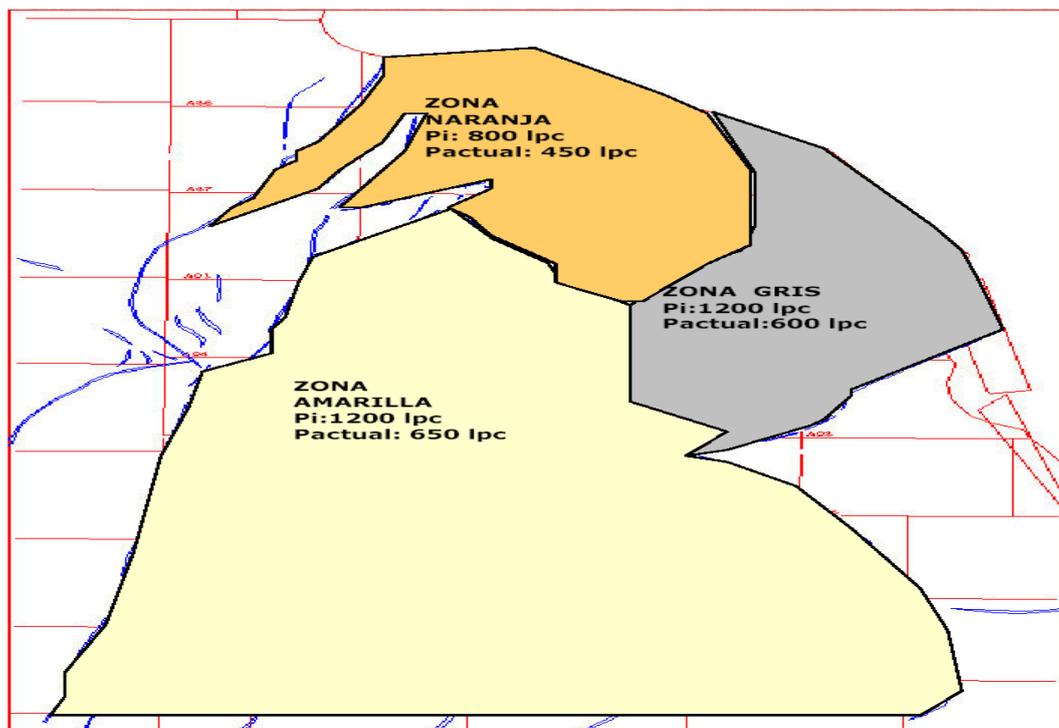


Figura 17: Mapa de Presiones para la Formación Lagunillas.
Fuente: Estudio PVT Estudio PVT realizado para la Formación Lagunilla (2012).

POES (petróleo original en sitio) y reservas.

El yacimiento LL-03, cuenta con un POES oficial de 6.11 MMMBLS, sin embargo, como resultado de la Fase II del estudio integrado, se determinó que el nuevo POES es de 6.9 MMMBLS.

Cambios en las reservas.

El cálculo volumétrico de las reservas partiendo de la información detallada en la tabla de datos básicos, permitió estimar un nuevo POES de **6.926.391 MBLs** (Tabla 6). El incremento del POES responde fundamentalmente al aumento del volumen de petróleo producto de la reinterpretación estratigráfica del tope del yacimiento LL-03, la incorporación de arenas laminadas no consideradas en el pasado como parte del ANP generados por cambios de parámetros petrofísicos e incremento en el área por la modificación de sus límites. De igual manera, **las reservas recuperables totales se incrementaron en 79.191 MBLs.**

El nuevo modelo estático incorpora al área del yacimiento LL-03 el yacimiento SUP-02, ubicado al norte del mismo en el campo Cabimas Lago. Adicionalmente, modifica parcialmente el límite con LL-02 producto de la reinterpretación estructural de la falla lama icotea⁸⁶.

Como consecuencia del aumento del POES bajo estudio, el factor de recobro primario disminuyó de 23.5% a 20.89%.

El factor de recobro secundario en esta fase del estudio se incremento de 1.34% a 2.21% producto de la incorporación de 70.48 MMBls de petróleo generados por el Modelo de simulación del área Fase IV de inyección a ser implantado el próximo año (2002), la incorporación de 481 MBLs de petróleo generados de la revisión del proyecto de inyección Fase I y 3 MMBls por la revisión del proyecto Extensión Fase I de este yacimiento.

YACIMI- ENTO	AREA (ACRES)		POES (MBLS)	GOES (MMPCS)	FACTOR RECOBRO (%)
	OFI.	REV.			
LGINF-03	34,151	34,527	6,926,391	2,514,280	23.10 (P: 20.89 – S: 2.21)

Tabla 6: Cambios en las reservas.

Fuente: Estudios Integrado del Yacimiento LL-03 (2012)

⁸⁶ La Falla de Icotea es realmente un sistema complejo de fallamiento transcurrente sinistral que atraviesa el Lago de Maracaibo en dirección noreste-suroeste con una longitud de más de 150 kilómetros y un desplazamiento horizontal de 16 kilómetros, desde Punta Icotea (Cabimas) hasta las bocas del Río Catatumbo, donde se ramifica y pierde sus características. Frecuentemente da lugar, por trituración, a una cuña hundida. El plano de falla es muy inclinado con desplazamiento rotacional, de 1.000' ó 1.500' al oeste en la dirección norte y de 1.600' hacia el este en el sector sur. El sistema de Icotea se combina con otras fracturas longitudinales subparalelas, y se encuentra afectado por el sistema de fallas transversales característico de toda el área central del Lago. En el Campo Lama la Falla de Icotea, asociada con otra falla noreste situada cinco kilómetros al este y denominada Falla Límite Oriental, origina un pilar tectónico que divide el campo en tres segmentos. En el Bloque Este las capas buzcan en alto ángulo hacia el este; en los otros dos bloques el buzamiento es al oeste, pronunciado en el Bloque Central y suave en el Bloque Oeste.

Análisis NODAL.

El objetivo del Análisis Nodal de Sistemas de Producción es combinar los distintos componentes de un pozo de gas o petróleo con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimizar los distintos componentes en el sistema, como son: el tamaño de la sarta de tubería, el de la línea de flujo, presión de separador, situación del estrangulador, válvula de seguridad, restricciones del hoyo y las técnicas bajo las cuales fue completado el pozo, incluyendo empaques con grava y pozos perforados en forma convencional.

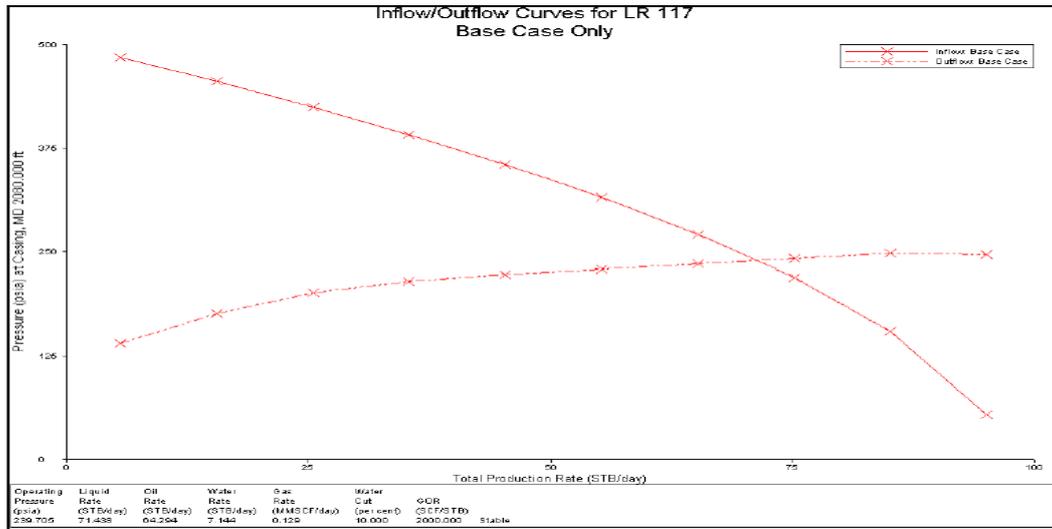
Para realizar los análisis nodales de los pozos asociados a las distintas áreas de RM se utiliza como herramienta de simulación de producción WELL FLO.

Simulación en WELLFLO.

Para la realización de las simulaciones de los pozos se debe disponer de los datos del pozo tanto de yacimiento, producción como de instalaciones de superficie, completamente validados por el equipo de trabajo. Una vez validados estos datos se procede a introducirlos al simulador para la construcción de la curva de IPR de tal forma de representar el comportamiento real del pozo.

Esta simulación permite dar un estimado de parámetros como: Daño, Presión de fondo fluyente, Índice de Productividad, determinación de inyección de gas óptimo.

A continuación se presentan las curvas de afluencia - efluencia y la curva de rendimiento energético (gas lift o frecuencia) para pozos tipos en cada área de la segregación RM:

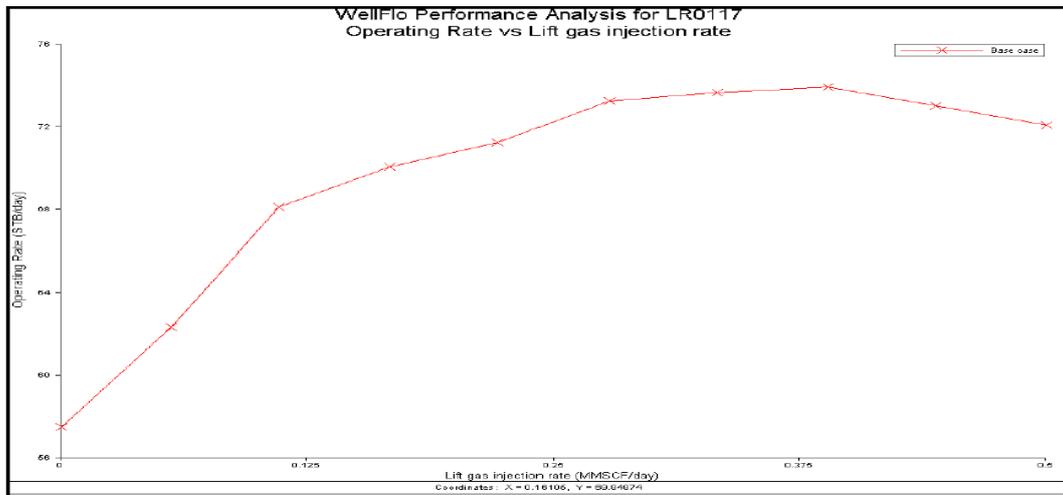


Grafica 6: Producción de pozo LR-117, Pozo Tipo Área Mioceno (Vertical).

Fuente: Estudio de simulación utilizando el software WELLFLO pozo LR-117 (2012).

La producción del pozo LR-117, se encuentra en el 75% de su producción máxima ($P_{wf}=0$, $Q_{m\acute{a}x}=90$). La correlación que mejor describe el comportamiento de los pozos en la segregación RM es Duns & Ross, cotejado y validado con serie de registros de presión y temperatura tomados en campo. Para este pozo se tiene un $IP=0.37$, que dentro de la escala de IP se puede clasificar como un pozo regular.

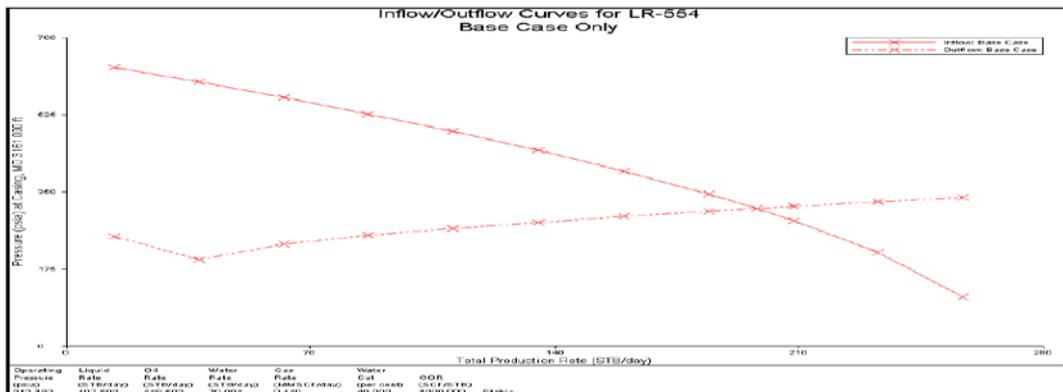
- $IP < 0.1$ = Pozo pobre.
- $0.1 < IP < 0.5$ = Pozo regular.
- $0.5 < IP < 1.5$ = Pozo bueno.
- $IP > 1.5$ = excelentes



Grafica 7: Curva de rendimiento de Gas Lift para LR0117.

