



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“METODOLOGÍA DE LAS ESTRATEGIAS DE
EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO ARENQUE”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

ILEANA CANO NERIA

GABRIELA ALEJANDRA SÁNCHEZ TORRES

DIRECTOR DE TESIS:
M.C. ULISES NERI FLORES



MÉXICO D.F.

2013



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“METODOLOGÍA DE LAS ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO ARENQUE”

Sinodales:

Presidente: Ing. Mario Becerra Zepeda

Vocal: Ing. M.C. Ulises Neri Flores

Secretario: M.I. Jesús Aguirre y Osete

Primer Suplente: Ing. Carlos A. Avendaño Salazar

Segundo Suplente: Ing. Héctor E. Gallardo Ferrera



MÉXICO D.F.

2013

Agradecimientos

Doy gracias a Dios por haberme permitido llegar a realizar este sueño que lo veía inalcanzable.

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme aceptado en sus aulas y ser mi Alma Máter.

A la Facultad de Ingeniería por haberme permitido llegar a ser una profesionista, ser una Ingeniera.

Les agradezco a mis padres que sin su apoyo esto nunca se hubiera podido realizar.

A mis hermanos Rafael, Marco, Erendira, Iliana y Emmanuel por apoyarme y haberme inspirado para concluir mis estudios.

Le agradezco al Ingeniero Ricardo A. Vargas López por orientarme y por el apoyo en algunas materias.

Al Ingeniero Eduardo Almeida Bribiesca por su ayuda incondicional.

Al Maestro en Ingeniería Horacio Andrés Ortega Benavides por ser un gran amigo, por su apoyo incondicional y ser un excelente profesionista.

A Irene Lazcano del Departamento de Petrolera, por su amistad, paciencia, regaños, consejos y su apoyo incondicional para la realización de este trabajo y a lo largo de la carrera.

A nuestro Director de Tesis el Maestro en Ciencias Ulises Neri Flores, por habernos dirigido en este trabajo, por aceptarnos como sus tesisistas y por ser una fina persona que me dio gusto haber conocido, mil gracias. Nunca cambies, Ulises.

Al Ingeniero Jorge Huescani Jiménez Bernal, por seguir siendo un buen compañero, excelente Ingeniero, gran amigo, por dirigirnos el tema de tesis y por su apoyo incondicional, muchas gracias.

A los Ingenieros Israel Castro Herrera y Enrique Bobadilla García por su apoyo durante la carrera y la realización de este trabajo.

A los Ingenieros que aceptaron ser nuestros sinodales el Ing. Mario Becerra Zepeda, al M.I. Jesús Aguirre y Osete, al Ing. Carlos Alberto Avendaño Salazar y al Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera.

A Ileana Cano Neria por haber aceptado ser mi compañera en la elaboración de este trabajo, por comprometerse incondicionalmente con todos sus conocimientos y compartirlos conmigo y haber soportado todas mis locuras.

Y a todas aquellas personas que hayan tenido que ver con la realización de este trabajo y a lo largo de mi carrera profesional, un millón de gracias.

Gaby

Doy gracias a dios por haberme permitido llegar al final de unas de las metas que me he puesto en esta etapa de mi vida, por dejarme dejar vivir grandes momentos rodeados de mi familia y amigos.

A mis padres por apoyarme que han hecho de mí una persona de bien, agradeciendo sus esfuerzo y dedicación, por todo su amor y enseñanzas

- * A mi padre José Alejandro por guiarme en la vida por darme una buena educación para poder superarme, por sus cuidados y por su carácter que me ayuda a seguir adelante.*
- * A mi madre Luz María por haberme dado la vida y estar siempre a mi lado, por todo su cariño, amor, cuidados y consejos consentirme, apoyarme siempre que la necesito.*
- * A mi hermano José A. por su comprensión, confianza, por su apoyo consejos, cuidarme, jugar pelear y ser un ejemplo a seguir, por siempre llevarme de la mano, te quiero mucho*
- * A mis abuelitas Isabel y Esperanza por todo su cariño, por consentirme*
- * A mi familia Cano tías Act. Hortensia, Silvia que siempre me apoyaron gracias por la ayuda que me brindaron. Gracias por su apoyo moral y económico, pero sobre todo gracias por su amor y comprensión y paciencia, Arturo y Lupe.*
- * A todos los integrantes de mi gran familia Neria que son muchos y sigue creciendo y siempre están unidos*
- * A todos quienes directamente o indirectamente me han apoyado durante todo este tiempo de mi formación profesional, ustedes siempre serán parte importante de mi vida a cada uno de ustedes gracias.*

A mis amig@s de la facultad de Ingeniería: Alejandra, Lilibeth, Priscila por todas las travesura hechas a J.L., Noé, Julio, Marito, y Daniel quienes han hecho mi estancia Universitaria una experiencia inolvidable, gracias por su amistad, confianza y apoyo que estuvieron siempre a mi lado cuando más los necesite, tanto en las buenas como en las malas.

Y por transmitir su conocimientos a:

El Ing. Jorge Huescani por su apoyo incondicional y dedicación a la realización de esta tesis, gracias por sus consejos, por compartírnos sus experiencias.

Al muy estimado Ing. Ulises Neri por haber aceptado la dirección de esta tesis y colaborar para llevar a buen término este trabajo.

A mis sinodales, Ing. Mario Becerra, al M.I. Jesús Aguirre, Ing. Erick Gallardo y al Ing. Carlos A. Avendaño, por su colaboración en cuanto a sus consejos muy oportunos en la terminación de la tesis. Y por el tiempo otorgado a la revisión de este trabajo. Al M.I. Horacio Ortega por su apoyo a las dudas de nuestra tesis a pesar de la distancia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater y en especial a la Facultad de Ingeniería por abrirme las puertas y darme la oportunidad de formarme y tener orgullosamente la sangre azul y mi piel dorada

Al Ing. Israel Castro, Ing. Enrique Bobadilla por su apreciable apoyo a lo largo de la carrera y a la querida Lic. Irene Lazcano por ser nuestra consejera.

A Gaby por haberse cruzado en mi camino para la realización de esta tesis, y así ayudarnos mutuamente a vencer nuestros miedos.

“No temas hacer lo que los demás crean imposible, pues debes recordar que los logros más increíbles de la historia los realizaron aquellos quienes la gente juzgaba de locos y no eran sino personas que creían en sí mismas. Y no olvidare que lo más importante de todo lo que puedas conseguir o lograr no lo encontraras ni en el trabajo ni en el dinero, sino en tu corazón” (Anónimo)

Ileana Cano Neria.

Contenido

Agradecimientos	i
Índice de Tablas	v
Índice de Figuras	vi
Abstract	viii
Introducción	ix
Capítulo 1 Proyecto Arenque	1
1.1 Datos generales del proyecto	3
1.1.1 Objetivo del Proyecto Arenque	3
1.1.2 Ubicación	3
1.1.3 Alcance	4
1.1.4 Avance y logros del proyecto	5
1.2 Descripción técnica del proyecto	6
1.2.1 Exploración	7
1.2.2 Caracterización delimitación de yacimientos	8
1.2.3 Geología estructural	8
1.2.4 Evaluación petrofísica	23
1.2.5 Caracterización de la Faja de Oro Marina	29
1.3 Análisis de pruebas de producción y de presión	33
1.3.1 Análisis PVT de los fluidos	33
1.3.2 Clasificación del yacimiento a partir del diagrama de fases	36
1.3.3 Pruebas de laboratorio	39
Capítulo 2 Proyectos de inversión y Reservas	40
2.1 Proyectos de inversión	40
2.1.1 Volumen original	40
2.1.2 Recursos prospectivos	41
2.1.3 Recursos contingentes	41
2.2 Reservas	41
2.2.1 Importancia de las reservas	42
2.2.2 Clasificación de reservas	42

2.2.3	Petróleo crudo equivalente.....	44
2.2.4	Incorporación de Reservas.....	45
2.3	Factores de recuperación de fluidos	45
2.3.1	Factores que influyen en la recuperación.....	45
2.3.2	Factores de control en la estimación de reserva.....	46
2.4	Estado actual de los campos del Proyecto Arenque	46
2.4.1	Volumen original y factores de recuperación	46
2.4.2	Reservas remanentes 1P, 2P y 3P.....	47
2.5	Fuentes de ingresos y egresos	48
2.5.1	Inversión	48
2.5.2	Gastos de operación	48
2.5.3	Precio de hidrocarburos.....	49
2.5.4	Perfil de producción de hidrocarburos	50
2.6	Balance de materia.....	52
2.6.1	Modelos de balance de materia.....	52
2.6.2	Resultados obtenidos del balance de materia	53
Capítulo 3	Escenarios de explotación	54
3.1	Desarrollo de Campos.	54
3.1.1	Desarrollo inicial.....	54
3.1.2	Comportamiento Primario.....	55
3.2	Métodos de Recuperación.....	55
3.2.1	Recuperación primaria.....	56
3.2.2	Recuperación secundaria.....	58
3.2.3	Recuperación terciaria y/o mejorada (EOR)	59
3.2.4	Recuperación avanzada (IOR)	60
3.3	Mecanismos de producción.....	60
3.4	Simulación matemática.	62
3.5	Análisis especial de núcleos.....	64
3.6	Evaluación de Campos Maduros.....	67
3.7	Abandono.	67
3.7.1	Abandono Temporal	67
3.7.2	Abandono Permanente o Definitivo:.....	67

3.8 Principales alternativas de explotación.....	67
3.8.1 Descripción de alternativas.....	67
3.8.2 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	69
Capítulo 4 Principios básicos de la evaluación de riesgo económico	71
4.1 Metodología FEL.....	71
4.1.1 Visualización.....	72
4.1.2 Conceptualización	72
4.1.3 Definición	72
4.2 Evaluación determinística.....	72
4.2.1 Pronósticos de producción.....	72
4.2.2 Precios.....	73
4.2.3 Costos	73
4.2.4 Tiempo	73
4.2.5 Inversiones	73
4.3 Indicadores económicos	73
4.3.1 Valor Presente Neto VPN	74
4.3.2 Valor presente de inversión VPI	75
4.3.3 Eficiencia de utilidad o relación VPN/ VPI.....	75
4.3.4 Tasa Interna de Retorno TIR.....	75
4.3.5 Relación Beneficio Costo (B/C).....	76
4.3.6 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	76
4.4 Límite Económico	76
4.5 Análisis de sensibilidad	77
4.5.1 Diagrama de Tornado	77
4.5.2 Diagrama de Araña	77
4.6 Resultados de los Análisis de sensibilidad y costos de las opciones	79
4.7 Evaluación de alternativas	81
4.7.1 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos.....	81
Capítulo 5 Estrategia de desarrollo y producción.....	86
5.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada	86
5.1.1 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección.....	86
5.2 Muestreos y análisis para corroborar calidad de los hidrocarburos.....	90

5.3 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores	90
5.4 Recuperación primaria, secundaria y/o mejorada.....	92
5.4.1 Programa de recuperación primaria, secundaria y mejorada.....	93
5.5 Desincorporación de activos y/o abandono	94
5.6 Información económica financiera del proyecto	95
5.6.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables.....	95
5.7 Premisas económicas	96
5.7.1 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos	96
5.7.2 Análisis de sensibilidad y riesgos.....	97
5.7.3 Diagrama de tornado.....	98
5.8 Plan de ejecución del proyecto para la alternativa seleccionada	98
5.8.1 Programa de perforación y reparación de pozos	98
5.8.2 Programa de infraestructura.....	100
5.9 Seguridad industrial.....	101
5.9.1 Identificación de peligros.....	102
5.9.2 Zonas Protegidas	102
5.9.3 Niveles de conflicto potencial identificados	102
5.9.4 Evaluación de riesgos operativos	102
5.9.5 Jerarquización de riesgos.....	103
5.9.6 Análisis de consecuencias	103
5.9.7 Metodología de análisis de consecuencias	104
5.10 Medio ambiente.....	105
5.10.1 Personal	106
5.10.2 Métodos.....	106
5.10.3 Instalaciones.....	106
CONCLUSIONES.....	107
RECOMENDACIONES.....	109
BIBLIOGRAFÍA	111
NOMENCLATURA	113
GLOSARIO.....	114

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Actividades de desarrollo de campos	5
Tabla 1.2 Avances del proyecto a diciembre de PEMEX 2012	5
Tabla 1.3 Resumen de curvas registradas del campo Arenque.	24
Tabla 1.4 Resumen de los análisis PVT del proyecto de explotación Arenque.....	33
Tabla 1.5 Composición de los fluidos del proyecto de explotación Arenque.	34
Tabla 1.6 Factores de volumen del aceite y gas iniciales del proyecto de explotación Arenque	36
Tabla 2.1 Factores de control que influyen la estimación de reserva Recursos prospectivos.....	46
Tabla 2.2 Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.	47
Tabla 2.3 Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2013	47
Tabla 2.4 Promedio de declinación del proyecto de explotación Arenque.	51
Tabla 3.1 Características de los mecanismos de producción primaria.....	57
Tabla 3.2 Características, ventajas y desventajas de la inyección de agua.....	58
Tabla 3.3 Actividad física a realizar 2013-2027.....	68
Tabla 4.1 Análisis de sensibilidad de la opción seleccionada	79
Tabla 4.2 Análisis de sensibilidad de la opción 2.....	80
Tabla 4.3 Análisis de sensibilidad de la opción 3.....	81
Tabla 4.4 Inversión, ingresos, producción y gastos operativos opción 1.....	82
Tabla 4.5 Inversión, ingresos, producción y gastos operativos, opción 2.....	82
Tabla 4.6 Inversión, ingresos, producción y gastos operativos, opción 3.....	83
Tabla 4.7 Indicadores económicos antes y después de impuestos, opción 1,2 y 3.	84
Tabla 4.8 Indicadores económicos antes de impuestos, opción 1	84
Tabla 4.9 Indicadores económicos antes de impuestos, opción 2	85
Tabla 4.10 Indicadores económicos antes de impuestos, opción 3	85
Tabla 5.1 Perforación de pozos por campo.....	93
Tabla 5.2 Terminación de pozos por campo.....	93
Tabla 5.3 Inversión de perforaciones por campo.....	93
Tabla 5.4 Inversión de terminaciones por campo.....	94
Tabla 5.5 Programa físico de abandono de instalaciones.....	94
Tabla 5.6 Programa de inversión para abandono de instalaciones.....	94
Tabla 5.7 Programa de inversiones	95
Tabla 5.8 Inversión, ingresos, flujo de efectivo, gasto de operación	96
Tabla 5.9 Indicadores económicos.....	97
Tabla 5.10 Análisis de sensibilidad	97
Tabla 5.11 Programa de perforación, terminación y reparación de pozos marinos, 2013-2027.....	99
Tabla 5.12 Tipo de equipo de perforación de pozos	100
Tabla 5.13 Programa metas físicas para infraestructura.....	101
Tabla 5.14 Inversión de la infraestructura	101
Tabla 5.15 Clasificación de riegos.....	104
Tabla 5.16 Matriz de asignación de riesgo.....	104
Tabla 5.17 Anomalías atendidas.	105
Tabla 5.18 Anomalías por atender.	105

Índice de Figuras

Figura 1.1 Flujo de Datos Exploración y Producción, CNH.....	1
Figura 1.2 Ubicación geográfica del proyecto de explotación Arenque, modificado de INEGI 2013	4
Figura 1.3 Desarrollo de un campo petrolero PEP 2011.....	7
Figura 1.4 Sistema petrolero (Tomado de Gonzáles García y Cruz Helú, 2000).....	8
Figura 1.5 Facies productoras formación El Abra, campo Carpa. PEMEX 2010.....	9
Figura 1.6 Clasificación de Dunham 1962 (Modificado de Montijo González)	10
Figura 1.7 Columna Geológica, I Cantarino 2001.....	12
Figura 1.8 Columna geológica de Jsa campo Arenque, PEMEX 2010	13
Figura 1.9 Columna geológica identificada mediante estudio petrográfico y estratigrafía de secuencias elaborado en 2003 (PEMEX).....	15
Figura 1.10 Modelo conceptual propuesto en el estudio del año 2003. (PEMEX)	16
Figura 1.11 Acuñaamiento y disminución de los espesores de las secuencias estratigráficas de Jsa (PEMEX) .	16
Figura 1.12 Sección estratigráfica observándose disminución de espesor hacia la parte Oeste de la formación Jurásico San Andrés del campo Arenque (PEP 2010).....	17
Figura 1.13 Columna Estratigráfica Tipo Arenque Lobina (PEMEX).....	18
Figura 1.14 Distribución de parasecuencias en el campo Arenque (PEMEX).....	19
Figura 1.15 Modelo sedimentológico del Jurásico San Andrés en el cual se observa la distribución de parasecuencias en ambos flancos de la Isla de Arenque (PEMEX).....	19
Figura 1.16 Distribución de facies en el Campo Arenque (PEMEX).....	20
Figura 1.17 Eventos diagenéticos en Jsa campo Arenque (PEMEX).....	22
Figura 1.18 Se observa que la mayor porosidad es intragranular (PEMEX).....	22
Figura 1.19 Distribución de pozos por plataforma (PEMEX).....	23
Figura 1.20 Sistema de bloques por fallamiento de Jsa campo Arenque (PEMEX).....	25
Figura 1.21 Sección estructural SW-NE. Jsa campo Arenque (PEMEX).....	26
Figura 1.22 Sección estructural con orientación SW-NE (PEMEX).....	26
Figura 1.23 Sección estructural SW-NE con saturación de agua (PEMEX).....	27
Figura 1.24 Sección estructural SW-NE con espesor neto impregnado. Jsa campo Arenque (PEMEX).....	27
Figura 1.25 Sección estructural NW-SE con porosidad. Jsa campo Arenque (PEMEX).....	28
Figura 1.26 Sección estructural NW-SE con saturación de agua. Jsa campo Arenque (PEMEX).....	28
Figura 1.27 Atolón de la Faja de Oro (PEMEX).....	29
Figura 1.28 Mapas estructurales de campos de Faja de Oro Marina (PEMEX).....	29
Figura 1.29 Historia de producción de Arenque y Lobina (PEP 2010).....	32
Figura 1.30 Historia de producción de FOM (PEP 2010).....	32
Figura 1.31 Presión óptima de separación @ 28°C, para el fluido del yacimiento Jsa bloque AI, campo Arenque (PEP 2010).....	35
Figura 1.32 Ajuste de RGA y densidad del aceite con la ecuación de estado de la Prueba de Separadores del yacimiento Jsa bloque AI, campo Arenque (PEP 2010).....	36
Figura 1.33 Diagramas de fases de los campos Arenque y Lobina, (PEP 2010).....	37
Figura 1.34 Gradiente composicional para Jsa bloque AI, campo Arenque, (PEP 2010).....	38
Figura 1.35 Simulación de tubo delgado para determinar la presión mínima de miscibilidad, (PEP 2010).....	38
Figura 2.1 Proceso de desarrollo de un proyecto petrolero	40
Figura 2.2 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. (PEMEX 2012).....	42

Figura 2.3 Declinación del proyecto de explotación Arenque (PEP).....	51
Figura 2.4 Volúmenes originales de aceite para cada una de las áreas del campo Arenque, (PEP).	53
Figura 3.1 El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado hasta el periodo de abandono.....	54
Figura 3.2 Condiciones de explotación en la etapa de producción del yacimiento (PEMEX 2012)	55
Figura 3.3 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.	59
Figura 3.4 Mecanismos de producción campo Marsopa (PEP 2010).	61
Figura 3.5 Mecanismos de empuje en Jsa bloque AI, campo Arenque (PEP 2010).	61
Figura 3.6 Mecanismos de empuje en Jsa bloqueAIII, campo Arenque (PEP 2010).	62
Figura 3.7 Información histórica de pozos (PEP 2010).....	63
Figura 3.8 Curva de presión capilar en Jsa campo Arenque. (PEP 2010).....	64
Figura 3.9 Curvas de permeabilidad relativa para Jsa campo Arenque (PEP 2010).....	65
Figura 3.10 Estimación de la saturación inicial de agua y saturación de aceite residual (PEP 2010).	65
Figura 3.11 Compresibilidad de la roca del campo Arenque (PEP 2010).....	66
Figura 3.12 Mojabilidad de la roca (PEP 2010).....	66
Figura 3.13 Cronograma de actividades	68
Figura 3.14 Cronograma de actividades	69
Figura 3.15 Cronograma de actividades	69
Figura 4.1 Evaluación técnica y económica (PEP 2011)	71
Figura 4.2 Diagrama de Tornado (PEP 2010).	78
Figura 4.3 Diagrama de Araña (PEP 2010).....	78
Figura 4.4 Diagrama de tornado de la opción seleccionada (PEP 2010).....	79
Figura 4.5 Diagrama de tornado de la opción 2.....	80
Figura 4.6 Diagrama de tornado de la opción 3.....	81
Figura 5.1 Manejo actual de la producción Arenque – Lobina. (PEP 2010).....	87
Figura 5.2 Manejo de la producción a futuro Arenque – Lobina. (PEP 2010).	87
Figura 5.3 Manejo actual de la producción Faja de Oro Marina. (PEP 2010).....	88
Figura 5.4 Manejo de la producción a futuro Faja de Oro Marina. (PEP 2010).	89
Figura 5.5 Diagrama del proceso actual del área Arenque – Lobina. (PEP 2010).....	90
Figura 5.6 Pozos tipo del area Arenque – Lobina (PEP 2010).	91
Figura 5.7 Pozos tipo del área Faja de Oro Marina. (PEP 2010).	92
Figura 5.8 Análisis de tornado para la evaluación de las variables.	98

Abstract

In this document the result of the made analysis appears, related to the Project of Operation Arenque. This is identified by Mexican Petroleums (PEMEX) like a Project of Operation developed by the Integral Assets Poza Rica-Altamira. The technical-economic information provided by PEMEX-Exploration and Production was analyzed (PEP), which consist of:

- General information about the project.
- Technical description of the project.
- Main alternatives.
- Strategy development and production.
- Project financial economic information.
- Project Implementation Plan.
- Industrial Safety and Environment

We propose the utilization a methodology, which deterministic economic analysis also analyze the risk and probability of success, the best method, would be to give us greater financial satisfaction but at the same time with the lowest risk, making it clear that the best decision is one that meets the requirements of the company, that is to say, what is what the company wants, have greater economic satisfaction, choose the option that is the least risk investments recover in the shortest time possible or a previous balance .

For the accomplishment of this work, the work scheme seted out with which the study of the geologic structure of the field is tried Herring. These activities will be developed throughout this document:

Compilation and revision of the data bases, validation of the information
Petrophasic Characteristic of the project Arenque
Classification of the deposit according to its diagram of phases
Analysis and validation of the PVT
Been present of the Project
Behavior of production of the Project
History of production of the Project
Revision of the registries of bottom pressure
Declination of producing wells
Calculation of the original volume of Arenque
Mechanism of push and recovery factor.
Reserves
Scenes of operation
Evaluation of economic risk
Criteria of selection
Industrial Security and protection to the atmosphere

The primary target of this work are to show the methodologies of the operation strategies that follow PEMEX in the project Arenque at the moment, as much economic the technical viability and, analyzing the obtained results.

Introducción

En los últimos años, la industria petrolera no se ha desarrollado aceleradamente. Actualmente, en las etapas de prospección propiamente dicha, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten a los geólogos y geofísicos para interpretar sus descubrimientos. A pesar de ello, esta actividad está llena de incertidumbres de diversos tipos, más aun si se tiene en cuenta que algunas particularidades quedan por explorar aquellas áreas más remotas, puesto que los yacimientos “más accesibles” de ubicar ya han sido descubiertos y explotados.

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado, relacionado al Proyecto de Explotación Arenque. El cual es identificado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Poza Rica-Altamira. Se analizó la información técnico-económica proporcionada por Pemex-Exploración y Producción (PEP), la cual consiste en:

- Datos generales del proyecto.
- Descripción técnica del proyecto.
- Principales alternativas.
- Estrategia de desarrollo y producción.
- Información económica financiera del proyecto.
- Plan de ejecución del proyecto.
- Seguridad industrial.
- Medio ambiente

Después de las principales etapas de producción de un yacimiento petrolero, queda en promedio aproximadamente el 60 % del volumen original de aceite dentro de él, el cual no se puede seguir extrayendo debido a la pérdida de presión dentro del yacimiento o por algún otro factor que impide que el aceite llegue a superficie. La falta de nuevos descubrimientos, sumado a la declinación de la producción, nos llevan a buscar nuevas alternativas rentables para poder cubrir la demanda de hidrocarburos del país, una de ellas es la recuperación secundaria o mejorada, con el fin de poder producir la mayor cantidad de aceite posible.