Fuente: Estudio de simulación utilizando el software WELLFLO pozo LR-117 (2012).

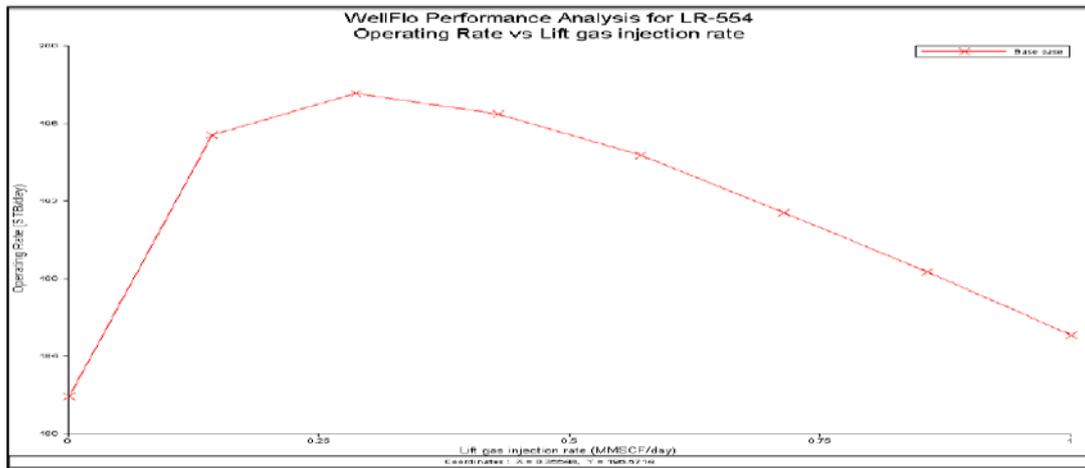
La curva de rendimiento de Gas Lift nos muestra que la cantidad de gas óptima de inyección es 150 mpcnd, lo que indica que el pozo se encuentra optimizado



Grafica 8: Producción del pozo LR-554.

Fuente: Estudio de simulación utilizando el software WELLFLO pozo LR-554 (2012).

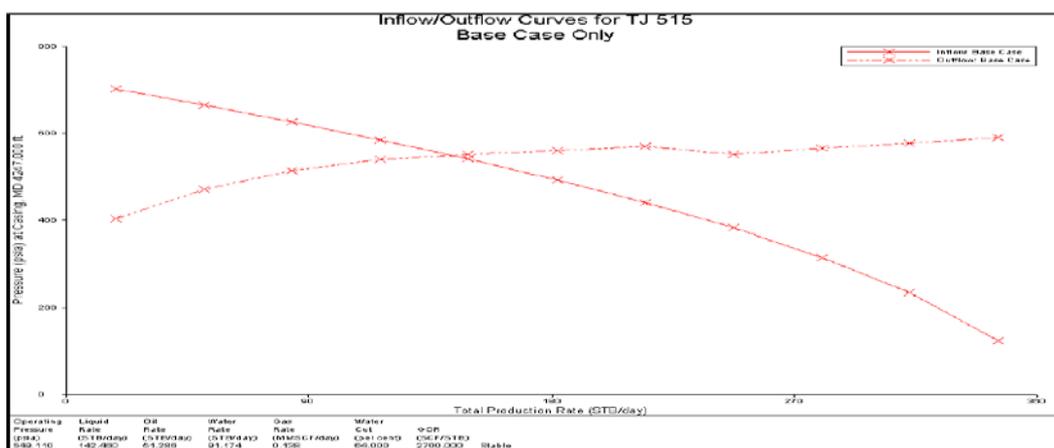
La producción del pozo LR-554, se encuentra en el 70% de su producción máxima ($P_{wf}=0$, $Q_{m\acute{a}x}=270$). La correlación que mejor describe el comportamiento de los pozos de crudo pesado ($^{\circ}API$ entre 12 y 15) en la segregación RM es Hagedorn & Brown, cotejado y validado con serie de registros de presión y temperatura tomados en campo. Para este pozo se tiene un $IP=0.77$, que dentro de la escala de IP se puede clasificar como un pozo bueno. Y se detecto que presenta un daño estimado de 5.



Grafica 9: Curva de rendimiento de Gas Lift para LR-554.

Fuente: Estudio de simulación utilizando el software WELLFLO pozo LR-554 (2012).

La curva de rendimiento de Gas Lift nos muestra que la cantidad de gas óptima de inyección es 320 mpcnd, lo que indica que el pozo se encuentra optimizado. Es importante destacar que este pozo pertenece al yac LAGNA-24, cuyo crudo es pesado, y cuyo método de recuperación mejorada es la inyección alterna de vapor.



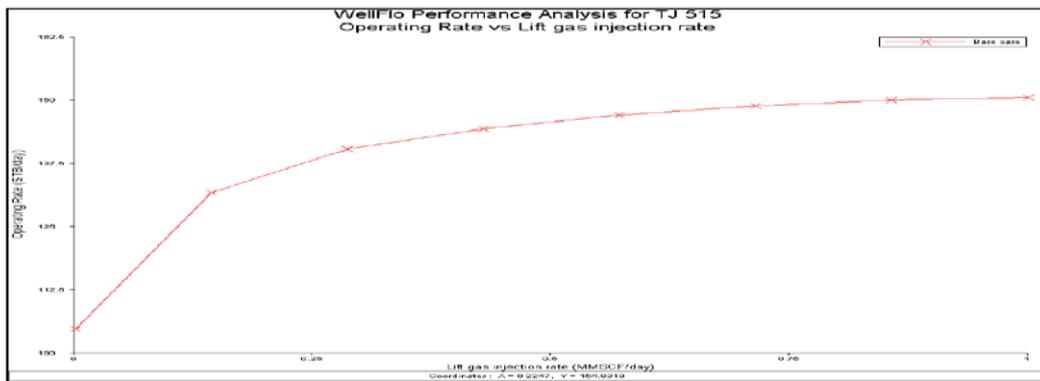
Grafica 10: Producción del pozo TJ-515, Pozo Tipo Área Eoceno Oeste (Inclinado)

Fuente: Estudio de simulación utilizando el software WELLFLO pozo TJ-515 (2012).

La producción del pozo TJ-515, se encuentra apenas en un 40% de su producción máxima ($P_{wf}=0$, $Q_{m\acute{a}x}=363$), lo que nos indica que el pozo tiene oportunidades de mejoras tanto. La correlación que mejor describe el

comportamiento de los pozos esta área es Duns & Ross, cotejado y validado con serie de registros de presión y temperatura tomados en campo.

Para este pozo se tiene un IP=0.9, que dentro de la escala de IP se puede clasificar como un pozo bueno. Y se detecto que presenta un daño estimado de 5,8.



Grafica 11: Curva de rendimiento de Gas Lift.

Fuente: Estudio de simulación utilizando el software WELLFLO pozo TJ-515 (2012).

La curva de rendimiento de Gas Lift nos muestra que la cantidad de gas óptima de inyección es 300 mpcnd, lo que indica que el pozo se encuentra optimizado

Registro de producción.

En resumen, en el área de influencia de la localización LL-03 se espera lo siguiente:

- ✓ **Tope de la discordancia Eoceno:** 1580' (TVD) BMR- 1806' (MD).
- ✓ **Profundidad final:** 2500' (TVD) BMR – 3487' (MD).
- ✓ **Información de presión (Actual):** La Rosa-Icotea: 150-250 lpc a 1600' (TVD). Eoceno B-3/4: 900-1100 lpc a 2800' (TVD).
- ✓ **Tasa inicial de producción:** 320 bpd.
- ✓ **Declinación del yacimiento:** 4.8 %.
- ✓ **Reservas remanentes:** 8.759 MMbl (Dic. 2009).
- ✓ **Tipo de crudo:** 22 °API.
- ✓ **Espesor vertical de arena:** 340 pies.
- ✓ **Parámetros de corte:** Arcillosidad: 45 % . - Saturación de agua: 37-45 % . Porosidad: 10,5 % . - Resistividad: 15 ohm.

CAPITULO V – CONCLUSIONES.

Estudio de Factibilidad Económica.

Bajo las proyecciones realizadas, el negocio de **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REACTIVACION DE UN POZO DE PETROLEO EN PETROLEO DE VENEZUELA. CASO DE ESTUDIO: CAMPO LA ROSA COMPARTIDO CON TIA JUANA, LOCALIZACION PB-V18-C4-A4, YACIMIENTO LL-O3, POZO TJ-763, ESTADO ZULIA;** le redimirá la cantidad de Bs. F 58.596.964 para la rentabilidad del negocio en termino del año base descontado al 10% como se establece en la normativa de la industria.

Igualmente la TIR calculada de rentabilidad del negocio es de 67,95%, es decir, 6 veces por encima sobre el costo de capital del 10%. El resultado de este indicador supera la tasa minima de rendimiento esperado para el proyecto.

Para la Eficiencia de la Inversión es de 2,15; el cual se interpreta como que el proyecto redimirá aproximadamente 15 céntimos por cada Bs. F 2 invertidos (por cada Bs. 2.000 invertido obtendrá una ganancia de Bs. 150 de los de antes).

Dicho esto y tomando las consideraciones de los Lineamientos de Evaluación Económicas de Proyectos de Inversión de Capital en Petróleos de Venezuela y Empresas Mixtas y tomando como premisa económicas el $VPN \geq 0$ y TIR podemos concluir que el proyecto es rentable y ejecutable.

Estudio Integrado de Yacimiento: Reactivación del Yacimiento LL-O3, pozo TJ-763.

El principal problema del área es el arenamiento acelerado de los pozos y la aplicación de métodos de control de arenas ineficientes. El tamaño de la grava, así como el de las ranuras de las rejillas, para ambos casos va a depender de las pruebas granulométricas que se le realicen a los núcleos.

Modelo estructural y sísmica.

El campo LL-03 presenta elementos tectónicos complejos asociados al sistema de fallas Lama-Icotea. En esta área se observa actividad tectónica sin sedimentaria durante el período Eoceno-Mioceno. Los datos sísmicos 3D permitieron definir la ubicación de polígonos de fallas para la discordancia

Eoceno-Mioceno y el tope de la Formación Lagunillas con una incertidumbre lateral de U+U 220 pies.

En general, el sistema de fallas del yacimiento es de ángulo vertical bajo y su proyección para el tope y base del intervalo de interés no muestran diferencias mayores. El intervalo desde la discordancia hasta el tope de la Formación Lagunillas esta conformado por superficies inclinadas buzando generalmente hacia el sur. El sistema de fallas más importante del campo esta orientado NNESSO, y se interpreta como un sistema predominantemente transpresivo

Modelo estratigrafía y sedimentología.

La Formación La Rosa se caracteriza por la presencia de un conjunto de foraminíferos, principalmente bentónicos, asociados a otros conjuntos de invertebrados fósiles que permiten confirmar el ambiente de origen marino somero. Esta Formación se depositó sobre la discordancia del Eoceno y el contacto entre la Formación la Rosa y el Miembro Lagunillas Inferior, de influencia fluvial, ha sido interpretado como un límite de secuencia denominado LR, y se definió en este estudio como un contacto erosivo, en el cual se depositó una secuencia transgresiva constituida por apilamientos de 5 secuencias estratigráficas.

El Miembro Lagunillas Inferior se ha interpretado como un sistema de canales fluviales anastomosados. El contacto basal, con la Formación la Rosa, es erosivo discordante y constituye un límite de secuencia. La presencia de minerales tales como siderita pirita y hematitas en el Miembro Lagunillas Inferior está relacionada a procesos diagenéticos afines a la formación de suelos, los cuales son procesos muy comunes de ambientes continentales de tipo fluvial. Los canales de arenas que caracterizan el Miembro Lagunillas Inferior son discontinuos, pero presentan coalescencia lateral, intercalados con las facies de llanura aluvial y hacia el tope de cada ciclo se observa una cierta influencia marina.