En la industria petrolera se deben tomar diversas decisiones que determinan la dirección y el curso de los proyectos de explotación, una de ellas es la implementación de algún método de recuperación. Estos métodos involucran diversas incertidumbres y riesgos de carácter técnico y económico. El objetivo de la implementación de estos métodos es maximizar el factor de recuperación de los yacimientos y por lo tanto, los ingresos. Es por lo anterior que el entendimiento de las incertidumbres asociadas a este tipo de proyectos, será determinante para mejorar la toma de decisiones.

Se plantea el uso de una metodología, la cual además del análisis económico determinístico, analizará el riesgo y la probabilidad de éxito del método, el mejor método sería el que mayor satisfacción económica nos ofrezca, pero que a la vez presente el menor riesgo, dejando claro que la mejor decisión es aquella que cumpla los requerimientos de la empresa, es decir, qué es lo que la empresa quiere, tener mayor satisfacción económica, elegir la propuesta que presente menor riesgo, recuperar las inversiones en el menor tiempo posible o bien, un balance de las anteriores.

Las estrategias de explotación en los proyectos de inversión permiten llevar a cabo actividades como la perforación y la reparación de pozos, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada; actividades que modifican el comportamiento de los yacimientos, que en conjunto con los nuevos descubrimientos y la producción de los pozos, contribuyen a las variaciones de los volúmenes de hidrocarburos cuya asociación a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, y a los precios de venta de los hidrocarburos, generarán la estimación de las reservas de hidrocarburos. Es por eso que la cuantificación de las reservas es un procedimiento, el cual debe realizarse constantemente para determinar las reservas actuales de un yacimiento, campo, región, país o incluso las reservas a nivel mundial.

El promedio mundial del factor de recuperación se estima del orden del 35%, donde la recuperación adicional dependerá de los recursos humanos altamente especializados (conocimiento-talento) e innovación, tecnologías disponibles, viabilidad económica y estrategias eficaces de la administración integral de yacimientos de hidrocarburos.

En el análisis de la información debe existir un orden, el cual puede ser logrado mediante un flujo de trabajo, en el cual se muestren las actividades que se plantean desarrollar para el estudio de la información y propiamente el estudio del campo.

Para la realización de este trabajo se propuso el esquema de trabajo con el cual se pretende el estudio de la estructura geológica del campo Arenque. Estas actividades se desarrollarán a lo largo de este documento:

- Recopilación y revisión de las bases de datos, validación de la información.
- Características petrofísicas del proyecto Arenque.
- Clasificación del yacimiento de acuerdo a su diagrama de fases.
- Análisis y validación del PVT.
- Estado actual del Proyecto.
- Comportamiento de producción del Proyecto.
- Historia de producción del Proyecto.
- Revisión de los registros de presión de fondo.
- Declinación de los pozos productores.
- Cálculo del volumen original de Arenque.
- Mecanismo de empuje y factor de recuperación.
- Reservas.
- Escenarios de explotación.
- Evaluación de riesgo económico.
- Criterios de selección.
- Seguridad industrial y protección al ambiente.

La primera actividad propuesta se refiere a la recopilación, revisión y validación de la información disponible proveniente de las diferentes bases de datos existentes, para el proyecto Arenque. Se revisaron diferentes bases de datos electrónica con archivos técnicos del proyecto, y adicionalmente se contó con archivos en formatos Excel, PowerPoint, Word, así como expedientes de pozos, los cuales fueron proporcionados.

El objetivo principal de este trabajo es mostrar las metodologías de las estrategias de explotación que sigue PEMEX actualmente en el proyecto Arenque, tanto la viabilidad técnico y económica, analizando los resultados obtenidos.

En el Capítulo 1 se refiere a la información adquirida, características geológicas y petrofísicas de los campos del proyecto Arenque indispensables del sistema roca-fluidos, de la roca y de los fluidos, para así poder determinar las características en las que se llevará a cabo la perforación o producción de un pozo, históricos de producción de aceite y gas, presencia de agua y otros componentes no hidrocarburos. Se incluye una metodología de cómo analizar la información antes mencionada. También se indica el manejo y control de datos con respecto a este tipo de campos.

El Capítulo 2 se describe las reservas petroleras y su clasificación, las cuales pueden estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los procedimientos probabilistas, modelan la incertidumbre de diferentes parámetros como, porosidad, espesor neto, saturaciones etc. Los procedimientos deterministas, son principalmente métodos volumétricos, métodos de balance de materia.

El Capítulo 3 muestra los principios básicos para la recuperación de hidrocarburos, se describen las distintas etapas de recuperación de hidrocarburos y los procesos más comunes que las conforman, además de la simulación matemática.

En el Capítulo 4 se definen las principales variables e indicadores económicos los cuales son de suma importancia para realizar el análisis económico de un proyecto, en la industria petrolera nos debemos enfrentar con dos medios importantes ligados entre sí, el técnico y el económico. Es de suma importancia realizar un conjunto de análisis económicos que en conjunto con la evaluación técnica determinan si un proyecto es o no rentable.

En el Capítulo 5, nos permite evaluar las diferentes alternativas de un proyecto para poder conocer la probabilidad de éxito y/o fracaso técnico y económico de los proyectos para así poder tomar la mejor decisión, se muestran algunas de las diferentes herramientas utilizadas en el análisis de sensibilidad y en el análisis de riesgo

Metodología de las Estrategias de explotación del proyecto Arenque

Capítulo 1 Proyecto Arenque

Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema que tiende a resolver, entre otras cosas, una necesidad humana (Glinz, 2007); es un esfuerzo temporal emprendido para crear un producto o un servicio, siguiendo una cierta metodología definida, para lo cual precisa de un equipo de personas idóneas, así como de otros recursos cuantificados en forma de presupuesto.

Hoy en día es de suma importancia planear adecuadamente, los pasos que seguirá el proyecto a realizarse en cualquier industria, no importando el tamaño del mismo es de vital importancia generar o planear adecuadamente como se desarrollará un proyecto, bajo que términos y todo lo que implica el iniciarlo, realizarlo, mantenerlo y culminarlo. En la Industria Petrolera esto se debe realizar con el mayor cuidado posible y obtener la mayor cantidad de información necesaria.

Los aspectos que comprenden un proyecto son:

- Evaluación económico-financiera
- Evaluación de impacto social y ambiental
- Estudio técnico
- Estudio jurídico

La importancia de cada uno de los estudios dependerá de la naturaleza de cada proyecto, y será gracias a la etapa de evaluación, cuando se determine si un proyecto se lleva a cabo, se mantiene en espera o se desecha.

En la siguiente Figura 1.1 se muestra de forma general, la dirección que toma la cantidad de datos que se van generando al comienzo de un proyecto petrolero y como llegar a su culminación.

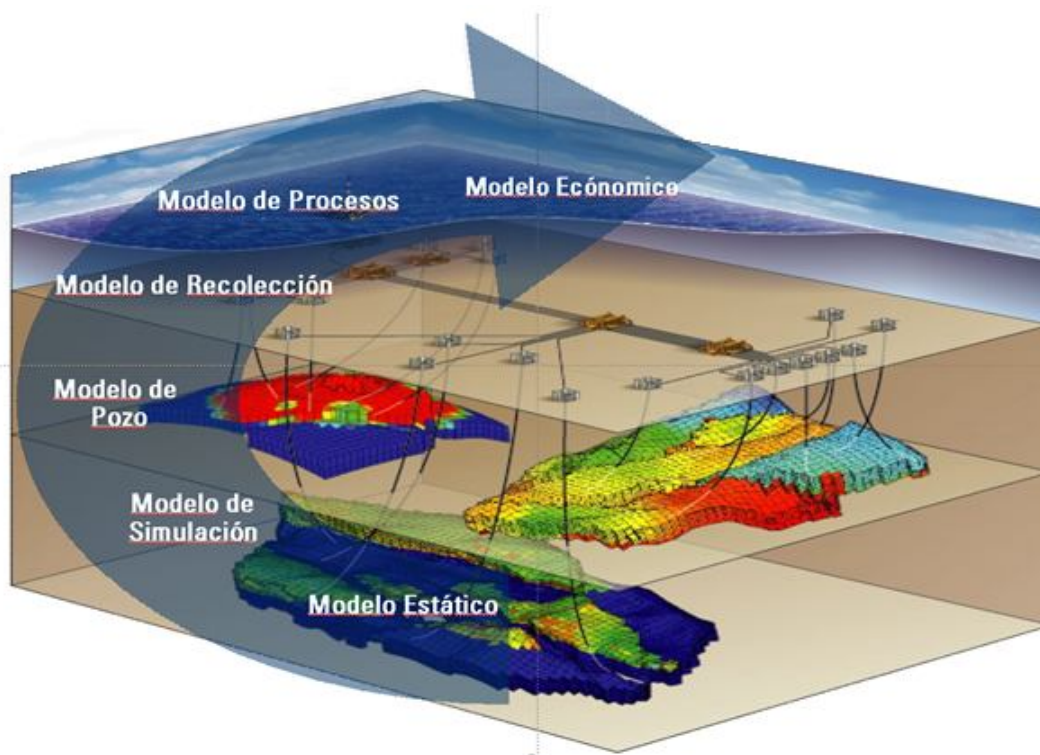


Figura 1.1 Flujo de Datos Exploración y Producción, CNH

Flujo de Información Integral

- Técnico:
 - Modelo Estático
 - Modelo Dinámico
 - Productividad de Pozos

Dentro del modelo estático se hace una exploración, referente a todo lo que implica el yacimiento, como está formado, en qué condiciones están los fluidos y la roca, etc., además de una evaluación del potencial, incorporación de reservas, caracterización y delimitación

En el modelo dinámico, la simulación numérica de yacimientos es una herramienta que permite inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo represente. Los principales cálculos que se realizan durante el proceso de simulación incluyen:

- (i) La determinación de la distribución de presión y saturación de los fluidos presentes en el yacimiento y
- (ii) El comportamiento de afluencia de los pozos.

Cabe destacar que los simuladores solamente son una herramienta, estos no pueden distinguir entre buena o mala información, es decir, si se introduce información errónea el resultado va a ser obviamente incorrecto, por lo se requiere de una correcta selección de la información, además del buen juicio de los ingenieros y de los especialistas.

Con respecto a la productividad en el modelo de pozo, se tiene cuando se simula el comportamiento de un yacimiento, mediante métodos numéricos, inevitablemente las dimensiones areales de las celdas del mallado, donde se encuentran ubicados los pozos, son mucho mayores al radio de dichos pozos, por lo que la presión que calcula el simulador para la celda que contiene un pozo es considerablemente diferente a la presión fluyente del mismo. De aquí la necesidad de emplear modelos de pozos que permitan relacionar dichas presiones de manera tal que los resultados obtenidos en la simulación cotejen con los obtenidos en campo.

- Económico
 - Estudios de Sensibilidad
 - Optimación de Escenarios de Producción
 - Evaluación Económica y Toma de Decisiones

Con el modelo de recolección, después que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie, se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal de los pozos hasta las estaciones de flujo. es cuando los pozos ya están produciendo y se les envía a las baterías, a los tanques de almacenamiento y luego a los puntos de venta.

En cuanto al modelo de procesos en las estaciones de flujo de petróleo y el gas producidos por los pozos entran a los separadores donde se completa la separación del gas que aún quedaba mezclado con el petróleo. Al salir por los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.

Finalmente el modelo económico, que es el estudio en la que la evaluación es la parte final de la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto. En esta etapa del proceso por fin se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias, en este momento ya se conocerá y dominará el proceso de producción, así como los costos en los que se incurrirá en la etapa productiva

1.1 Datos generales del proyecto

1.1.1 Objetivo del Proyecto Arenque

El proyecto de explotación Arenque tiene como objetivo alcanzar una recuperación de reserva remanente de 89 millones de barriles de aceite y 215 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el período de 2013-2027, mediante la perforación de pozos de desarrollo e intervenciones a pozos.

1.1.2 Ubicación

El proyecto de explotación Arenque pertenece al Activo Integral Poza Rica–Altamira de la Región Norte de Pemex Exploración y Producción (PEP). Está ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz, localizado entre los paralelos 24°15' y 20°18' de latitud Norte, al Oriente está limitado por la isobata de 500 m. y al Occidente por la línea de costa. Tiene una superficie aproximada de 23,600 kilómetros cuadrados, y cuenta con los primeros campos de explotación en el país. Ver Figura 1.2.

Así mismo las actividades del proyecto de explotación se tienen divididas en diferentes proyectos, tanto en tierra como en el mar, los cuales son: Integral Poza Rica – Tres Hermanos, Lankahuasa, Integral Arenque – Lobina, Ébano - Pánuco –Cacalilao y Tamaulipas Constituciones. Para poder atender todos estos proyectos, debido a la gran extensión territorial que abarcan, se dividieron en dos áreas principales:

- Tampico para atender los Campos del Proyecto Integral Poza Rica –Tres Hermanos proyectos Ébano - Pánuco – Cacalilao y Tamaulipas Constituciones.
- Poza Rica para atender Integral Poza Rica – Tres Hermanos y Lankahuasa.
- El proyecto Arenque - Lobina es compartido por ambas áreas.

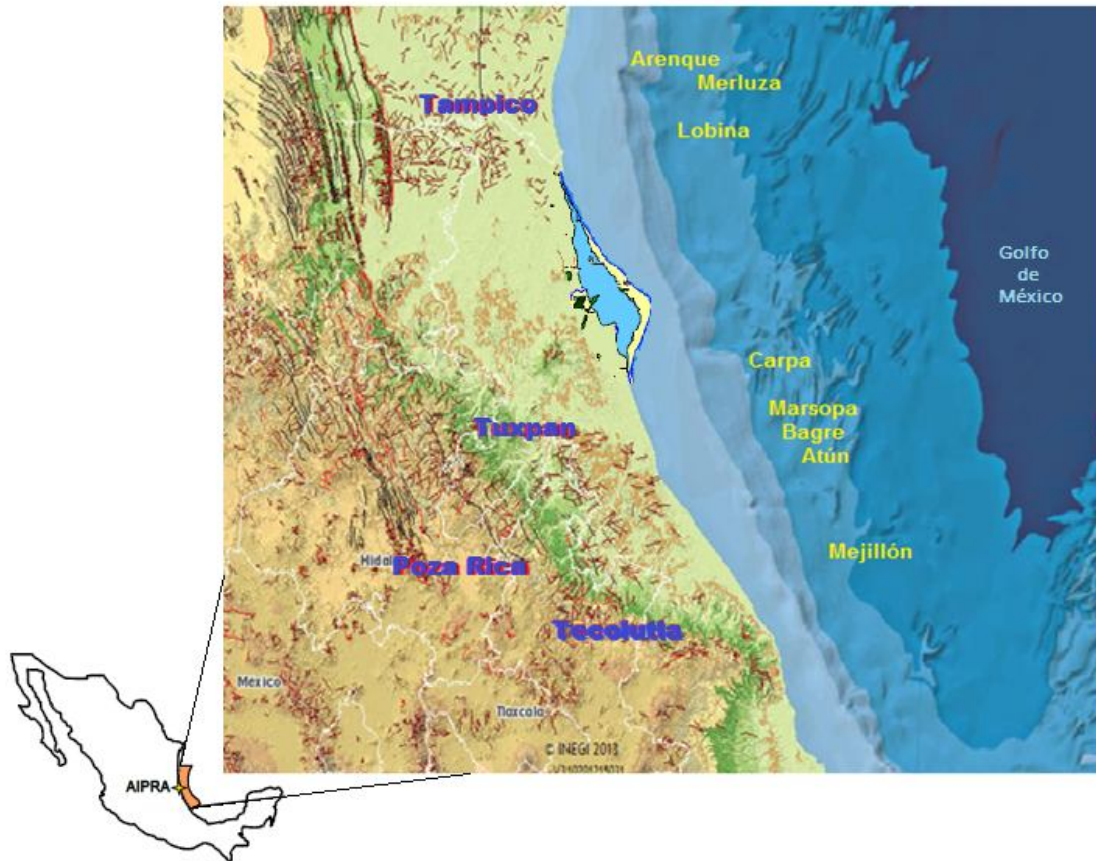


Figura 1.2 Ubicación geográfica del proyecto de explotación Arenque, modificado de INEGI 2013

1.1.3 Alcance

El proyecto de explotación Arenque realizará la perforación de 23 pozos y terminación de 24 pozos, así como la realización de 12 reentradas, la recuperación de un pozo exploratorio, 4 cambios de intervalo y una estimulación, para recuperar una reserva remanente de 89 millones de barriles de aceite y 215 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el período de 2013-2027.

Además, el proyecto incluye la optimización y/o desincorporación de instalaciones marinas, así como la correspondiente al transporte y manejo de hidrocarburos.

Para llevar a cabo estas actividades se requiere de la inversión de 18,273 millones de pesos, que incluyen las actividades de desarrollo de campos como perforación y terminación de pozos, reparaciones mayores, construcción y mantenimiento de la infraestructura que requiere el proyecto a futuro así como la optimización y mantenimiento de la existente, Tabla 1.1

El proyecto se desarrollará buscando maximizar el valor económico de las inversiones e hidrocarburos dentro del marco legal y en armonía con el medio ambiente y las comunidades a través de la implantación de modelo de desarrollo sustentable.

Tabla 1.1 Actividades de desarrollo de campos

Actividad	Unidades	Cantidad
Perforación de Pozos de Desarrollo	Número	23
Terminación de Pozos de Desarrollo	Número	24
Reentradas	Número	12
Recuperación de Pozo Exploratorio	Número	1
Cambios de intervalo	Número	4
Estimulación	Número	1

1.1.4 Avance y logros del proyecto.

En la Tabla 1.2 se muestran los avances del proyecto a diciembre de 2012. Las cifras de la tabla están calculadas a partir del año 2002

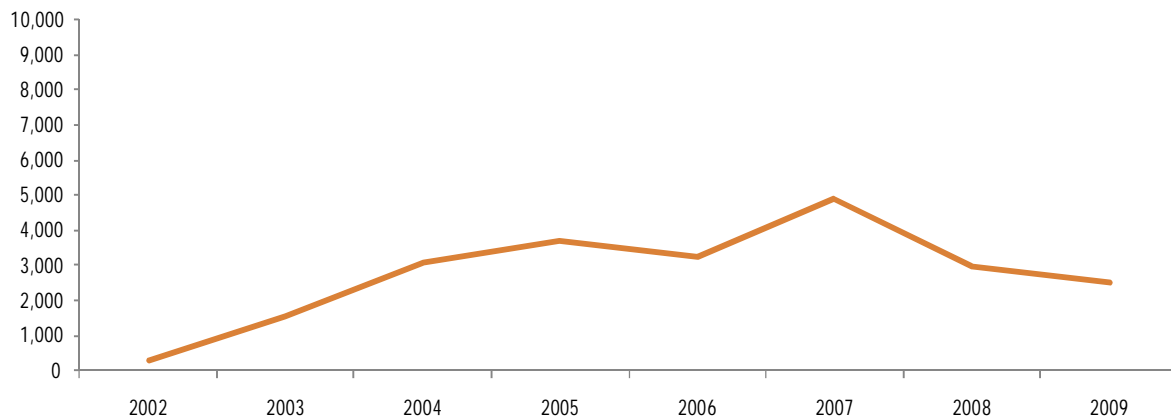
Tabla 1.2 Avances del proyecto a diciembre de PEMEX 2012

Concepto	Unidad	Cantidad
Inversión	mmpesos @ 2010	22,133
Pozos productores	Número	32
Pozos perforados	Número	0
Producción de aceite	mbpd	19.6
Producción de gas	mmpcd	33.4
Producción acumulada aceite	mmb	281.9
Producción acumulada gas	mmpc	682.3
Aprovechamiento de gas	%	83
Costo de producción	usd/bpce	11.25

* Incluye la inversión del proyecto avalado Sardina.

En la gráfica siguiente se muestra la inversión histórica del año 2002 al 2009

Inversión histórica millones de pesos 2012



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Inversión (mmpesos @2010)	273	1,527	3,065	3,708	3,223	4,915	2,941	2,482

En la siguiente tabla se indica la calendarización histórica de las actividades que se tenían programadas y las cuales se han realizado.

Calendarización histórica de metas físicas

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Perforación de pozos de desarrollo (número)	0	0	1	0	1	5	1	0
Reparaciones mayores (número)	2	4	5	7	3	1	5	2
Plataformas (número)					2	1		
Ductos (km)				47		34		

A continuación se muestra el total de pozo que se han tenido que desviar con respecto del programa que originalmente se tenía en cuenta realizar.

Desviación de pozos perforados respecto de la programación original

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Pozos documento original 2001 (número)	0	0	0	0	0	0	0	0
Pozos perforados reales (número)	0	0	1	0	1	5	1	0

En esta tabla se muestran las inversiones que se han realizado en los proyectos exploratorios desde el año 2002 al 2009.

Desglose de las inversiones de los proyectos exploratorios

Millones de pesos @ 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Inversión total	273	1,527	3,065	3,708	3,223	4,915	2,941	2,482
Inversión Arenque sin exploratorios	273	791	1,451	2,958	2,524	4,712	2,910	2,354
Inversión Exploratorio Sardina	0	736	1,614	750	699	203	31	128

1.2 Descripción técnica del proyecto

Los campos que comprenden el proyecto de explotación Arenque son: Arenque y Lobina, en el área Norte del proyecto (A-L), Atún, Bagre, Carpa, Marsopa y Mejillón en el área Sur, Faja de Oro Marina (FOM). La descripción técnica de cada campo y yacimiento se describirá más adelante en este capítulo.

1.2.1 Exploración.

1.2.1.1 Evaluación de potencial.

El objetivo principal del proyecto es identificar la existencia del sistema petrolero, sus elementos deben estar concatenados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de explotarse con rendimiento económico.

Evaluar de manera integral todos los componentes, requiere de diversas disciplinas con especialistas que trabajen en equipo, para alcanzar con éxito los objetivos. Las actividades de exploración geológicas y geofísicas que se deben programar en esta etapa son: Geología superficial, Gravimetría, Magnetometría, Geoquímica, Sísmica y Registros geofísicos de pozo, como se puede observar en la Figura 1.3.