Modelo petrofísico.

Los tipos de distribución de los minerales de arcillas presentes en el yacimiento LL-03 son principalmente disperso y estructural. Por lo observado en los

análisis de Petrografía el principal modo de distribución de arcilla reconocido utilizando técnicas petrográficas es del tipo disperso.

El tipo disperso de distribución de arcillas reduce la porosidad y la permeabilidad de las rocas debido a que los minerales de arcilla se encuentran adheridos y/o revistiendo los granos de la matriz así como también relleno el espacio poral de las rocas. Asimismo incrementa los valores de saturación de agua de las zonas evaluadas en el yacimiento debido a que los minerales de arcilla absorben agua en mucha mayor cantidad.

Comportamiento dinámico.

Para Septiembre 2001, el yacimiento tiene una tasa de producción de 30.0 MBLS/D, lo cual representa el 35% de la producción total de la segregación Rosa Mediano, cuenta con 340 pozos productores activos y 62 inyectores activos. La presión ha sido agotada en un 70% y sus reservas actuales recuperables actuales son de 394.6 MBLS, razón por la cual es necesario establecer y desarrollar nuevos proyectos de inyección y mejorar los existentes. La caracterización del yacimiento LL-03 ha permitido la definición de dos unidades principales de explotación, que son la formación Lagunillas con un crudo de 18 °API y la formación La Rosa con un crudo de 23 °API. y la Conceptualización de un proyecto de inyección de agua mediante pozos multilaterales

Las presiones originales calculadas para las unidades Lagunillas y La Rosa fueron 1440 y 1770 Lpc, respectivamente, con una profundidad de referencia de 2900 y 3140 pies, respectivamente. Para la fecha actual se estima que la presión del yacimiento LL-03 es de unas 450 Lpc.

Dado los rangos de presiones encontrados a lo largo del yacimiento en el último estudio realizado, se identificaron seis áreas con diferentes comportamientos de presión.

En cuanto a la unidad La Rosa se observó un comportamiento muy parecido al de Lagunillas, donde vale destacar que el pozo PB_99A presenta una presión estática de 1711 lpc @ 3140' para Abril 1939 ($P_i=1770$ lpc), La caída de presión fue desde los 1770 hasta 480 lpc(1979), año en el cual se implanta el

proyecto de inyección de agua Fase I, en el cual solo se inyectó en la unidad La Rosa, logrando este no solo recuperar las reservas remanentes estimadas para el área, si no también lograr mantener los niveles de energía hasta la fecha actual, calculados en unas 400 lpc de la formación la Rosa.

CAPITULO VI RECOMENDACIONES.

Estudio de Factibilidad Económica.

Se recomienda en futuros estudio la utilización de los indicadores estáticos que no consideran el valor del dinero en el tiempo como: Flujo de Caja Neto (FCN) y el periodo de recuperación de la inversión como una evaluación preliminar a fin de determinar en una primera instancia, la posible conveniencia de ejecutar el proyecto.

En cuanto a los indicadores dinámicos que consideran el valor del dinero en el tiempo, se recomiendan igualmente realizar el cálculo de la tasa interna de retorno modificada y el periodo de recuperación dinámico. Estos dos indicadores resulta ser muy útil como complemento del VPN y de la TIR.

Estudio Integrado de Yacimiento: Reactivación del Yacimiento LL-O3, pozo TJ-763.

- Evaluar el tiempo de vida funcional de un empaque con grava, tanto convencional como pre-empacado.
- Ejecutar pruebas de análisis granulométrico antes de la implementación de un método de control de arena y no extrapolar resultados de un pozo a otro o de una arena a otra.
- Utilizar los métodos de Schwartz⁸⁷ o Saucier⁸⁸ para el cálculo del tamaño de la grava a utilizar en los empaques, ya que estas toman en consideración el grado de uniformidad de la formación y la distribución total de los granos.

⁸⁷ Metodo de Schwartz (Para el criterio de selección del tamaño de la grava): Primero calcula si la arena de formación es uniforme o no; el coeficiente de uniformidad "C" está definido como la relación del cuarenta (D40) percentil sobre el noventa (D90) percentil ($C = D40/D90$), luego si el coeficiente (C) es menor de tres (3) la arena será uniforme, pero si el factor C está entre cinco (5) y diez (10) no es arena uniforme, y si es mayor o igual a diez (10) entonces es extremadamente no uniforme. Schwartz recomienda un factor de seis (6) para un diseño óptimo y ocho (8) como una consideración máxima, por el D10 percentil de la arena si esta es uniforme, por el D40 percentil para arenas no uniformes y por el D70 percentil si es demasiado no uniforme.

⁸⁸ Método de Saucier (Para el criterios de selección del tamaño de la grava): Este es el método más usado, el trabajo de Saucier parte de la premisa básica de que el control óptimo de la arena se logra cuando el tamaño medio de arena del empaque no es más de seis (6) veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación (D50); él se basó en una serie de experimentos con flujo a través de núcleos, donde la mitad del núcleo estaba constituido por grava de empaque y la otra mitad era arena de formación. Luego modificó el rango comprendido entre dos (2) y diez (10), para determinar con exactitud cuál era el control óptimo de arena.

- Elaborar un estudio detallado de los yacimientos con la finalidad de verificar que los datos que se encuentran en los estudios más recientes (al año 2000) sean validados.
- Reconstruir las historias de pozos y los sumarios de producción, para minimizar las inconsistencias encontradas.
- Realizar un estudio de la funcionalidad de la bomba de cavidad progresiva en todos los pozos a reacondicionar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ary, Jacobs y Razavieh (1993). Introducción a la investigación pedagógica. México: Segunda Edición, Editorial McGraw Hill Interamericana
- Arias, F (1999). El proyecto de investigación: guía para su elaboración. Caracas: Segunda Edición, Editorial Episteme.
- Balestrini, M (2006). Cómo se Elaboran el Proyecto de Investigación (Para los Estudios Formulativos o Exploratorios, Descriptivos, Diagnósticos, Evaluativos, Formulación de Hipótesis Causales, Experimentales y los Proyectos Factibles). Caracas: Séptima Edición, Editorial BL Consultores Asociados.
- Baptista, C., Fernández C., & Sampieri R (2.006). Metodología de la Investigación. México: Cuarta Edición, McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A de C.V.
- Barberii, Efraín. "El Pozo Ilustrado". Ediciones FONCIED. Primera edición en CD-ROM. Caracas, 1998. Pág. 150-153, 192-193
- Blanco, A (2006). Formulación y Evaluación de Proyecto. Caracas: Quinta Edición, Editorial Texto C.A.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). "Completación y reacondicionamiento de pozos". Segunda versión. Mayo, 1997. Cap. 6, Pág. 1-17.
- Constitución de la Republica Bolivariana de Venezuela (Gaceta Oficial N° 36.860 del 30 – 12 – 1999).
- Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial N° 37323 del 13 - 11 – 2001).
- Díaz, Cristian y Díaz, Yoslery. "Diagnóstico del problema de producción de arena y Desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el Área Mayor de Socororo". Trabajo Especial de Grado. Caracas, Abril 2002. Pág. 22-36, 40-44, 50-53
- Essenfeld, Martin. "Sistema Pozos/Yacimiento". Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Julio, 1995. Cap. 3, Pág. 1-13
- Gerencia de Evaluaciones Económicas, Financieras y Costos de Corpoven, S.A. (1995). Evaluación Económica de Proyectos. Caraca: Única edición.

Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Gaceta Oficial N° 36.793 de fecha 23 de septiembre de 1999).

Ley Orgánica de Planificación (Gaceta Oficial N° 5.554 de fecha 13 de noviembre de 2001).

Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2001 – 2007.

Manual de Diseño de Proceso de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Mixtas (1997).

Manual de Estimación de Costos de PDVSA y sus Empresas Mixtas (1996).

Manual de Estudios Integrados de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Mixtas (2009).

Manual de Ética que rige PDVSA y sus Empresas Mixtas (2006).

Manual de Finanzas Corporativas de PDVSA y sus Empresas Mixtas (1986).

Manual de Lineamiento de Evaluación Económicas de Proyecto de Inversión de Capital de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Mixtas (2012).

Manual de Perforación de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Mixtas (2009).

Manual de Políticas de Seguridad de Información (PSI) que rige a PDVSA y sus Empresas Mixtas (2006).

Manual de Proyecto de Inversión de PDVSA y sus Empresas Mixtas (1999).

Marques, David y Rondón, María. “Estudio para el mejoramiento de la productividad de los pozos del área mayor de Socororo, mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial”. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Octubre 2002. Pág. 41-42, 47-48.

Normas de Protección de Activos de información (PAI) de PDVSA (2006).

Peñaranda, Juan y TREJO, Ely. “Estudio y diseño de esquemas de completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo”. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Noviembre 2002. Pág. 32-35, 149-168, 171-175

Santaella, Z (2.003). Guía para la elaboración formal de reportes de investigación. Caracas: Primera edición, Editorial Universidad Católica “Andrés Bello”

Universidad Central de Venezuela Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Petróleo. “Completación y Reacondicionamiento”.

Anexos.

**ANEXO I.
GLOSARIO DE TERMINOS.**

1. **Análisis PVT:** Es un método que consiste en tomar una muestra de fluidos del yacimiento con el fin de determinar las características termodinámicas, el tipo de fluidos y la composición del mismo, haciendo variaciones con los parámetros de presión, volumen y temperatura. Los estudios PVT se realizan para simular, en el laboratorio, el comportamiento de los fluidos del yacimiento durante las etapas de explotación del mismo. La mayoría de las pruebas son experimentos de agotamiento, donde la presión de una fase homogénea es disminuida en etapas sucesivas, removiendo parte del volumen de fluido del recipiente que lo contiene. La reducción de presión ocasiona la formación de una segunda fase, excepto en mezclas de gas seco o húmedo. Un aspecto importante de las pruebas PVT es la determinación de la composición del fluido a analizar. Dicha composición se realiza para ambas fases: líquido y gas, a través de la técnica de cromatografía o, en algunos casos, se determina la composición del gas por cromatografía y la del líquido por análisis de parafinas-nafténicos-aromáticos (PNA) y destilación simulada.
2. **Área:** División geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y producción.
3. **Área Geológica – Geográfica:** Es una superficie delineada convencionalmente de manera que cubre una provincia geográfica definida por sus características geológicas de estructura, litología, tipos de acumulaciones petrolíferas, etc. Puede ser separada de sus adyacentes de una manera individual y su extensión territorial es determinada convencionalmente pero debe ser mapeable en escalas convencionales.
4. **Base de Datos Corporativa FINDER:** Es la Base de Datos Oficial de Exploración y Producción que ofrece almacenamiento en línea de información corporativa, datos tales como: registros de pozos, datos de desviaciones, datos de estratigrafía, datos de sísmica y de producción.

5. **Buzamiento:** Es el ángulo de inclinación que presentan las capas geológicas con respecto a un plano horizontal, y debe ir acompañado por el sentido hacia donde baja el plano. Representa el sentido u orientación de la inclinación de los estratos en un relieve de plegamiento formado en rocas sedimentarias, que son las que se disponen en forma de capas o estratos.
6. **Campos de Hidrocarburos:** Es un área (proyectada en la superficie), que contiene un yacimiento o varios yacimientos agrupados o relacionados entre sí, con la misma estructura geológica o condición estratigráfica. Pueden haber dos o más yacimientos en un campo que estén separados verticalmente, mediante una roca impermeable, o lateralmente por barreras geológicas locales, o ambos. Generalmente, los campos son definidos o delimitados por las autoridades oficiales. La definición de campo se utiliza para agrupar los pozos y yacimientos para fines operacionales y de organización, y facilitan la elaboración de informes o reportes para el control y análisis de los datos oficiales de producción y de reservas de hidrocarburos de los yacimientos.
7. **Compactación:** Es el fenómeno de reducción del espesor de una formación productora o yacimiento, donde se afectan la porosidad y la permeabilidad de las rocas sedimentarias, ocasionado por el peso de los estratos suprayacentes (presión de sobrecarga) o por la declinación de la presión interna del yacimiento, como consecuencia de la extracción de fluidos, o ambos.
8. **Compatibilidad de Fluidos:** Estudiar la compatibilidad entre fluidos del yacimiento y el fluido a inyectar es importante ya que de esto depende la posibilidad de reducir la porosidad y por ende la permeabilidad del yacimiento por precipitación de asfaltenos, producción de escamas, etc. El caso de precipitación de asfaltenos, puede suceder bien sea por caída de presión en el yacimiento o por incompatibilidad entre el crudo de la formación y el gas de inyección. En ambos casos se realizan pruebas de desplazamiento bien sea comenzando por la presión original

o actual del yacimiento, depende del caso y realizar el desplazamiento a diferentes presiones hasta conseguir la mínima presión en la cual la precipitación de asfaltenos no causa una disminución considerable en el factor de recobro. En el caso de compatibilidad entre fluidos, se evalúan distintos gases y se determina tanto la caída de presión como el recobro con cada uno de los gases estudiados.