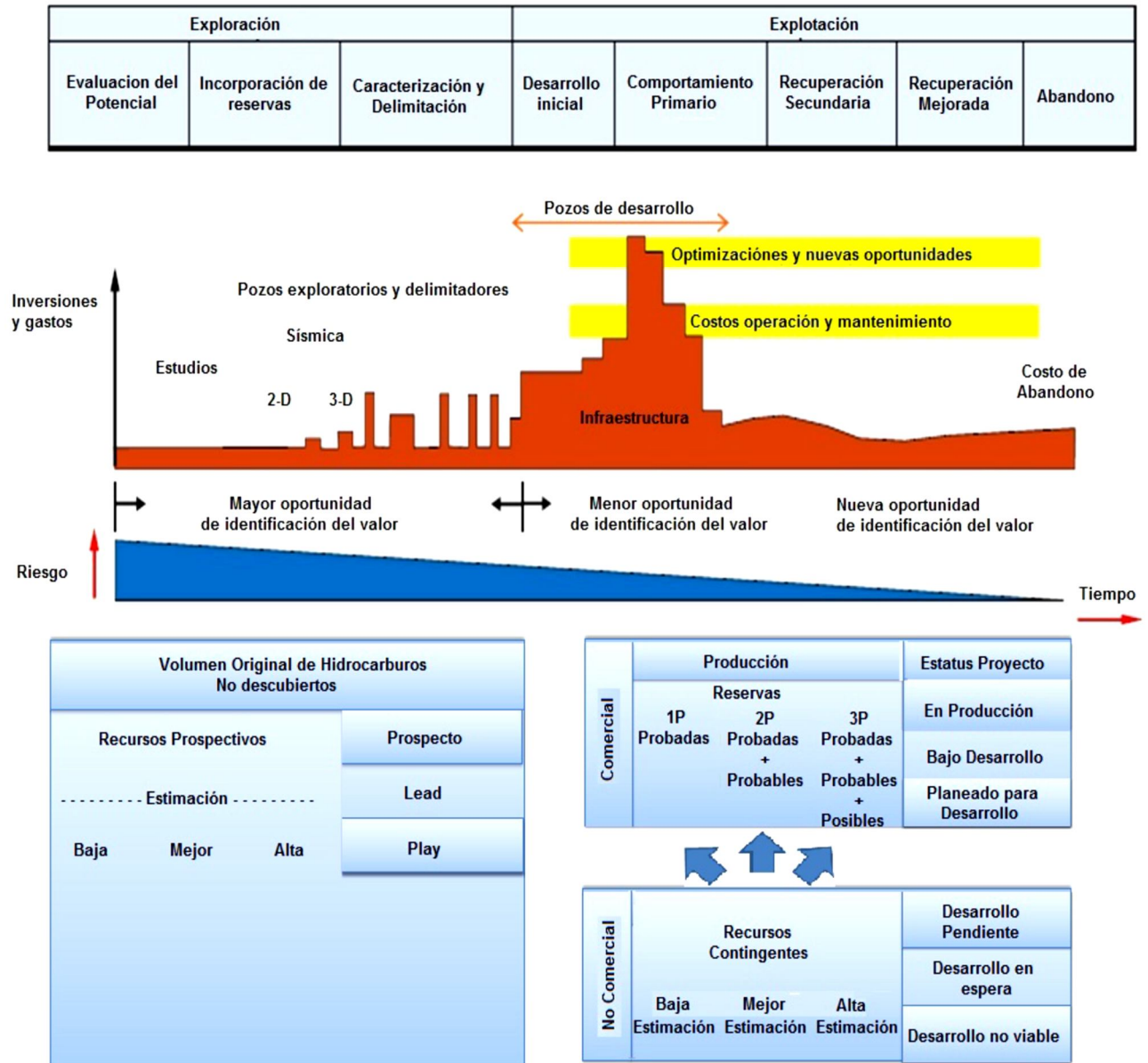


Figura 1.3 Desarrollo de un campo petrolero PEP 2011

1.2.2 Caracterización delimitación de yacimientos

La caracterización de un yacimiento petrolero es el conjunto de procesos y técnicas orientados a la definición y estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos; con el objetivo de determinar el potencial de la formación y localizar los intervalos que son potenciales al almacenamiento de hidrocarburos.

La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se definen las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda, se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

Se distinguen dos tipos de restricciones que limitan la extensión de los yacimientos: límites físicos y límites convencionales. Los primeros son aquellos definidos por eventos geológicos, estructurales o estratigráficos; mientras que los límites convencionales son aquellos que se establecen con criterios inferidos como los cortes de porosidad o saturaciones de fluidos.

1.2.3 Geología estructural

1.2.3.1 Sistema petrolero

Es un conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan simultáneamente para la generación y/o acumulación de los hidrocarburos. Se compone por roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa y los hidrocarburos que contenga Figura 1.4.

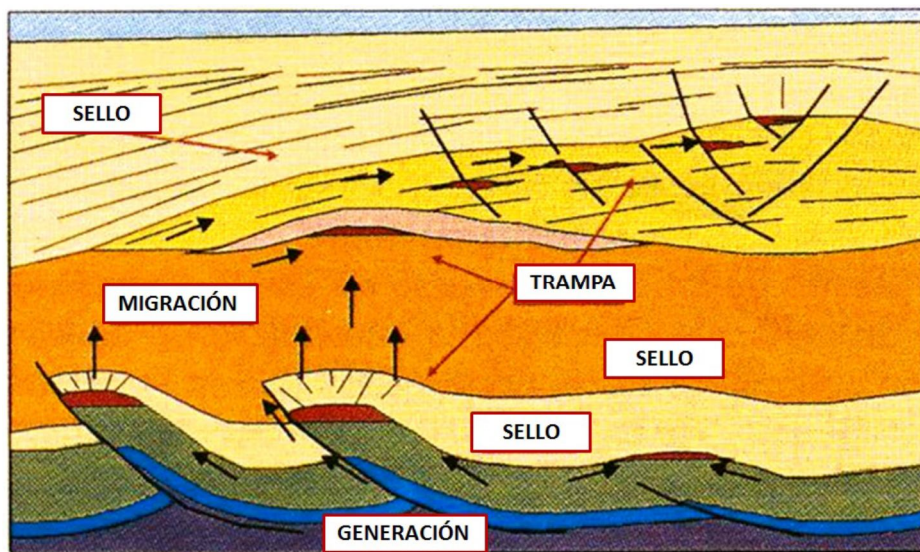


Figura 1.4 Sistema petrolero (Tomado de Gonzáles García y Cruz Helú, 2000)

1.2.3.1.1 Roca generadora

Roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos

1.2.3.1.2 Roca almacenadora

Roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) que permite que el aceite migre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.

1.2.3.1.3 Roca sello

Roca impermeable comúnmente lutita anhidrita o sal, que forman una barrera o capa arriba o alrededor de la roca del yacimiento de tal manera que lo fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento.

1.2.3.1.4 Trampa

Es una estructura geológica que define un yacimiento con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen. Se dividen en estructurales y estratigráficas.

1.2.3.2 La formación El Abra

Está conformada por carbonatos (Wackestones, Packstones y Grainstones) de edad Cretácico Medio. Estas rocas se depositaron como barras de arenas carbonatadas con algunos crecimientos orgánicos de tipo parche; constituyendo una cadena de islas a lo largo del borde del atolón que conforma la plataforma de Tuxpan. Por su ambiente de depósito y por su evolución posterior al depósito, estas rocas sufrieron procesos de karstificación en repetidas ocasiones, lo que provocó la formación de porosidad secundaria y originando yacimientos de buena permeabilidad, Figura 1.5.

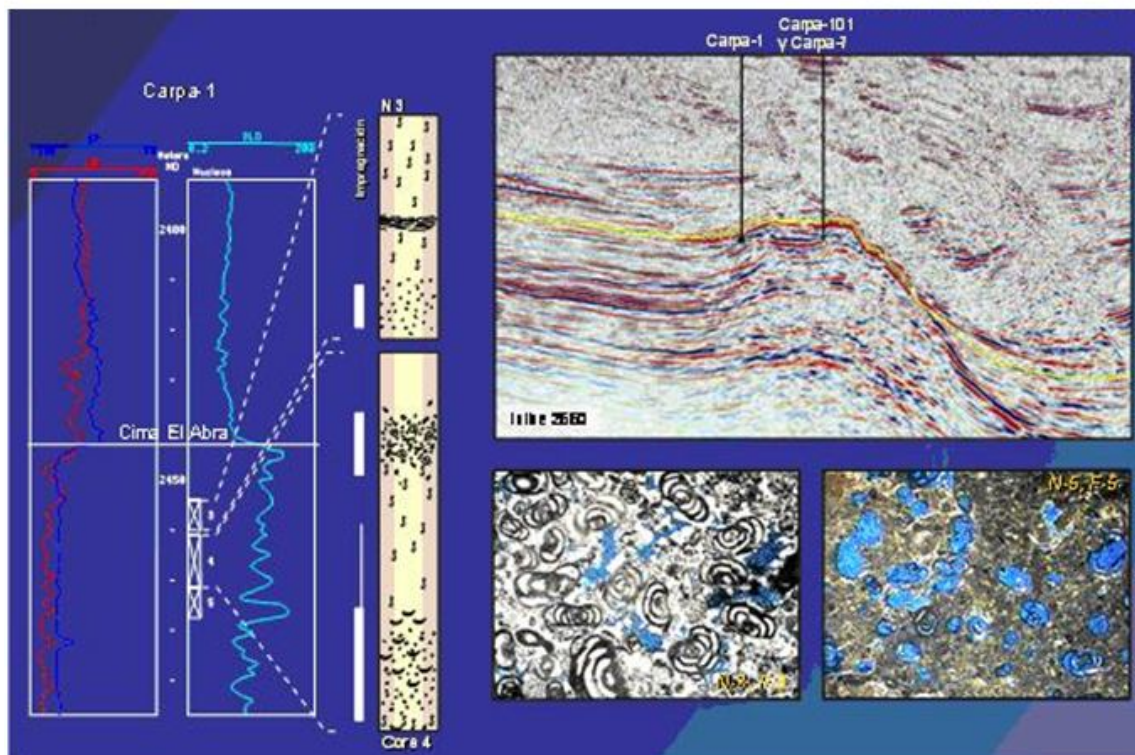


Figura 1.5 Facies productoras formación El Abra, campo Carpa. PEMEX 2010

1.2.3.3 Clasificación de los carbonatos

Clasificación de Dunham (1962): Distingue dos tipos generales de carbonatos (rocas y sedimentos carbonatados) los que presentan textura deposicional reconocible, y los que presentan textura cristalina, no siendo posible reconocer la textura deposicional. Ver Figura 1.6 Carbonatos con textura deposicional reconocible:

- **Boundstone:** Los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentación debido a la acción de organismos bioconstructores (corales, algas rodofíceas, cianobacterias, etc.).
- **Grainstone:** Textura grano-soportada y sin matriz micrítica. El espacio intergranular puede estar ocupado por cemento.
- **Packstone:** Textura grano-soportada y con matriz micrítica. El espacio intergranular está ocupado por micrita.
- **Wackestone:** Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.
- **Mudstone:** Textura matriz-soportada con menos del 10% de granos.


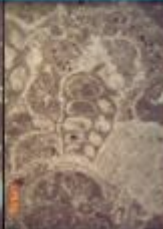
Textura original reconocible					Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no enlazados durante el depósito			Sin matriz y grano sostenido	Componentes originales enlazados	
Con matriz (carbonato de tamaño arcilla o limo fino)		Granosostenida			
Sostenida por la matriz					
Menos de 10% de granos	Más de 10% de granos				
MUDSTONE	WACKSTONE	PACKSTONE	GRAINSTONE	BOUNDSTONE	CARBONATOS CRISTALINOS
					

Figura 1.6 Clasificación de Dunham 1962 (Modificado de Montijo González)

1.2.3.4 Componentes de las calizas.

Los granos (aloquímicos) de las calizas pueden ser:

- **Bioclastos** fósiles y fragmentos de fósiles
- **Ooides y peloides** ambos redondeados, los primeros concéntricos y los segundos son de origen fecal
- **Intraclastos**.- fragmentos retrabajados de otras calizas

Otros componentes que pueden tener las calizas son:

- **Terrígenos**.- granos tamaño arena, limo o arcilla provenientes de la erosión del continente
- **Oolitas** Las oolitas son partículas carbonatadas casi esféricas que presentan una estructura concéntrica interna, y con diámetros que varían entre 0.25 a 2.00 milímetros. Estas estructuras se originan por la acción del oleaje y corrientes continuas en lugares donde se presenta una depositación rápida de calcita, a partir de un núcleo que puede ser un fragmento fósil, un pellet o un grano detrítico. Una oolita puede formarse a través de diferentes ciclos de abrasión alternando con crecimiento en el mismo lugar del depósito.
- **Trancisional** son aquellos que tienen ocurrencia en las áreas circundantes a la línea de costa, entre el contacto del mar y el continente.
- **Micritas Laminares** Micrita: Es calcita microcristalina menores de 5 micras de diámetro y constituye la matriz de grano fino en rocas carbonatadas.

1.2.3.5 Columna geológica

La escala de tiempo geológico es el marco de referencia para representar los eventos de la Historia de la Tierra y de la vida ordenados cronológicamente, ver Figura 1.7. Establece divisiones y subdivisiones de las rocas según su edad relativa y del tiempo absoluto transcurrido desde la formación de la Tierra hasta la actualidad. El tiempo geológico nos sirve, para situar dentro de un tiempo determinado, aparición o desaparición de especies, algún carácter nuevo de algún organismo, cambios en el clima así como los diversos factores que afectan a la tierra.