9. **Completación o Terminación de Pozos:** Es el proceso mediante el cual se asigna la clasificación final de un pozo, básicamente: pozo seco, productor, o inyector. Un pozo seco se completa taponado y abandonado. Un pozo clasificado como productor es completado con sartas de tubería, equipos y accesorios que se introducen en el pozo al concluir el proceso de perforación, que permite transportar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie; mientras que un pozo inyector se completa con equipos y accesorios para introducir fluidos dentro del yacimiento desde la superficie. El pozo productor como el inyector también requieren de facilidades de superficie para producción o inyección de fluidos, según sea el caso.
10. **Coordenada UTM:** El sistema de coordenadas utilizado en la proyección UTM, recibe el nombre de coordenadas UTM, y siempre vienen expresadas en metros. La proyección UTM consta de un conjunto de coordenadas planas, que cubren la superficie de la tierra comprendida entre los 80° de latitud sur y los 84° de latitud norte. Esta superficie se divide en 60 porciones denominadas husos, van numerados del 1 al 60. Se expresa en coordenadas Norte y Este.
11. **Crudos Extrapesados:** Crudos con gravedad °API muy baja (menor o igual que 9,9°).
12. **Crudos Livianos:** Crudos con gravedad °API alta (entre 30° y 39,9°).
13. **Crudos Medianos:** Crudos con gravedad °API intermedia (22–29,9°).
14. **Crudos Pesados:** Crudos con gravedad °API baja (entre 10° y 21,9°).
15. **Cuenca Geológica:** Se vincula al concepto de cuenca sedimentaria por ser el más general, entendiéndose por Cuenca Sedimentaria una gran

depresión estructural que en el transcurso del tiempo geológico aloja una continua deposición de sedimentos, cuando en sus partículas se encuentra petróleo es una cuenca petrolífera.

16. **Datos Petrográficos:** Son datos que caracterizan a las formaciones geológicas, obtenidos de los análisis de núcleos, tales como: secciones finas, microscopía electrónica de barrido, entre otras. Los datos petrográficos más importantes son: Porosidad, tipo de roca (de acuerdo a las clasificaciones más conocidas), litología, fabrica, rango del tamaño del grano, grado de compactación, escogimiento, tipo de matriz, tipo de cemento, tipos de porosidad, entre otras.
17. **Distrito:** División geográfica de menor escala donde se realizan las operaciones de Exploración y Producción.
18. **Edad Geológica:** Intervalo de tiempo geológico correspondiente a la unidad cronoestratigráfica Piso.
19. **Época Geológica:** Intervalo de tiempo geológico correspondiente a la unidad cronoestratigráfica.
20. **Era Geológica:** Intervalo de tiempo geológico correspondiente a la unidad cronoestratigráfica Eratema.
21. **Exploración Petrolera:** Es el proceso inicial de la industria petrolera que tiene como objetivo primordial la búsqueda y reconocimiento de estructuras geológicas (trampas), en las cuales pudieran haberse acumulado los hidrocarburos. La exploración se apoya en métodos que aportan la geología, la geofísica y la geoquímica.
22. **Factor de Recobro Actual:** Es la fracción del POES que representa las Reservas Producidas (N_p), tal y como se muestra en el esquema de la Figura 18.

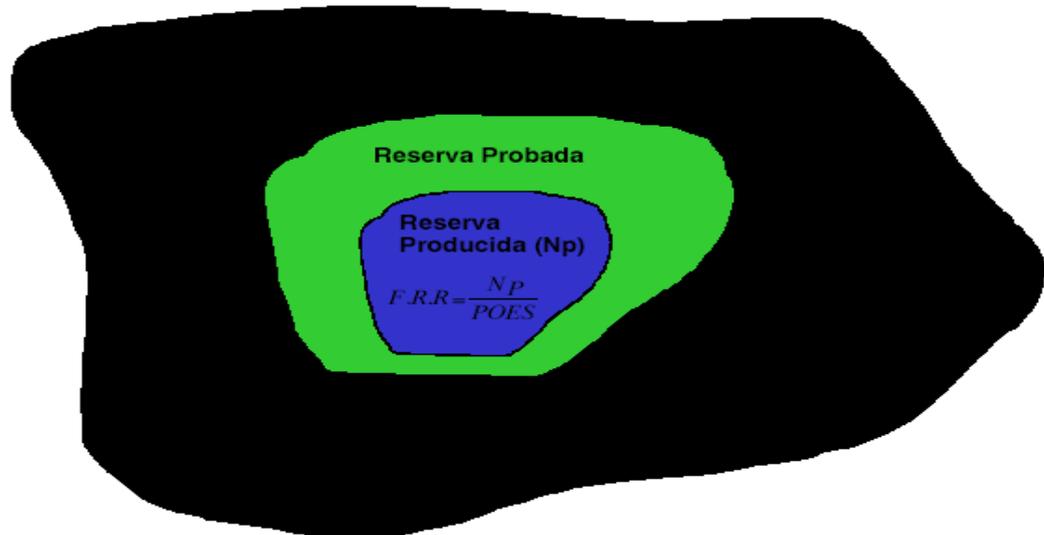


Figura 18: Esquema del factor de recobro actual.

Fuente: Tomado del Manual de Estudios Integrados de Yacimientos. (Norma PDVSA N°: EIY-01-01-00: Glosario).

23. **Factor de Recobro Esperado o Total / Recobro Final:** Es la fracción o porcentaje del volumen de hidrocarburos originalmente existente en un yacimiento, que representa las reservas potencialmente recuperables o máximo volumen que se puede extraer de manera rentable, tal y como se muestra en el esquema de la Figura 19.

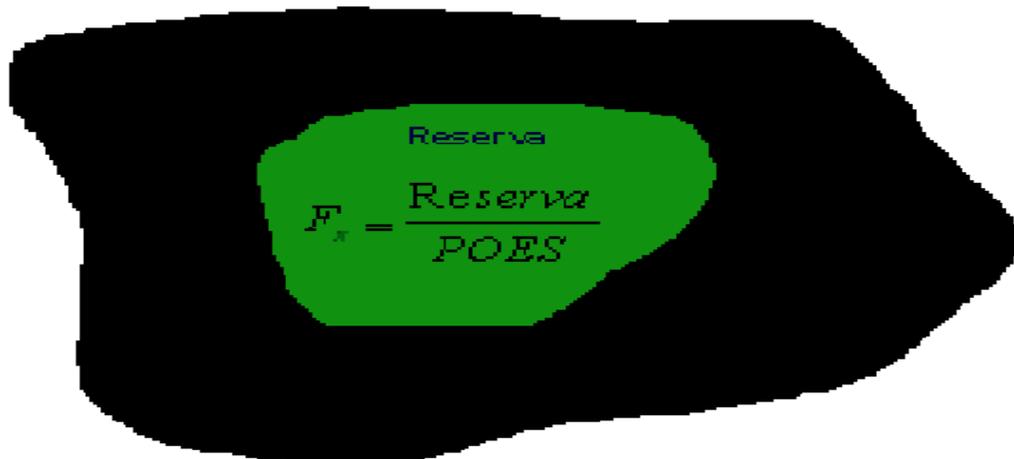


Figura 19: Esquema del factor de recobro real.

Fuente: Tomado del Manual de Estudios Integrados de Yacimientos (Norma PDVSA N°: EIY-01-01-00: Glosario).

24. **Fallas:** Superficie o zona de roca a lo largo de la cual un cuerpo rocoso ha sufrido un desplazamiento, con respecto a otro.
25. **Formación Geológica:** Unidad formal fundamental de la clasificación litoestratigráfica; es un conjunto de estratos de rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas.
26. **Fracturas:** Canales de flujo en la roca rota.
27. **Fósiles:** Son restos de organismos que vivieron en determinado tiempo y ambiente, los cuales han quedado preservados en las rocas sedimentarias. El tamaño de los fósiles es muy variable. Las condiciones de fosilización son muy variables, por lo cual se encuentran partes duras y partes blandas de los organismos, así como sus huellas.
28. **GOES:** Gas Original en Sitio.
29. **Gravedad API:** Unidad de medida de la calidad y tipo de crudo creada por la American Petroleum Institute (API), que denota la gravedad específica del crudo con respecto a la del agua. Un crudo de 10° API tiene la misma densidad y peso específico que la del agua (Gravedad API= $141,5/\text{Gravedad específica del petróleo} - 131,1$).
30. **Latitud Geográfica:** Distancia angular entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el ecuador. La latitud se mide por métodos satelitales.
31. **Longitud Geográfica:** Ángulo que forma el plano del meridiano de un lugar con el plano del meridiano origen. La diferencia de hora entre el meridiano de un lugar y el de Greenwich permite establecer la longitud de ese lugar. La longitud se mide por métodos satelitales.
32. **Mapa Estructural:** Es un sistema de representación gráfica de información o datos de índole geológica, acotados éstos por parámetros definidos. Resulta de proyectar sobre un plano los siguientes valores: Extensión de los distintos rasgos tectónicos y estructurales y Relaciones geológicas – diversas – existentes.
33. **Modelo de Datos:** El Modelo de Datos constituye la fase primaria que se desarrolla previamente antes de la construcción de los Modelos

Estático y Dinámico, que se generan a partir de la caracterización integrada de los Yacimientos. Es el conjunto de consideraciones y valoraciones que comprende la organización, validación y certificación de los datos relacionados con propiedades, características y registros, que se generan con la actividad de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, perforación y producción de pozos, condiciones ambientales o geográficas, entre otros, existentes en las bases de datos corporativas. La conformación del modelo de datos también considera la planificación de la captura de aquellos datos requeridos para la realización de los Estudios integrados de Yacimientos. El Modelo de datos contempla, además, una evaluación de la certidumbre que presentarán los Modelos Estáticos y Dinámicos de Yacimientos, según la calidad y cantidad de los datos disponibles, lo cual permitirá tomar decisiones sobre el alcance y objetivos de los Estudios de Yacimientos; todo esto conformado en un Documento de Soporte de Decisiones (DSD).

34. **Modelo Dinámico de Yacimientos:** Describe el movimiento de los fluidos en el yacimiento, partiendo del modelo estático, el análisis de los datos dinámicos (la historia de producción, presión, inyección y eventos de pozos), análisis PVT (propiedades de los fluidos), análisis especiales de núcleos (permeabilidades relativas, presiones capilares), entre otros; para definir los mecanismos de producción, validar el volumen de fluidos en sitio (POES, GOES), estimar la eficiencia de barrido y finalmente generar el estudio de Simulación Numérica, mediante el cual se estiman las condiciones actuales del yacimiento (avance de contactos de fluidos, distribución de saturación y presión), se visualizan oportunidades para la ubicación de nuevos puntos de drenaje, diseño de estrategias de explotación.
35. **Modelo Estático:** Constituye el Modelo Geológico Integrado de un yacimiento, representado en forma gráfica y numérica, como producto de la caracterización integrada de los yacimientos, donde convergen los

datos e información Geofísica, Geológica, Estratigráfica, Sedimentológica, Petrofísica, Geomecánica, distribución, propiedades y comportamiento de los fluidos y presiones presentes en las formaciones geológicas. El término “Modelo Estático” se le atribuye a la representación ideal del yacimiento a las condiciones originales o vírgenes en las que fue descubierto, conformado por los datos que caracterizan la roca recipiente y los fluidos contenidos en ella originalmente, en forma estática, es decir, sin movimiento de fluidos, sin producción.