PRINCIPALES DIVISIONES DE LOS TIEMPOS GEOLÓGICOS

M.A.	ERA	SISTEMA	SERIE	PISOS	ROCAS TIPO (Facies)	AFLORAMIENTOS PRINCIPALES	REGISTRO FÓSIL	OROGENIAS							
0.01	CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO	Postglacial	Aluviales-Cólicas	Caros fluviales	Actual	C Fases							
0.08			SUP.	Variscanas	Gravas, arenas y limos	Márgenes de conos fluviales	Hominidos								
0.12			MED.	Tirrenicas	Loesas y tufa		Mamuts								
0.15		PLEISTOCENO	MED.	Sicilianas	Terrazas fluviales y marinas	Zonas costeras	Oso de las cavernas	A Rodinia							
0.6			INT.	Calabrianas	Piñas levantadas		Equidos (Equus)		África						
2.0							Glophas								
5.0		TERCIARIO	NEÓGENO	PLIOCENO	Piacenzianas	Depósitos fluviales (rizar: gravas cuarcíticas empastadas en matriz arcillosa)	Montes de León	MOLUSCOS: Bivalvos (Pecten, Ostrea...) y Gasterópodos	Siberia						
				SUP.	Zancloianas	Calizas de los pirineos	Montes de Toledo	DEPRESIONES INTERIORES (zona central): Duero / Tago		Equinidos (Clypeaster)					
				MED.	Mentonias	Margas y yesos		IBRO		Microfossilitas					
13			PALEÓGENO	OLIGOCENO	INT.	Tortonianas	Margas y yesos			Larínica					
	MED.				Holocenias	Arçilas		DEPRESIONES INTERIORES							
	INT.				Mirigalianas	Margas		Bordes o áreas marginales (ambientes proximales de abanicos aluviales)							
14	MESOZOICO	PALEÓGENO	OLIGOCENO	INT.	Apuzianas	Conglomerados calcáreos, arenáceos, yesos		Pirenaica							
				SUP.	Charranas	Arçilas			FLORA: Fanerógamas						
				MED.	Praboninas	Arçilas y margas									
23		PALEOCENO	PALEOCENO	INT.	Lancianas	Playas: alternancia de calizas/margas			Larínica						
				MED.	Ypsoboninas	Arçilas									
				SUP.	Danianas	Calizas									
65	MESOZOICO	CRETÁCICO	SENO-CENOSE	SUP.	Mastriichtinas	Conglomerados	CORDELLERAS ALPINAS (aprox. Hispania calcárea: 1/3 oriental peninsular)	MOLUSCOS: Ammonoites evolutas, Belemnites	Austria						
										Bivalvos: Ostreidos (Gryphus) y Rudistas					
										EQUINODERMOS: Equinidos irregulares (Mocranus)					
95			MESOZOICO	CRETÁCICO	NEOCENOSE	INT.	Turonianas	Calizas y dolomías masivas	Cordillera Cantábrica	PORAMINÍFEROS (Cochanella)	Neo-kimmeria				
												REPTILES: Timonario, Trionatops...			
												FLORA: Angiospermas (Magnolia...)			
130			MESOZOICO	JURÁSICO	MALM	SUP.	Portlandinas	Calizas, areniscas y arcillas	Cordillera Pirineica	MOLUSCOS: celépodas: Ammonites y Belemnites	Eo-kimmeria				
												BRACIÓPODOS: Fincoceras y Terebratulinas			
												REPTILES: Platanosaurus, Iguanodon, Estegosaurio, Tarpósidos (mamíferos)			
150					MESOZOICO	JURÁSICO	DOOGIE	SUP.	Kimmerienses	Calizas masivas y rimbos		Cordillera Ibérica		Eo-kimmeria	
178	MESOZOICO	JURÁSICO	LIAS	INT.	Flintbachinas	Calizas y dolomías tabuladas	Cordillera Ibérica		Eo-kimmeria						
204	MESOZOICO	TRIÁSICO (F. arenolita)	SUPERIOR	SUP.	Kimmerienses	Calizas y dolomías opacas (Carinolis)	Zonas Escamias (Prabético y Subbético: montañas de Alicante, sur de Almería, Sierra de Alcazar, Cazorla, Guadalupe, Ronda, ...)		Eo-kimmeria						
229			MESOZOICO	TRIÁSICO (F. arenolita)	MEDIO	SUP.	Kupper	Arçilas oligocénicas y yesos				Eo-kimmeria			
239	MESOZOICO	TRIÁSICO (F. arenolita)	INFERIOR	SUP.	Werraerense	Calizas, dolomías y margas			Eo-kimmeria						
245	PALEOZOICO	PERMIANO	SUPERIOR	SUP.	Perno-Trias	Conglomerados de base	MACIZO HERCÍNICO	Desarrollo reptiles	Palatinica						
290		PALEOZOICO	CARBÓNIFERO	SUPERIOR	SUP.	Thuringienses	Serie detriticas con intercalaciones de rocas volcánicas	Zona Cantábrica		Palatinica					
360	PALEOZOICO	DEVÓNICO	SUPERIOR	SUP.	Werraerense	Moluscos	Zona Astrocordillerolomosa	Goniatites, Fusulinas	Palatinica						
400	PALEOZOICO	DEVÓNICO	MEDIO	SUP.	Parasiticas	Calizas y dolomías nodulosas	NÚCLEO DE LAS CORDELLERAS ALPINAS	Goniatites	Palatinica						
425	PALEOZOICO	DEVÓNICO	INFERIOR	SUP.	Werraerense	Arçilas rojas	Zona Axial Pirineica	Peces acorçados	Palatinica						
450	PALEOZOICO	ORDOVICIANO	SUPERIOR	SUP.	Ladoceras	Psaromas (con graptolitos)	Cordillera Ibérica: Sierra de la Demanda, Macizo de Asoa, Macizo de Calatayud-Montalbán	Crinoides	Palatinica						
495	PALEOZOICO	CAMBRICO	SUPERIOR	SUP.	Werraerense	Psaromas y marçilas	Sistema Central: Guadarrama, Credo	Crinoides	Palatinica						
509	PALEOZOICO	CAMBRICO	MEDIO	SUP.	Werraerense	Psaromas y marçilas	Cordillera Ibérica: Zonas Internas (P. Nevada, Manresa...)	Trilobites (50%)	Palatinica						
590	PALEOZOICO	CAMBRICO	INFERIOR	SUP.	Werraerense	Dolomías y mármoles		Braquiópodos (30%)	Palatinica						
600	PRACAMBRICO	ARCAICO	VINDENSE	SUP.	Ediacara	Gravacas y gneiss	NUCLEOS ANTIFORMES HERCÍNICOS	Algas calcáreas	Palatinica						
600	PRACAMBRICO	ARCAICO	VINDENSE	SUP.	Varanger	Formaciones porfiróides (côlo de sapo)	Galicia y Norte de Portugal	Fauna Ediacara	Palatinica						
600	PRACAMBRICO	ARCAICO	VINDENSE	SUP.	Ediacara	Gravacas y gneiss	NUCLEOS ANTIFORMES HERCÍNICOS	Algas calcáreas	Palatinica						
600	PRACAMBRICO	ARCAICO	VINDENSE	SUP.	Varanger	Formaciones porfiróides (côlo de sapo)	Galicia y Norte de Portugal	Fauna Ediacara	Palatinica						

Figura 1.7 Columna Geológica, I Cantarino 2001

Paleozoico

Basamento (Granítico).

El basamento está constituido principalmente por una roca granítica de color gris con tonalidades verdosas con presencia de abundantes cristales de piritita y escasa presencia de biotita, con fracturas rellenas por material verdoso, y con muy aisladas manchas de aceite en algunos planos de fractura, ver Figura 1.8.

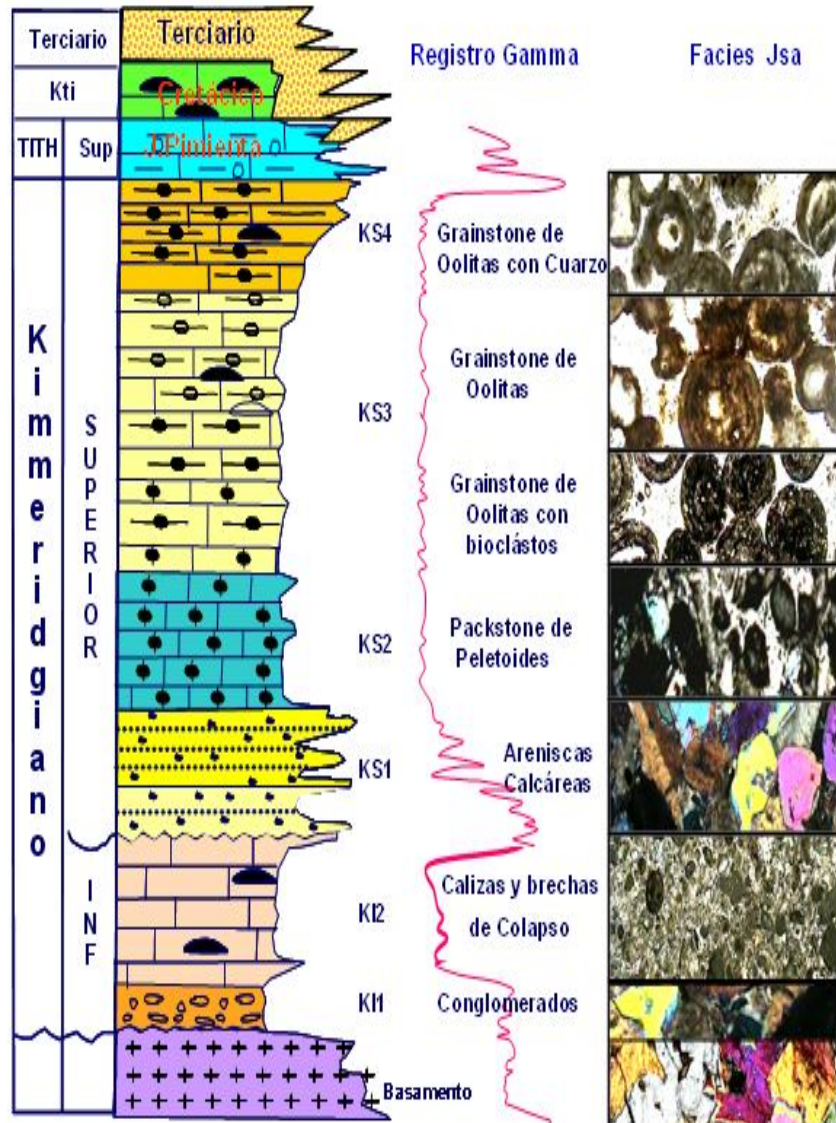


Figura 1.8 Columna geológica de Jsa campo Arenque, PEMEX 2010

Formación San Andrés. (Kimmeridgiano).

Su litología está representada por rocas sedimentarias originadas por una fase transgresiva

La formación San Andrés la dividen dos secuencias: San Andrés Inferior y San Andrés Superior. Esta división puede ser aplicada para toda la cuenca, y las secuencias serán denominadas KI y KS respectivamente.

En el área de estudio infrayace a la formación Pimienta en aparente discordancia debido a una superficie irregular de depósito

Formación Pimienta. (Tithoniano).

Definida como una secuencia de "calizas arcillosas negras y gris oscuro, con intercalaciones de cuerpos delgados de lutitas negras, con frecuentes bandas de pedernal negro y café oscuro", esas rocas afloran en el Rancho Pimienta, aproximadamente a 300 m al W de la carretera México-Laredo en el Km. 337-338.

En general, la litología que constituye a esta unidad se compone de "wackestone" y "mudstone" arcillosos, a menudo fuertemente recristalizado y dolomitizados, que presentan estratificación delgada que varía de 5 a 30 cm de espesor y llegan a alcanzar espesores de hasta 135 m. Esta litología se intercala con delgadas capas de lutita de color café oscuro, ocasionalmente bentoníticas, y mostrando en algunas localidades intercalaciones en los carbonatos de cenizas volcánicas y tobas; además, se exhibe con interestratificaciones comunes de lentes y nódulos de pedernal de color negro.

Cretácico inferior

Formación Tamaulipas Inferior

Está constituida por caliza compacta de textura fina, cretoso en partes, de colores gris, crema y amarillento, estratificada en capas de 20 a 50 cm de espesor. Esta formación aflora en la Sierra de Tamaulipas y en la Sierra Madre Oriental. En la parte Norte de la Cuenca de Tampico-Tuxpan puede fácilmente diferenciarse de la formación Tamaulipas Superior porque entre ambas se encuentra la formación Otates, pero hacia el Sur, donde ésta desaparece, resulta sumamente difícil la diferenciación. Esta formación tiene importancia económica como productora de hidrocarburos. El espesor de la formación Tamaulipas Inferior varía de 50 a 400 m.

Cenozoico

Terciario-Cuaternario

El Terciario Marino se constituye principalmente por secuencias de espesor variable, caracterizados por lutitas, limonitas, areniscas calcáreas y conglomerados, y que están presentes con espesores que llegan hasta los 4000 m y más, y que se depositaron durante las épocas del Paleoceno al Mioceno en medios ambientes que variaron de costeros a batiales en áreas con pendientes fuertes y de rápida subsidencia.

La columna geológica sedimentaria, objeto de la perforación en el área de los campos Carpa, Marsopa, Bagre y Atún, cronológicamente inicia de la cima a la base por los sedimentos terciarios del Mioceno y Oligoceno, alcanzando el Cretácico Superior a nivel de la formación y finalmente las

calizas de plataforma de la formación El Abra (objetivo de las perforaciones de delimitación y desarrollo) del Cretácico Medio (Albiano–Cenomaniano).

1.2.3.6 Modelo sedimentario

En 2003, se desarrolló una caracterización integral del campo Arenque hasta la etapa de simulación del yacimiento Jurásico Superior San Andrés, tomando como base el primer modelo de depósito conceptual establecido como una plataforma tipo rampa carbonatada con borde. De esta forma, se analizó el comportamiento de los depósitos y su posición estructural en base a la señal sísmica infiriéndose que el basamento controló la sedimentación de las facies correspondientes al Jurásico, ver Figura 1.9.

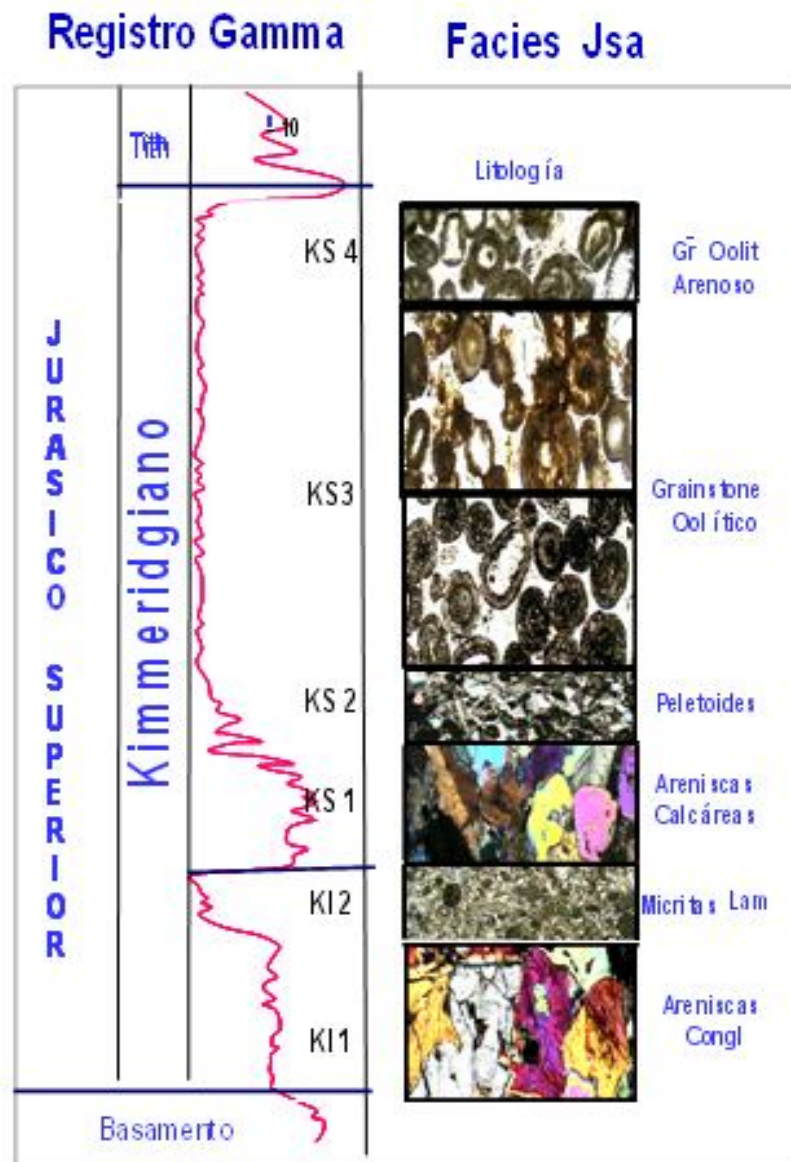


Figura 1.9 Columna geológica identificada mediante estudio petrográfico y estratigrafía de secuencias elaborado en 2003 (PEMEX).

En la Figura 1.10, se muestra el trabajo realizado para la formación Jurásico San Andrés, considerándose un ambiente de sedimentación de plataforma carbonatada somera tipo bordeada.

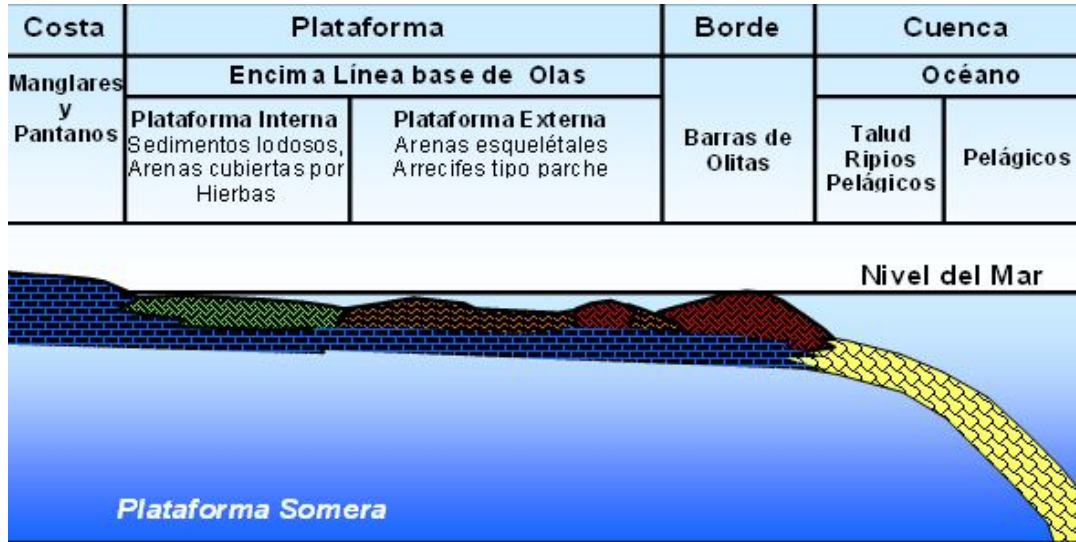


Figura 1.10 Modelo conceptual propuesto en el estudio del año 2003. (PEMEX)

Actualmente se considera que los sedimentos se depositaron en un ambiente de plataforma carbonatada tipo rampa, donde el principal banco oolítico estaba por debajo del nivel del mar, ver Figura 1.11, lo que no permitió la formación de una verdadera laguna con depósitos de intramarea.

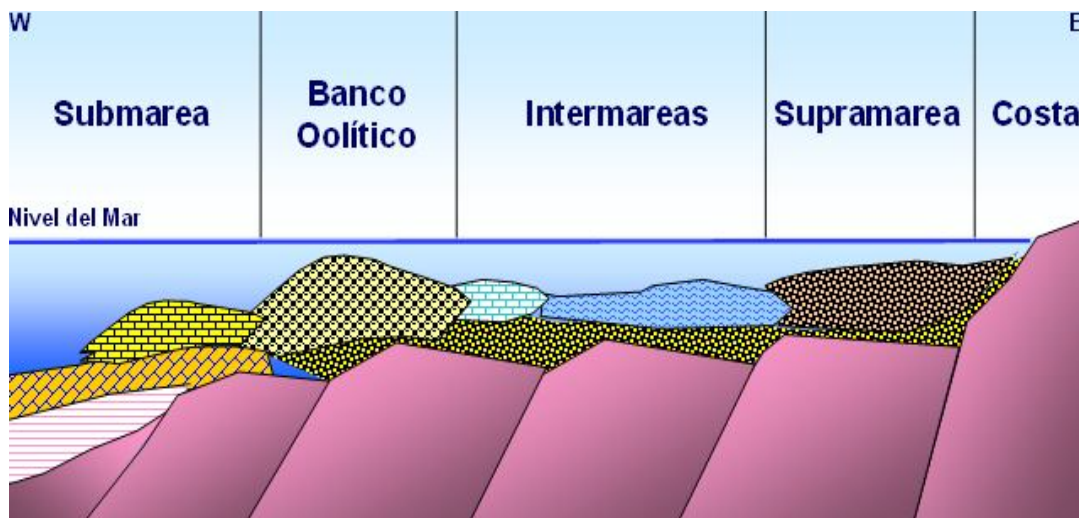


Figura 1.11 Acuñaamiento y disminución de los espesores de las secuencias estratigráficas de Jsa (PEMEX).

Por medio de descripciones litológicas, secciones estratigráficas de correlación y en base a las cimas establecidas de los pozos, se logró establecer a detalle la estratigrafía de la formación San Andrés, ver Figura 1.12.

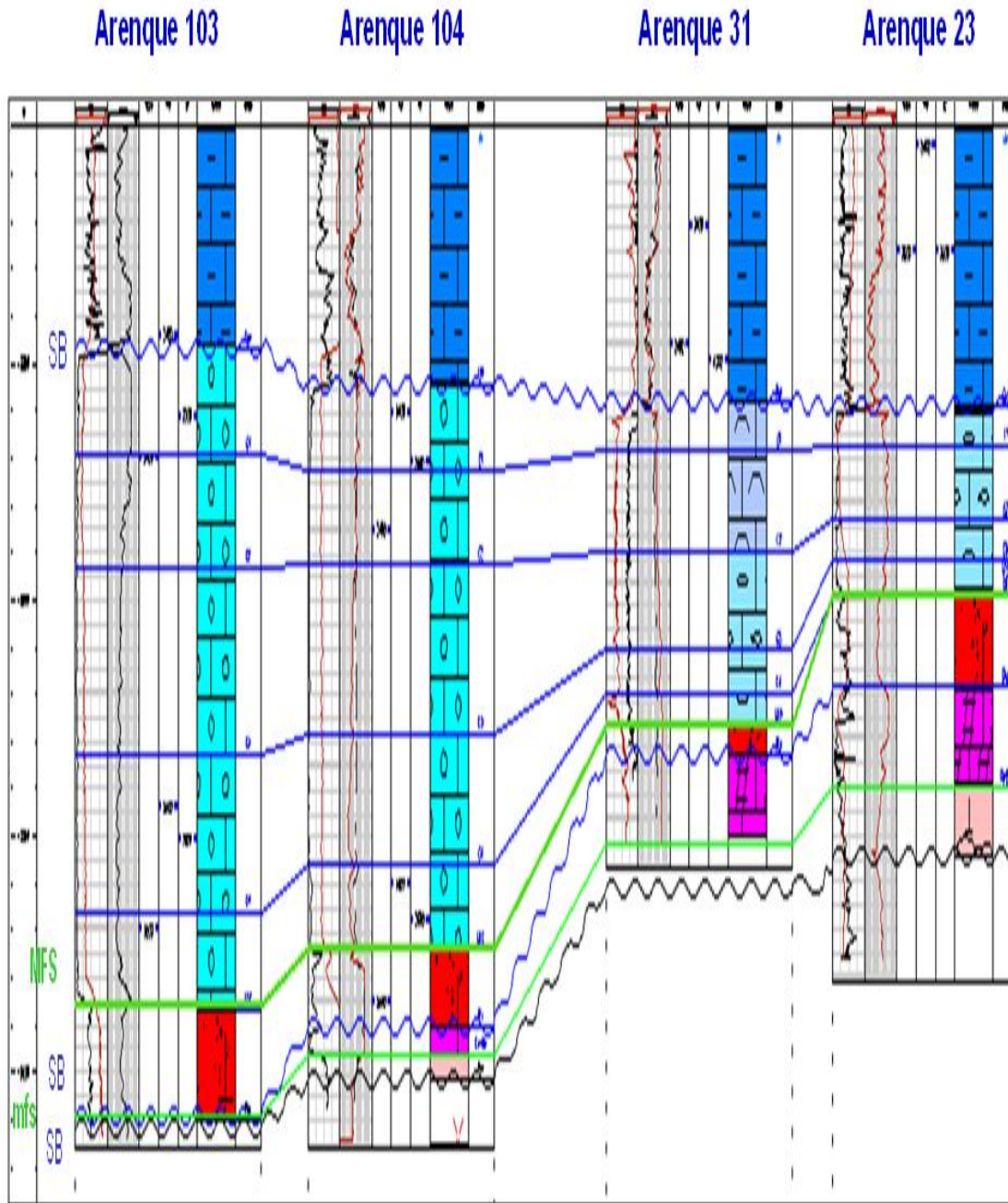


Figura 1.12 Sección estratigráfica observándose disminución de espesor hacia la parte Oeste de la formación Jurásico San Andrés del campo Arenque (PEP 2010).