36. **Modelo Petrofísico:** Es un modelo que expresa la relación existente entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de gargantas de poros. Cada modelo Petrofísico de un campo establece la ecuación de radio de garganta de poros representativa del yacimiento.
37. **Oil Field Manager (OFM):** Es una poderosa aplicación con un conjunto de herramientas, para la administración y monitoreo de datos de producción de petróleo, agua y gas. OFM permite usar una variedad de datos para identificar tendencias, localizar problemas y predecir la producción.
38. **Plan Siembra Petrolera:** Se entiende como resultados económicos favorables de un programa o proyecto, aquellos indicadores que superen los mínimos exigidos por PDVSA, o que su ejecución, comparada contra la alternativa de no hacerlo, sea la opción menos costosa para la Corporación, sin perjuicio de la Nación.
39. **POES:** Petróleo original en sitio.
40. **Porosidad:** Es una propiedad de la roca y es definida como el porcentaje del volumen poroso de la roca referente al volumen total de la misma. Esta es expresada en porcentaje y de acuerdo a que tanto por ciento tengamos de porosidad podremos saber que tanto fluido puede almacenar dicha roca.
41. **Pozo Direccional:** Para este tipo de pozos las coordenadas del objetivo en el subsuelo son diferentes a las del pozo en superficie.

42. **Pozo Horizontal:** Este tipo de pozos se perfora con una dirección paralela a la arena productora y puede llegar a la horizontalidad.
43. **Pozo Multilateral:** Este tipo de pozos cuenta con varios brazos o hoyos ramificados a partir del hoyo principal u original que producen del mismo o de diferentes yacimientos.
44. **Pozo Vertical:** Para este tipo de pozos las coordenadas del objetivo en el subsuelo son iguales a las del pozo en superficie.
45. **Recuperación Primaria:** Es la extracción de hidrocarburos de los yacimientos, utilizando solamente la energía natural disponible en los yacimientos, para mover los fluidos hacia los pozos productores, mediante la expansión de los fluidos, compactación de la roca, desplazamiento por gas en solución, influjo de agua, expansión de capa de gas o drenaje por gravedad.
46. **Recuperación Secundaria:** Es implementada cuando la energía natural del yacimiento ha descendido a niveles donde el recobro de petróleo no es económico. En este caso se incrementa la energía del yacimiento de manera artificial inyectando agua o gas hidrocarburo (gas natural).
47. **Ripio:** Material que corta la barrena durante la perforación de la roca.
48. **Roca:** Material constituido como un sólido cohesionado formado por uno o más minerales los cuales forman parte esencial en los yacimientos. Las rocas suelen ser materiales duros, pero también pueden ser blandas.
49. **Roca-Madre:** Roca con contenido orgánico que se transforma en petróleo.
50. **Trampa Geológica:** Es una estructura geológica en el subsuelo que permite la acumulación de hidrocarburos en un medio poroso y permeable (almacén), confinado por barreras de permeabilidad al flujo de fluidos (sello) y se clasifican en Trampas Estructurales, Estratigráficas y Mixtas o Combinadas.
51. **Unidad de Explotación:** Son elementos representativos del volumen total del yacimiento en los cuales las propiedades geológicas y

petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes a las propiedades de otros volúmenes de rocas.

52. **Unidad de Negocio:** Organizaciones independientes, cuya misión es la Exploración, Explotación y Producción de las áreas de operación en Venezuela.
53. **Viscosidad:** Propiedad de un fluido, la cual representa o mide su resistencia al flujo. Es la medida de la resistencia que ofrece un fluido a moverse. La medida común métrica de la viscosidad absoluta es el Poise, que es definido como la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela a la velocidad de 1 cm por segundo, con las superficies separadas por una película lubricante de 1 cm de espesor.
54. **Yacimiento:** Es una formación rocosa en el subsuelo, porosa y permeable, que contiene una acumulación natural de hidrocarburos movibles, en estado líquido o gaseoso, o ambos, de volumen limitado, confinado por una roca impermeable, y se caracteriza por presentar un único sistema de presiones.

**ANEXO II:
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.**



CAPACIDAD INSTALADA Y UTILIZADA							
(Expresado en barriles de producto)							
	Base de Calculo	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
VOLUMEN DE PRODUCCION							
Capacidad Instalada							
en porcentaje	100,00%		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
en barriles por día	320		320	320	320	320	320
en barriles por año	116.800		116.800	116.800	116.800	116.800	116.800
Capacidad utilizada							
en porcentaje	60,00%		60,00%	65,00%	70,00%	75,00%	80,00%
en barriles por día			192	208	224	240	256
en barriles por año			70.080	75.920	81.760	87.600	93.440
Perdida en el proceso	10,00%		-7.008	-7.592	-8.176	-8.760	-9.344
Capacidad utilizada neta							
			63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Productos para la venta							
Propano liquido	36,00%		22.706	24.598	26.490	28.382	30.275
Petroleo	64,00%		40.366	43.730	47.094	50.458	53.821
PRODUCCION TOTAL (m3)							
			63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
OP Parametros							
Tec	Porcentaje de cap. Instalada por año	100,00%	de la capacidad total de la empresa				
Tec	Barriles de capacidad instalada por día	320	barriles bruto por día				
Tec	Porcentaje cap. Utilizada 2do. Año	60,00%	de la capacidad instalada				
Tec	Incremento anual de la cap. Utilizada	5,00%	de incremento anual				
Tec	Perdida promedio en el proceso	10,00%	de perdida de material bruto extraído				
Tec	Porcentaje de propano liquido	36,00%	del propano liquido neto extraído				
Tec	Porcentaje petroleo	64,00%	del petroleo neto extraído				
Tec	Tornos de trabajo diario	1	turno de trabajo por día				
Tec	Dias laborables por mes	30	días laborables por mes				
Tec	Meses por año	12	meses por año				
Tec	Dias laborables por año	365	días laborables por año				

Tabla 7: Capacidad Instalada y utilizada de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



ELEMENTOS DE INFRAESTRUCTURA Y ESTRUCTURA				
(Expresado en bolívares)				
	Unidad Utilizada	Unidades Totales	Costo Unitario	Costo Total
Obras civiles:				
Terreno	hectarea	0	0	0
Galpon	metro2	0	0	0
Nivelacion de terreno y urbanismo	hectarea	2	113.750	227.500
Losa de anclaje de la maquinaria	metro3	75	135.000	10.125.000
Costo de las obras civiles				10.352.500
Instalaciones civiles:				
Cerca ciclos	metro	650	13.500	8.775.000
Galpon de almacenaje de matreiales	c/u	8	22.500	180.000
Galpon de taller mecanico	metro2	40	11.750	470.000
Galpon de vestuarios y aseos	metro2	40	12.250	490.000
Galpon de oficinas	metro2	100	11.750	1.175.000
Costo de instalaciones civiles				11.090.000
Instalaciones electricas:				
Transformadores	c/u	3	95.000	285.000
Tendido electrico	c/u	1	75.000	75.000
Iluminacion periferica	c/u	1	116.750	116.750
Costo de instalaciones electricas				476.750
Equipo auxiliar				
Compresor de aire	c/u	1	45.000	45.000
Torno	c/u	1	65.000	65.000
Fresadora	c/u	1	55.000	55.000
Montacargas movil	c/u	1	45.000	45.000
Equipo de soldadura	c/u	1	8.750	8.750
Gato hidraulico	c/u	1	12.250	12.250
Equipo de herramientas	c/u	1	7.500	7.500
Costo del equipo auxiliar				238.500
Costo del mob. y equipo de oficina				75.000
OP Parametros				
Tec	Obras civiles			
Tec	Instalaciones civiles			
Tec	Instalaciones electricas			
Tec	Equipo auxiliar			
Tec	Mobiliario y equipo de oficina			

Tabla 8: Elemento de Infraestructura y estructura de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



MAQUINARIAS Y EQUIPOS DE PRODUCCION												
Cod.	Descripción	Costo Total en Planta de Italia		Costo de Embalaje US\$	Traslado a Pto. Italia US\$	Costo FOB Pto. Italiano US\$	Transporte y Seguro US\$	Costo CIF Puerto Venezolano		Costo de Aduana Bs. F	Transporte a Planta Bs. F	Costo Total en Planta Bs. F
		Euros	US\$					US\$	US\$			
3	Motores de Potencia	74.212	98.093	2.207	1.717	102.017	17.853	119.870	515.442	12.886	23.195	551.523
3	Generadore de Potencia	67.432	89.132	2.005	1.560	92.697	16.222	108.919	468.351	11.709	21.076	501.136
3	Carreto de Guaya	117.264	155.000	3.487	2.712	161.200	28.210	189.409	814.461	20.362	36.651	871.473
4	Bloque viajero	66.487	87.883	1.977	1.538	91.398	15.995	107.392	461.787	11.545	20.780	494.113
5	Fluido de Completacion	51.374	67.906	1.528	1.188	70.622	12.359	82.981	356.820	8.920	16.057	381.797
5	Mesa Giratoria	71.959	95.115	2.140	1.665	98.920	17.311	116.231	499.793	12.495	22.491	534.779
6	Doghouse	46.948	62.056	1.396	1.086	64.538	11.294	75.832	326.079	8.152	14.674	348.904
7	Cementacion	50.038	66.140	1.488	1.157	68.786	12.038	80.823	347.540	8.689	15.639	371.868
8	Bomba de Lodo	24.211	32.002	720	560	33.282	5.824	39.107	168.158	4.204	7.567	179.929
9	Sistema de Lodo	53.266	70.407	1.584	1.232	73.223	12.814	86.037	369.961	9.249	16.648	395.858
10	Tanque de Lodo	39.707	52.485	1.181	918	54.584	9.552	64.136	275.786	6.895	12.410	295.091
11	Mezcladores	54.234	71.687	1.613	1.255	74.554	13.047	87.601	376.684	9.417	16.951	403.052
12	Separador de gas de lodo	30.990	40.963	922	717	42.601	7.455	50.056	215.242	5.381	9.686	230.309
13	Cañonero	55.180	72.937	1.641	1.276	75.854	13.275	89.129	383.254	9.581	17.246	410.082
13	Cabezal y arbol de navidad	67.267	88.914	2.001	1.556	92.470	16.182	108.652	467.205	11.680	21.024	499.909
14	Empaque de grava y liner ranurado	68.760	90.887	2.045	1.591	94.522	16.541	111.064	477.575	11.939	21.491	511.005
14	Encuelladero	75.200	99.399	2.236	1.739	103.375	18.091	121.466	522.304	13.058	23.504	558.865
15	Estructura	53.727	71.016	1.598	1.243	73.857	12.925	86.782	373.163	9.329	16.792	399.284
Total M y E importados		1.068.256	1.412.021	31.770	24.710	1.468.502	256.988	1.725.489	7.419.604	185.490	333.882	7.938.977
1	Equipo de Izamiento											915.000
2	Tubulares y Accesorios											705.000
16	Control electrico											224.500
17	Tuberias de alimentacion y desague											53.000
18	Instalacion civil y electrica de la motobomba y de la tuberia de alimentacion y desague											37.500
Total Maquinaria y Equipos de produccion nacionales												1.935.000
TOTAL MAQUINARIA Y EQUIPOS DE PRODUCCION												9.873.977
OP Parametros												
Tec	Tasas de cambio utilizadas											
Tec	1 euro	1,3218	US\$							2,25% del costo en planta Belorussia		
Tec	1 US\$	4,30	Bs. F por US\$							1,75% del costo en planta Belorussia		
										17,50% del costo FOB en puerto Belorussia		
										2,50% del costo CIF en puerto venezolano		
										4,50% del costo CIF en puerto venezolano		

Tabla 9: Maquinarias y equipos de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



ESTUDIOS Y PROYECTOS					
(Expresado en bolívares)					
		Unidad Utilizada	Unidades Totales	Costo Unitario	Costo Total
Ingeniería del proyecto					
	Estudio de yacimiento	Estudio	1	225.000	225.000
	Estudio de reactivacion	Estudio	1	145.000	145.000
Costo de la ingeniería del proyecto					370.000
	Costo del estudio de factibilidad	Estudio	1	152.000	152.000
OP Parametros					
Tec	Estudio de yacimiento				
Tec	Estudio de reactivacion				
Efi	Estudio de factibilidad				

Tabla 10: Estudios y proyectos de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



INVERSION TOTAL									
(Expresado en bolívares)									
	PRIMER AÑO			SEGUNDO AÑO			INVERSION TOTAL		
	Aporte Propio	Aporte de Terceros	Aporte Total	Aporte Propio	Aporte de Terceros	Aporte	Aporte Propio	Aporte de Terceros	Aporte Total
Activos Fijos									
Obras Civiles	10.352.500		10.352.500			0	10.352.500	0	10.352.500
Instalaciones civiles	11.090.000		11.090.000			0	11.090.000	0	11.090.000
Instalaciones electricas	476.750		476.750			0	476.750	0	476.750
Equipo auxiliar			0	238.500		238.500	238.500	0	238.500
Maq y equipos importados		7.938.977	7.938.977			0	0	7.938.977	7.938.977
Maq y equipos nacionales	315.000		315.000		1.620.000	1.620.000	315.000	1.620.000	1.935.000
Mob y equipos de oficina			0	75.000		75.000	75.000	0	75.000
A Total Activos Fijos	22.234.250	7.938.977	30.173.227	313.500	1.620.000	1.933.500	22.547.750	9.558.977	32.106.727
Otros Activos									
Costo financiero del credito	922.716		922.716			0	922.716	0	922.716
Ingenieria del proyecto	370.000		370.000			0	370.000	0	370.000
Estudio de factibilidad	152.000		152.000			0	152.000	0	152.000
Instalacion y montaje	158.780		158.780			0	158.780	0	158.780
Pruebas en caliente	964		964			0	964	0	964
Varios	754.331		754.331	48.338		48.338	802.668	0	802.668
B Total Otros Activos	2.358.790	0	2.358.790	48.338	0	48.338	2.407.127	0	2.407.127
C TOTAL ACTIVOS (A+B)	24.593.040	7.938.977	32.532.016	361.838	1.620.000	1.981.838	24.954.877	9.558.977	34.513.854
D Capital de Trabajo				-407.380		-407.380	-407.380	0	-407.380
E INVERSION TOTAL (C+D)	24.593.040	7.938.977	32.532.016	-45.542	1.620.000	1.574.458	24.547.497	9.558.977	34.106.474
F Distribucion porcentaje	75,60%	24,40%	95,38%	-2,89%	102,89%	4,62%	71,97%	28,03%	100,00%
OP Parametros									
Tec Meses por año			12 meses						
Tec Costos de instalacion y montaje			2,0% del valor total de la maquinaria y equipos importados						
Tec Costo de pruebas en caliente			0,5 mes del costo anual de materia prima del 1° año de operación						
Efi Porcentaje de gastos varios			2,50% del total de activos fijos adquiridos en cada año de inversion						

Tabla 11: Inversión total de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



DEPRECIACION Y AMORTIZACION								
(Expresado en bolívares)								
	Valor de los Activos	Años de Dep/Am						
			Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
Depreciacion								
Obras civiles	10.352.500	5		2.070.500	2.070.500	2.070.500	2.070.500	2.070.500
Instalaciones civiles	11.090.000	5		2.218.000	2.218.000	2.218.000	2.218.000	2.218.000
Instalaciones electricas	476.750	5		95.350	95.350	95.350	95.350	95.350
Equipo auxiliar	238.500	3		79.500	79.500	79.500		
Maq y equipos importados	7.938.977	7		1.134.140	1.134.140	1.134.140	1.134.140	1.134.140
Maq y equipos nacionales	1.935.000	7		276.429	276.429	276.429	276.429	276.429
Mobiliario y equipo de oficina	75.000	5		15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
Total Depreciacion	32.106.727			5.888.918	5.888.918	5.888.918	5.809.418	5.809.418
Amortizacion								
Costo financiero del credito	922.716	5		184.543	184.543	184.543	184.543	184.543
Ingenieria del proyecto	370.000	5		74.000	74.000	74.000	74.000	74.000
Estudio de factibilidad	152.000	5		30.400	30.400	30.400	30.400	30.400
Instalacion y montaje	158.780	3		52.927	52.927	52.927		
Pruebas en caliente	964	3		321	321	321		
Varios	802.668	3		267.556	267.556	267.556		
Total Amortizacion	2.407.127			609.747	609.747	609.747	288.943	288.943
TOTAL DEPREC Y AMORTIZACION	34.513.854			6.498.665	6.498.665	6.498.665	6.098.361	6.098.361
OP Parametros								
Efi Metodo de calculo utilizado	Linea recta							
Efi Valor de salvamento	Ninguno							
Efi Años de depreciacion								
Efi Años de amortizacion								

Tabla 12: Depreciación y amortización de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



FINANCIAMIENTO DE TERCEROS							
(Expresado en bolívares)							
FASE 1: CONSTRUCCION E INSTALACION DE LA PLANTA - PERIODO DE RECEPCION DEL CREDITO							
	Desembolsos del Banco		Saldo de la Cuenta Capital		Costo Financiero del Credito		
Semestre	Porcentaje Semestral	Montos Entregados	Balance Inicial	Balance Final	Costo por Comisiones		Costo por intereses
					Apertura	Compromiso	
1	55,00%	5.257.437	0	5.257.437	92.005	32.262	256.609
2	45,00%	4.301.540	5.257.437	9.558.977	75.277	0	466.563
Totales	100,00%	9.558.977			167.282	32.262	723.172
					Costo Financiero de Credito		922.716
FASE 2: OPERACIÓN DE LA PLANTA - PERIODO DE AMORTIZACION DEL CREDITO							
			Saldo de la Cuenta Capital		Pagos Semestrales de Amortizacion		
Semestre			Balance Inicial	Balance Final	Pagos Totales	Pagos de Capital	Pagos de Intereses
3	semestre de gracias		9.558.977	9.558.977	466.563	0	466.563
4	semestre de gracias		9.558.977	9.558.977	466.563	0	466.563
5	pago semestral 1		9.558.977	8.553.670	1.471.869	1.005.306	466.563
6	pago semestral 2		8.553.670	7.499.296	1.471.869	1.054.374	417.495
7	pago semestral 3		7.499.296	6.393.459	1.471.869	1.105.837	366.032
8	pago semestral 4		6.393.459	5.233.648	1.471.869	1.159.812	312.057
9	pago semestral 5		5.233.648	4.017.227	1.471.869	1.216.421	255.448
10	pago semestral 6		4.017.227	2.741.435	1.471.869	1.275.793	196.076
11	pago semestral 7		2.741.435	1.403.372	1.471.869	1.338.063	133.806
12	pago semestral 8		1.403.372	0	1.471.869	1.403.372	68.497
Totales					12.708.077	9.558.977	3.149.100
Anualizacion de los pagos semestrales de amortizacion							
Año						Pagos de Capital	Pagos de Intereses
1	semestre 1 y 2	periodo de recepcion del credito					
2	semestre 3 y 4	periodo de amortizacion del credito				0	933.125
3	semestre 5 y 6	periodo de amortizacion del credito				2.059.680	884.057
4	semestre 7 y 8	periodo de amortizacion del credito				2.265.648	678.089
5	semestre 9 y 10	periodo de amortizacion del credito				2.492.213	451.525
6	semestre 11 y 12	periodo de amortizacion del credito				2.741.435	202.303
Totales						9.558.977	3.149.100
OP	Parametros						
Efi	Monto del credito		9.558.977	bolívares			
Efi	Tasa de interes anual nominal		10,00%	sobre saldo			
Efi	Tasa de interes semestral efectiva		4,88%	sobre saldo			
Efi	Comision de apertura		1,75%	sobre el monto del credito			
Efi	Comision de compromiso		0,75%	sobre el saldo pendiente de retiro del banco			
Efi	Entrega primer semestre		55,00%	del monto total del credito			
Efi	Entrega segundo semestre		45,00%	del monto total del credito			
Efi	Periodo de vigencia del credito		12	semestre			
Efi	Periodo de construccion		2	semestre			
Efi	Periodo de gracia		2	semestre			
Efi	Periodo de amortizacion		8	semestre			
Efi	Pago periodico de amortizacion		1.471.869	bolívares por semestre			

Tabla 13: Financiamiento de terceros de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



		NOMINA					
(Expresado en bolívares, número de empleados y porcentajes)							
RESUMEN DE LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES							
		Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
Numero de empleado							
Fijo			4	4	5	5	5
Variable			9	10	12	13	14
Empleados Totales	0		13	14	17	18	19
Costo Anual de Nomina							
Fijo			270.000	297.000	373.890	411.279	452.407
Variable			345.000	412.500	573.540	670.824	781.829
Costo Anual de Nomina	0		615.000	709.500	947.430	1.082.103	1.234.236
Costo Anual Total							
Fijo			337.500	371.250	467.363	514.099	565.509
Variable			431.250	515.625	716.925	838.530	977.287
Costo Anual Total	0		768.750	886.875	1.184.288	1.352.629	1.542.795
Clasificación por Categorías							
Numero de Empleados							
Gerente y Directivos			1	1	1	1	1
Empleados Comunes			1	1	2	2	2
Personal Técnico			2	2	3	3	3
Obreros Semiespecializados			4	4	4	4	4
Obreros No Especializados			5	6	7	8	9
Empleados Totales	0		13	14	17	18	19
Costo Anual Total							
Gerente y Directivos			213.750	235.125	258.638	284.501	312.951
Empleados Comunes			86.250	94.875	208.725	229.598	252.557
Personal Técnico			116.250	127.875	199.650	219.615	241.577
Obreros Semiespecializados			165.000	181.500	199.650	219.615	241.577
Obreros No Especializados			187.500	247.500	317.625	399.300	494.134
Costo Anual Total	0		768.750	886.875	1.184.288	1.352.629	1.542.795
Clasificación Porcentual							
Numeros de Empleados							
Gerente y Directivos			7,69%	7,14%	5,88%	5,56%	5,26%
Empleados Comunes			7,69%	7,14%	11,76%	11,11%	10,53%
Personal Técnico			15,38%	14,29%	17,65%	16,67%	15,79%
Obreros Semiespecializados			30,77%	28,57%	23,53%	22,22%	21,05%
Obreros No Especializados			38,46%	42,86%	41,18%	44,44%	47,37%
Empleados Totales	0,00%		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costo Anual Total							
Gerente y Directivos			27,80%	26,51%	21,84%	21,03%	20,28%
Empleados Comunes			11,22%	10,70%	17,62%	16,97%	16,37%
Personal Técnico			15,12%	14,42%	16,86%	16,24%	15,86%
Obreros Semiespecializados			21,46%	20,47%	16,86%	16,24%	15,86%
Obreros No Especializados			24,39%	27,91%	26,82%	29,52%	32,03%
Costo Anual Total	0,00%		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
OP	Parametros						

Tabla 14: Resumen de los costos fijos y variables de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



		MATERIA PRIMA						
(Expresado en bolívares)		Base de Cálculos	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
VOLUMEN DE PRODUCCION (m3)								
Capacidad instalada								
	en porcentaje	100,00%		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	en barriles por día	320		320	320	320	320	320
	en barriles por año	116.800		116.800	116.800	116.800	116.800	116.800
Capacidad utilizada								
	en porcentaje	60,00%		60,00%	65,00%	70,00%	75,00%	80,00%
	en barriles por día			192	208	224	240	256
	en barriles por año			70.080	75.920	81.760	87.600	93.440
	Perdida en el proceso	10,00%		-7.008	-7.592	-8.176	-8.760	-9.344
Capacidad utilizada neta				63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Productos para la venta								
	Propano liquido	36,00%		22.706	24.598	26.490	28.382	30.275
	Petroleo	64,00%		40.366	43.730	47.094	50.458	53.821
PRODUCCION TOTAL (m3)				63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Costo de Extraccion por m3								
	Alquiler del terreno	0		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Impuesto de extraccion	33,00%		33,00%	35,48%	38,14%	41,00%	44,07%
Costo Total de Extraccion								
	Alquiler del terreno			0	0	0	0	0
	Impuesto de extraccion			23.126	26.933	31.180	35.912	41.179
COSTO TOTAL DE MATERIA PRIMA				23.126	26.933	31.180	35.912	41.179
OP	Parametros							
Tec	Costo de alquiler del terreno			0 Bs.F por barriles de material bruto extraido				
Tec	Costo por impuestos de extraccion			33,00% Bs. F por barriles de material bruto extraido				
Tec	Incremento anual del alquiler del terreno			5,00% sobre el costo de extraccion por barriles del año anterior				
Tec	Incremento anual del impuesto de extraccion			7,50% sobre el costo de extraccion por barriles del año anterior				

Tabla 15: Materia prima de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



		INGRESOS						
(Expresado en bolívares)		Base de Cálculos	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
VOLUMEN DE PRODUCCION (m3)								
Capacida instalada								
	en porcentaje	100,00%		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	en barriles por día	320		320	320	320	320	320
	en barriles por año	116.800		116.800	116.800	116.800	116.800	116.800
Capacidad utilizada								
	en porcentaje	60%		60,00%	65,00%	70,00%	75,00%	80,00%
	en barriles por día			192	208	224	240	256
	en barriles por año			70.080	75.920	81.760	87.600	93.440
	Perdida en el proceso	10%		-7.008	-7.592	-8.176	-8.760	-9.344
Capacidad utilizada neta				63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Productos para la venta								
	Propano liquido	36%		22.706	24.598	26.490	28.382	30.275
	Petroleo	64%		40.366	43.730	47.094	50.458	53.821
PRODUCCION TOTAL (m3)				63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Ingresos por ventas								
	Propano liquido	141,99		3.224.014	3.492.681	3.761.349	4.030.017	4.298.685
	Petroleo	444,88		17.958.062	19.454.567	20.951.072	22.447.577	23.944.082
INGRESOS TOTALES POR VENTAS				21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594	28.242.767
OP	Parametros							
Mer	Precio de venta							
Mer	Propano liquido			141,99 Bs. F por barriles vendido				
Mer	Petroleo			444,88 Bs. F por barriles vendido				

Tabla 16: Ingreso de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



GASTOS DE FABRICACION								
(Expresado en bolívares)								
	Base de Calculos	F/V	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)				63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Gastos Fijos								
Seguro Social Obligatorio	8,00%	F/V		21.600	23.760	29.911	32.902	36.193
INCE	2,00%	F/V		5.400	5.940	7.478	8.226	9.048
Ley de Política Habitacional	2,00%	F/V		5.400	5.940	7.478	8.226	9.048
Ley de Paro Forzoso	1,00%	F/V		2.700	2.970	3.739	4.113	4.524
Comunicaciones	15.000	F/V		4.500	4.725	4.961	5.209	5.470
Articulos de oficina	9.000	F/V		2.700	2.835	2.977	3.126	3.282
Repuestos de mantenimiento	505.624	F/V		151.687	159.272	167.235	175.597	184.377
Energia electrica	324.000	F/V		58.320	66.339	71.442	76.545	81.648
Seguros mercantiles	321.067	F		321.067	337.121	353.977	371.675	390.259
Varios	1,50%	F/V		95.319	103.263	111.206	119.149	127.092
TOTAL GASTOS FIJOS				668.694	712.164	760.403	804.768	850.941
Gastos Variables								
Seguro Social Obligatorio	8,00%	F/V		27.600	33.000	45.883	53.666	62.546
INCE	2,00%	F/V		6.900	8.250	11.471	13.416	15.637
Ley de Política Habitacional	2,00%	F/V		6.900	8.250	11.471	13.416	15.637
Ley de Paro Forzoso	1,00%	F/V		3.450	4.125	5.735	6.708	7.818
Comunicaciones	15.000	F/V		10.500	11.025	11.576	12.155	12.763
Articulos de oficina	9.000	F/V		6.300	6.615	6.946	7.293	7.658
Repuestos de mantenimiento	505.624	F/V		353.937	371.634	390.215	409.726	430.212
Energia electrica	324.000	F/V		136.080	154.791	166.698	178.605	190.512
Combustibles	155.520	V		93.312	106.142	114.307	122.472	130.637
Seguridad Industrial	3.000	V		1.800	2.048	2.205	2.363	2.520
Impuestos y patentes	0,50%	V		105.910	114.736	123.562	132.388	141.214
Varios	1,50%	F/V		222.412	240.946	259.480	278.015	296.549
TOTAL GASTOS VARIABLES				975.101	1.061.562	1.149.550	1.230.223	1.313.702
GASTOS TOTALES (F+V)				1.643.795	1.773.726	1.909.953	2.034.991	2.164.643
OP Parametros								
Tec Meses por año			12 meses por año					
Tec Dias laborales por mes			30 dias laborales por mes					
Efi Seguro Social Obligatorio	8,00%		del costo anual de la nomina					
Efi INCE	2,00%		del costo anual de la nomina					
Efi Ley de Política Habitacional	2,00%		del costo anual de la nomina					
Efi Ley de Paro Forzoso	1,00%		del costo anual de la nomina					
Efi Comunicaciones	1.250		Bs. F mensuales					
Efi Articulos de oficina	750		Bs. F mensuales					
Efi Repuestos de mantenimiento	5,00%		del total de equipo auxiliar y maquinaria y equipos de produccion					
Efi Energia electrica	27.000		Bs. F mensuales (consumo de acuerdo a la capacidad utilizada)					
Efi consumo por dia	150		kwh por dia					
Efi costo por kw	6		Bs. F por kwh					
Efi Combustibles	12.960		Bs. F mensuales (consumo de acuerdo a la capacidad utilizada)					
Efi consumo por dia	12		litros por dia					
Efi costo por litro	9		Bs. F por litro					
Efi numero de vehiculos	4		vehiculos					
Efi Seguridad Industrial	250		Bs. F mensuales (consumo de acuerdo a la capacidad utilizada)					
Efi Seguros mercantiles	1,00%		del total de activos fijos					
Efi Impuestos y patentes	0,50%		de los ingresos totales					
Efi Varios	1,50%		sobre el costo del año anterior (todas la cuenta menos las relacionadas)					
Efi Incremento anual	5,00%		con el volumen de ocupacion y los ingresos totales)					
Efi Porcentaje de gastos fijos	30,00%		del total de gastos por renglon					
Efi Porcentajes de gastos variables	70,00%		del total de gastos por renglon					
Tec Capacidad utilizada neta				60,00%	65,00%	70,00%	75,00%	80,00%

Tabla 17: Gastos de fabricación de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



ESTADO DE RESULTADOS						
Valores Totales						
(Expresado en bolívares)						
	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)	63.072	68.328	73.584	78.840	84.096	
A INGRESO POR VENTAS	21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594	28.242.767	
Materia Prima	23.126	26.933	31.180	35.912	41.179	
Nomina	768.750	886.875	1.184.288	1.352.629	1.542.795	
Gastos de fabricacion	1.643.795	1.773.726	1.909.953	2.034.991	2.164.643	
B Costo de Ventas	2.435.671	2.687.533	3.125.421	3.423.532	3.748.618	
C Utilidad de produccion (A-B)	18.746.404	20.259.715	21.587.000	23.054.062	24.494.149	
D Depreciacion y Amortizacion	6.498.665	6.498.665	6.498.665	6.098.361	6.098.361	
E Utilidad antes de int/imp (C-D)	12.247.739	13.761.050	15.088.335	16.955.701	18.395.788	
F Intereses crediticios	933.125	884.057	678.089	451.525	202.303	
G Utilidad antes de impuestos (E-F)	11.314.614	12.876.993	14.410.246	16.504.176	18.193.484	
H Impuesto sobre la renta	5.657.307	6.438.496	7.205.123	8.252.088	9.096.742	
I UTILIDAD NETA (G+H)	16.971.921	19.315.489	21.615.369	24.756.264	27.290.227	
Valores Unitarios						
	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)	1	1	1	1	1	1
INGRESO POR VENTAS	335,8396	335,8396	335,8396	335,8396	335,8396	335,8396
Materia Prima	0,37	0,39	0,42	0,46	0,49	
Nomina	12,19	12,98	16,09	17,16	18,35	
Gastos de fabricacion	26,06	25,96	25,96	25,81	25,74	
B Costo de Ventas	38,62	39,33	42,47	43,42	44,58	
C Utilidad de produccion (A-B)	297,22	296,51	293,37	292,42	291,26	
D Depreciacion y Amortizacion	103,04	95,11	88,32	77,35	72,52	
E Utilidad antes de int/imp (C-D)	194,19	201,40	205,05	215,06	218,75	
F Intereses crediticios	14,79	12,94	9,22	5,73	2,41	
G Utilidad antes de impuestos (E-F)	179,39	188,46	195,83	209,34	216,34	
H Impuesto sobre la renta	89,70	94,23	97,92	104,67	108,17	
I UTILIDAD NETA (G+H)	269,09	282,69	293,75	314,01	324,51	
OP Parametros						
Efi		TABLA DE CALCULO DEL ISLR				
		Base	Tasa a Pagar	Deducible		
Escala Tributaria		Impositiva				
Desde 0 hasta 2.000 unidad tributarias		0	15,00%	0		
Entre 2.000 y 3.000 unidad tributarias		180.000	22,00%	12.600	140 unidades tributarias	
Sobre 3.000 unidades tributarias		270.000	34,00%	45.000	500 unidades tributarias	
Valor de la unidad tributaria		90				
Impuesto sobre la renta de la actividad petrolera		50,00%				

Tabla 18: Estados de Resultados de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



		VALOR AGREGADO					
(Expresado en bolívares)		Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
	PRODUCCION TOTAL (m3)	63.072	68.328	73.584	78.840	78.840	84.096
	Insumos						
	Materia prima						
	Materiales y repuestos						
	Repuestos de mantenimiento	505.624	530.905	557.450	585.323	585.323	614.589
	Artículos de oficina	9.000	9.450	9.923	10.419	10.419	10.940
	Seguridad Industrial	1.800	2.048	2.205	2.363	2.363	2.520
	Servicios para la producción						
	Energía eléctrica	194.400	221.130	238.140	255.150	255.150	272.160
	Combustible	93.312	106.142	114.307	122.472	122.472	130.637
	Servicios administrativos						
	Seguros mercantiles	321.067	337.121	353.977	371.675	371.675	390.259
	Comunicaciones	15.000	15.750	16.538	17.364	17.364	18.233
	Varios	95.319	103.263	111.206	119.149	119.149	127.092
A	TOTAL INSUMOS	1.235.522	1.325.808	1.403.745	1.483.915	1.483.915	1.566.430
	Valor agregado						
	Tierra						
	Alquiler de terreno	0	0	0	0	0	0
	Trabajo						
	Nomina	768.750	886.875	1.184.288	1.352.629	1.352.629	1.542.795
	Capital						
	Intereses crediticios	933.125	884.057	678.089	451.525	451.525	202.303
	Empresario						
	Utilidad neta	16.971.921	19.315.489	21.615.369	24.756.264	24.756.264	27.290.227
	Estado						
	Sguro Social Obligatorio	49.200	56.760	75.794	86.568	86.568	98.739
	INCE	12.300	14.190	18.949	21.642	21.642	24.685
	Ley de Política Habitacional	12.300	14.190	18.949	21.642	21.642	24.685
	Ley de Paro Forzoso	6.150	7.095	9.474	10.821	10.821	12.342
	Impuesto de extracción	23.126	26.933	31.180	35.912	35.912	41.179
	Impuesto sobre la renta	-5.657.307	-6.438.496	-7.205.123	-8.252.088	-8.252.088	-9.096.742
	Impuestos y patentes	105.910	114.736	123.562	132.388	132.388	141.214
	Varios	222.412	240.946	259.480	278.015	278.015	296.549
B	TOTAL VALOR AGREGADO	13.447.888	15.122.775	16.810.011	18.895.318	18.895.318	20.577.976
C	VALOR DE LA PRODUCCION (A+B)	14.683.410	16.448.583	18.213.756	20.379.233	20.379.233	22.144.406
D	Depreciación y amortización	6.498.665	6.498.665	6.498.665	6.098.361	6.098.361	6.098.361
E	INGRESOS POR VENTAS (C+D)	21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594	26.477.594	28.242.767
	CALCULOS DEL VALOR AGREGADO (EXPRESADO EN %)						
B/C	Pagos a los factores de producción	91,59%	91,94%	92,29%	92,72%	92,72%	92,93%
	Porcentaje promedio	92,29%					
A/C	Pagos a los proveedores de insumos	8,41%	8,06%	7,71%	7,28%	7,28%	7,07%
	Porcentaje promedio	7,71%					
OP	Parametros						
Efi	Ingreso por ventas	0	21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594	28.242.767

Tabla 19: Valor agregado de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y cálculo del investigador (2.013).



PUNTO DE EQUILIBRIO						
(Expresado en bolívares)						
	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)		63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Costos Fijos						
Materia Prima						
Nomina		337.500	371.250	467.363	514.099	565.509
Gastos de fabricacion		668.694	712.164	760.403	804.768	850.941
Intereses crediticios		933.125	884.057	678.089	451.525	202.303
Depreciacion y amortizacion		6.498.665	6.498.665	6.498.665	6.098.361	6.098.361
TOTAL COSTOS FIJOS		8.437.984	8.466.136	8.404.520	7.868.752	7.717.114
Costos Variables						
Materia Prima		23.126	26.933	31.180	35.912	41.179
Nomina		431.250	515.625	716.925	838.530	977.287
Gastos de fabricacion		975.101	1.061.562	1.149.550	1.230.223	1.313.702
Intereses crediticios						
Depreciacion y amortizacion						
TOTAL COSTOS VARIABLES		1.429.477	1.604.119	1.897.655	2.104.666	2.332.168
COSTOS TOTALES (F+V)		9.867.461	10.070.256	10.302.175	9.973.418	10.049.283
Impuesto sobre la renta		-5.657.307	-6.438.496	-7.205.123	-8.252.088	-9.096.742
Utilidad neta		16.971.921	19.315.489	21.615.369	24.756.264	27.290.227
INGRESOS POR VENTAS		21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594	28.242.767
Punto de Equilibrio por año						
Expresado en:						
Porcentaje		42,72%	39,67%	36,84%	32,28%	29,78%
Utilidades de produccion		26.943	27.104	27.107	25.453	25.047
Ingresos por ventas		9.048.633	9.102.439	9.103.580	8.548.239	8.411.718
Meses por año		5,13	4,76	4,42	3,87	3,57
Dias laborables por año		155,92	144,78	134,46	117,84	108,71
Punto de Equilibrio promedio						
Expresado en:						
Porcentaje		36,26% del 100% de cualquier variable				
Utilidades de produccion		26.331 Barriles de material producido y vendido				
Ingresos por ventas		8.842.922 Bs. F de ingresos por ventas				
Meses por año		4,35 meses de produccion y venta en el año				
Dias laborables por año		132,34 dias laborables de produccion y venta en el año				
OP Parametros						
Efi Ingresos por ventas		0	21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594
Tec Meses por año		12 meses por año				
Tec Dias laborables por año		365 dias laborables por año				

Tabla 20: Punto de equilibrio de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



CAPITAL DE TRABAJO																
(Expresado en bolívares)	Mes Uno	Mes Dos	Mes Tres	Mes Cuatro	Mes Cinco	Mes Seis	Mes Siete	Mes Ocho	Mes Nueve	Mes Diez	Mes Once	Mes Doce	Mes Trece	Mes Catorce	Mes Quince	Total Segundo Año
PRODUCCION TOTAL (m3)	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	63.072
ORIGEN DE FONDOS																
Ingresos por inversión																
Aporte propio en activos	361.838															361.838
Aporte de tercero en activos	1.620.000															1.620.000
Capital de trabajo																0
Ingresos operacionales																
Venta del producto				1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	21.182.075
Ingresos fiscales																
Reintegros y subsidios																
INGRESOS TOTALES	1.981.838	0	0	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	1.765.173	23.163.913
APLICACION DE FONDOS																
Egresos por inversión																
Inversión total en activos	1.901.030															1.901.030
Egresos por costos de ventas																
Materia prima			1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	23.126
Nomina	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	64.063	768.790
Gastos de Fabricación		136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	136.983	1.643.795
Egresos por gastos financieros																
Amortización por intereses						466.563		466.563								933.125
Egresos por pasivos por pagar																
Amortización de capital																
Egresos fiscales																
Impuestos sobre la renta	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-471.442	-5.667.307
EGRESOS TOTALES	1.574.458	-270.397	-268.470	-268.470	-268.470	198.093	-268.470	198.093	-268.470	-268.470	-268.470	-268.470	138.910	1.927	0	-306.673
SALDO DE CAJA	407.380	270.397	268.470	2.033.643	2.033.643	1.567.080	2.033.643	1.567.080	2.033.643	2.033.643	2.033.643	2.033.643	1.626.263	1.763.216	1.765.173	23.470.586
SALDO DE CAJA ACUMULADO	407.300	677.777	946.246	2.979.009	5.013.531	6.580.611	8.614.254	10.101.334	12.214.977	14.240.619	16.202.262	18.315.904	19.942.167	21.705.413	23.470.586	
Valor mínimo de la serie	-407.380															

OP Parámetros

Tec Meses por año

12 meses por año

Tabla 21: Capital de trabajo de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y cálculo del investigador (2.013).



FLUJO DE FONDOS						
(Expresado en bolívares)	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)	0	63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
ORIGEN DE FONDOS						
Ingresos por inversión						
Aporte propio en activos	24.593.040	361.838				
Aporte de tercero en activos	7.938.977	1.620.000				
Capital de trabajo		-407.380				
Ingresos operacionales						
Venta del producto		21.182.075	22.947.248	24.712.421	26.477.594	28.242.767
Ingresos fiscales						
Reintegros y subsidios						
INGRESOS TOTALES	32.532.016	22.756.533	22.947.248	24.712.421	26.477.594	28.242.767
APLICACION DE FONDOS						
Egresos por inversión						
Inversión total en activos	32.532.016	1.981.838				
Egresos por costos de ventas						
Materia prima		23.126	26.933	31.180	35.912	41.179
Nomina		768.750	886.875	1.184.288	1.352.629	1.542.795
Gastos de Fabricación		1.643.795	1.773.726	1.909.953	2.034.991	2.164.643
Egresos por gastos financieros						
Amortización de intereses		933.125	884.057	678.089	451.525	202.303
Egresos por pasivos por pagar						
Amortización de capital			2.059.680	2.265.648	2.492.213	2.741.435
Egresos fiscales						
Impuestos sobre la renta		-5.667.307	-6.438.496	-7.205.123	-8.252.088	-9.096.742
EGRESOS TOTALES	32.532.016	-306.673	-807.225	-1.135.965	-1.884.818	-2.404.386
SALDO DE CAJA	0	23.063.206	23.754.474	25.848.386	28.362.412	30.647.153
OP Parámetro						
No tiene parámetros propios pues la información viene de de cuadros anteriores						

Tabla 22: Flujo de fondos de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y cálculo del investigador (2.013).



RENTABILIDAD DE LA INVERSION						
(Expresado en bolívares)						
	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)	0	63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Tasa de Costo de Capital	10,00%					
RENTABILIDAD DEL PROMOTOR						
Inversion Realizada						
A	Inversion Propia	-24.593.040	45.542			
B	Saldo de Caja	0	23.063.206	23.754.474	25.848.386	28.362.412
	Flujo Neto de Fondos					
	Inversion Propia (A+B)	-24.593.040	23.108.748	23.754.474	25.848.386	28.362.412
C	Inversion Propia (A+B)					
	Valor Presente Neto	67.153.059				
	Tasa Interna de Retorno	95,16%				
RENTABILIDAD DEL NEGOCIO						
Inversion Realizada						
A	Inversion Total	-32.532.016	-1.574.458			
B	Saldo de Caja	0	23.063.206	23.754.474	25.848.386	28.362.412
	Flujo Neto de Fondos					
C	Inversion Propia (A+B)	-32.532.016	21.488.748	23.754.474	25.848.386	28.362.412
	INVERSION TOTAL					
	Valor Presente Neto	58.596.964				
	Tasa Interna de Retorno	67,95%				
OP Parametro						
No tiene parametros propios pues la informacion viene de de cuadros anteriores						

Tabla 23: Rentabilidad de la inversión de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).



EFICIENCIA DE LA INVERSION						
(Expresado en bolívares)						
	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año	Quinto Año	Sexto Año
PRODUCCION TOTAL (m3)	0	63.072	68.328	73.584	78.840	84.096
Tasa de Costo de Capital	10,00%					
RENTABILIDAD DEL PROMOTOR						
Inversion Realizada						
A	Inversion Propia	-24.593.040	45.542			
B	Saldo de Caja	0	23.063.206	23.754.474	25.848.386	28.362.412
	Flujo Neto de Fondos					
	Inversion Propia (A+B)	-24.593.040	23.108.748	23.754.474	25.848.386	28.362.412
C	Inversion Propia (A+B)					
	Valor Presente Neto	67.153.059				
	Tasa Interna de Retorno	95,16%				
RENTABILIDAD DEL NEGOCIO						
Inversion Realizada						
A	Inversion Total	-32.532.016	-1.574.458			
B	Saldo de Caja	0	23.063.206	23.754.474	25.848.386	28.362.412
	Flujo Neto de Fondos					
C	Inversion Propia (A+B)	-32.532.016	21.488.748	23.754.474	25.848.386	28.362.412
	INVERSION TOTAL					
	Valor Presente Neto	58.596.964				
	Tasa Interna de Retorno	67,95%				
	EFICIENCIA DE LA INVERSION	2,15				
OP Parametro						
No tiene parametros propios pues la informacion viene de de cuadros anteriores						

Tabla 24: Eficiencia de la inversión de producción para el pozo TJ-763, Campo La Rosa compartido con Tía Juana, Localización PB-V18-C4-A4, Yacimiento LL-O3, Estado Zulia.

Fuente: Diseño y calculo del investigador (2.013).

**ANEXO III:
EL TIEMPO GEOLÓGICO Y LA COLUMNA
DE LAS FORMACIONES.**

Eras	Periodos de tiempo Serie de rocas	Epocas de tiempo o serie de rocas	Tiempo aproximado en años desde el comienzo de cada una	Características físicas y biológicas
CENOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE	50.000	Desarrollo del hombre moderno.
		PLEISTOCENO	1.000.000	Capas de nieve cubren a Europa y a Norteamérica; aparición del hombre primitivo.
	TERCIARIO	PLIOCENO	12.000.000	Desarrollo de las plantas modernas y animales; formación de las montañas occidentales en Norteamérica.
		MIOCENO	30.000.000	Óptimo desarrollo de los mamíferos gigantes; formación de montaña, que incluye a los Alpes, los Andes y los Himalayas.
		OLIGOCENO EOCENO Y PALEOCENO	10.000.000 60.000.000	Desarrollo de los mamíferos superiores. Desarrollo y preeminencia de los mamíferos; aparición del caballo ancestral y de los simios.
MESOZOICO	CRETACICO		120.000.000	Extinción de los dinosaurios; desarrollo de los mamíferos primarios y de las plantas florales; aparición de estratos de creta (tiza).
	JURASICO		155.000.000	Aparición de los reptiles voladores y de los pájaros; predominio de los dinosaurios; aparición de los mamíferos; abundancia de árboles y plantas coníferas.
	TRIASICO		190.000.000	Aparición de los dinosaurios; predominio de los reptiles; aparición de las palmeras.
PALEOZOICO	PERMICO		215.000.000	Desarrollo de los reptiles; declinación de las grandes plantas del Carbonífero.
	CARBONIFERO (Pennsylvaniano Mississippiano)		300.000.000	Edad del carbón; formación de estratos carboníferos a partir de plantas exuberantes de lagunas y pantanos cálidos; aparición de árboles tipo helecho; aparición de las coníferas; abundancia de insectos; primera aparición de los reptiles; desarrollo de los anfibios.
	DEVONIANO		350.000.000	Edad de los peces; aparición de los anfibios primitivos; desarrollo de la vida vegetal en continentes secos.
	SILURIANO		390.000.000	Aparición de los escorpiones, primeros animales que viven en tierra firme; extensos arrecifes.
	ORDOVICIANO		480.000.000	Inundaciones y recesiones de mares poco profundos; deposición de caliza, plomo y zinc; abundancia de vida marina invertebrada; aparición de algunos primitivos invertebrados parecidos a los peces.
PRECAMBRICO	CAMBRICO		550.000.000	Mares de poca profundidad cubren casi toda la Tierra; formación de las rocas sedimentarias; desarrollo de la vida invertebrada, incluso los braquiópodos, las esponjas, los trilobites y los gasterópodos.
	PROTOZOICO		1.200.000.000	Formación de montañas, depósitos de mineral de hierro, abundancia de algas que excretan cal; aparición de las esponjas.
	ARQUEOZOICO		2.000.000.000	Gran actividad volcánica; formación de rocas ígneas; aparición de algas microscópicas; probable presencia de vida protozoa.

Figura 20. El tiempo geológico y la columna de las formaciones.

Fuente: Libro Pozo Ilustrado (1998).