Estratigrafía J. San Andrés Superior, Ks.

La Figura 1.13 ilustra en detalle la columna estratigráfica tipo del proyecto de explotación Arenque Lobina.

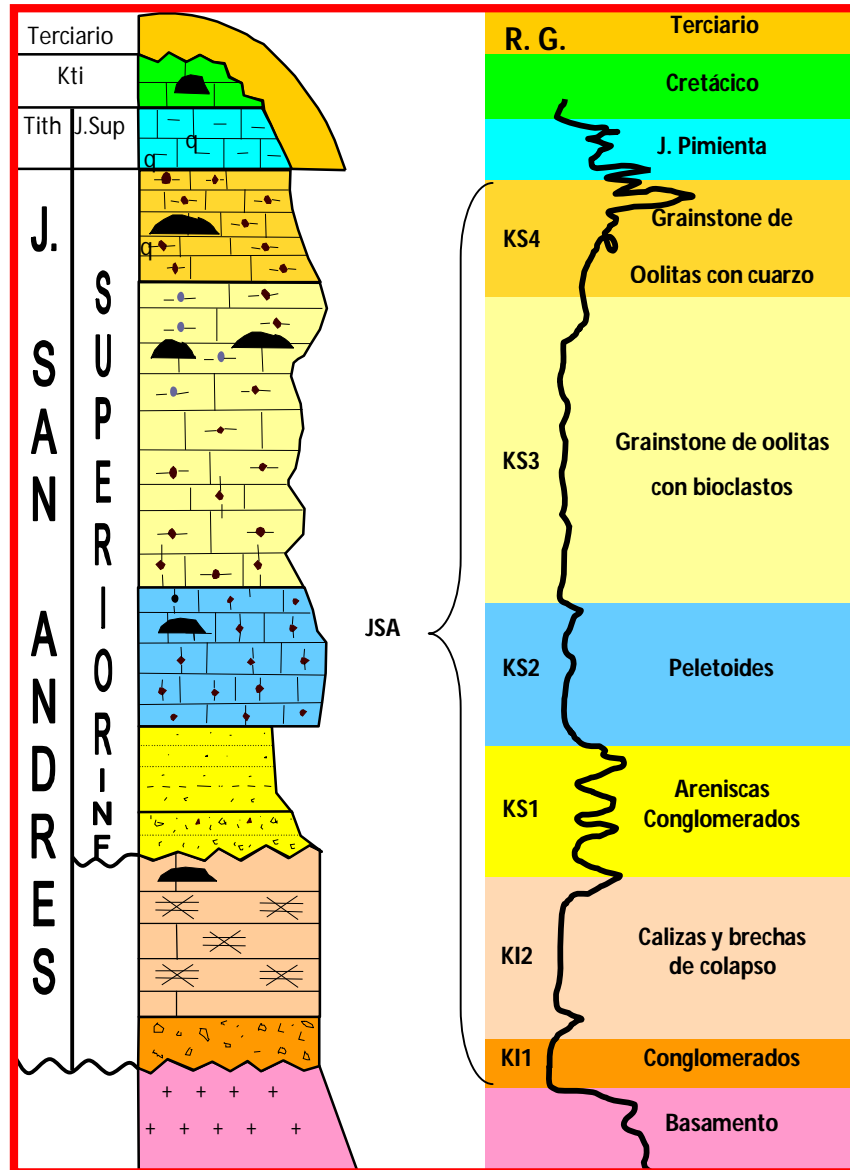


Figura 1.13 Columna Estratigráfica Tipo Arenque Lobina (PEMEX).

Parasecuencias de la Formación San Andrés cuya distribución en el campo Arenque y a nivel regional en ambos flancos de la Isla de Arenque, se observan en las Figura 1.14 y Figura 1.15.

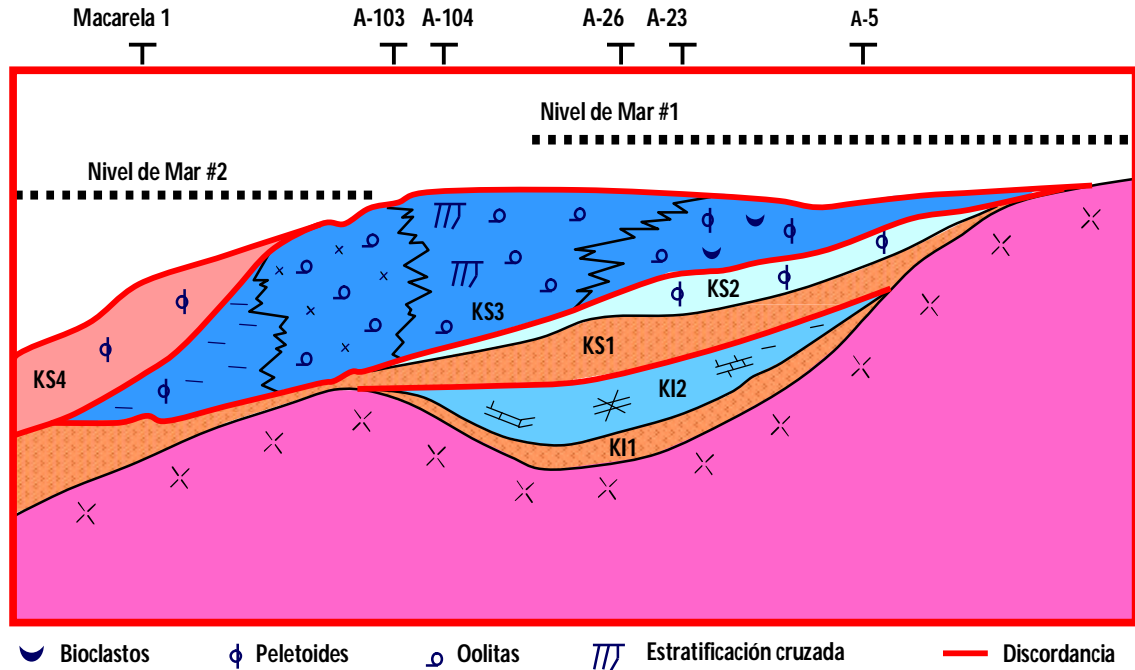


Figura 1.14 Distribución de parasecuencias en el campo Arenque (PEMEX).

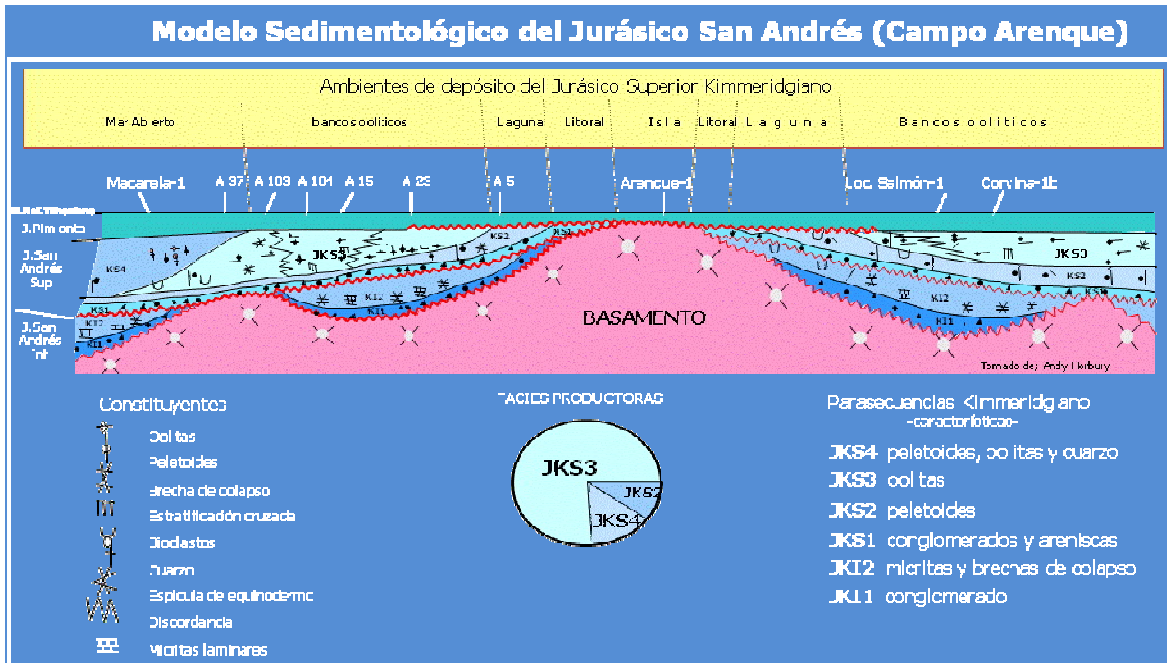


Figura 1.15 Modelo sedimentológico del Jurásico San Andrés en el cual se observa la distribución de parasecuencias en ambos flancos de la Isla de Arenque (PEMEX).

Grupo de facies transicionales Oolíticas-Peletoides.

Las aguas ligeramente más profundas rodeando el banco oolítico, contienen grainstones con cantidades variables de peletoides, fragmentos de equinodermos, granos de cuarzo y oolitas de grano más fino. Las profundidades de agua son menores de 10 m. Fluctuaciones en el nivel del mar o superficie de reactivación dentro del banco, son evidencias por la presencia de grainstones con granos de cuarzo. Los peletoides son formados por micritización de restos de bioclastos y oolitas inmaduras. Estas facies son marginales a los bancos de oolitas y si se da un cambio de energía (más elevada) del sistema, podrían empezar a formar bancos de oolitas propiamente dichos.

Grupo de facies Peletoidales-Bioclásticas de Mar Abierto.

En aguas más profundas que las del banco oolítico y donde las oolitas no están siendo formadas o transportadas al interior del área, las facies están caracterizadas por grainstones de equinodermos, grainstones de peletoides y microbioclastos y packstones de bioclastos.

Grupo de facies de Plataforma Interna de Baja Energía.

Las facies de agua somera de la plataforma interna, contienen una amplia variedad de grainstones, packstone, dolomitas, micritas y brechas. Los ambientes van desde depósitos de playa de más alta energía los que pueden transgredir las áreas costeras o sobreyace los bancos oolíticos, hasta áreas de marea de muy baja energía o de suprámarea, a zonas de disolución/karstificación y transporte subsecuente.

Grupo de facies terrígenas.

Una variedad de litologías presentes contiene una porción significativa de material clástico. El material clástico va desde el arkósico, arcilloso hasta el volcánico. La variedad de las litologías en las elevaciones locales se reflejan directamente en los sedimentos. Estas facies pueden estar gradando a los grainstones previamente descritos, pero contienen un mucho mayor porcentaje de material clástico.

Grupo de facies de aguas más profundas.

Facies más profundas en la formación San Andrés, reflejan profundidades de agua desde 20 m hasta más de 100 m; desde ambiente de plataforma hasta batiales. Los indicadores de profundidad incluyen algas rojas coralinas, fósiles índice y niveles de oxigenación. También aparecen en este grupo de facies, secciones condensadas. Los litotipos presentes, incluyen packstones planctónico, lutitas micríticas, wackestones con pellas fecales, framestones coratinos y turbiditas.

1.2.3.8 Diagénesis

Se identificaron algunos procesos diagenéticos en el área del campo Arenque, de los cuales, es importante mencionar la compactación y la precipitación del cementante, ya que estos procesos ocasionaron una severa disminución de la porosidad, dando lugar a una importante disminución de la calidad del yacimiento generando compactación con un empaque cerrado de las oolitas y deformación de las misma, lo cual se observa en las Figura 1.17

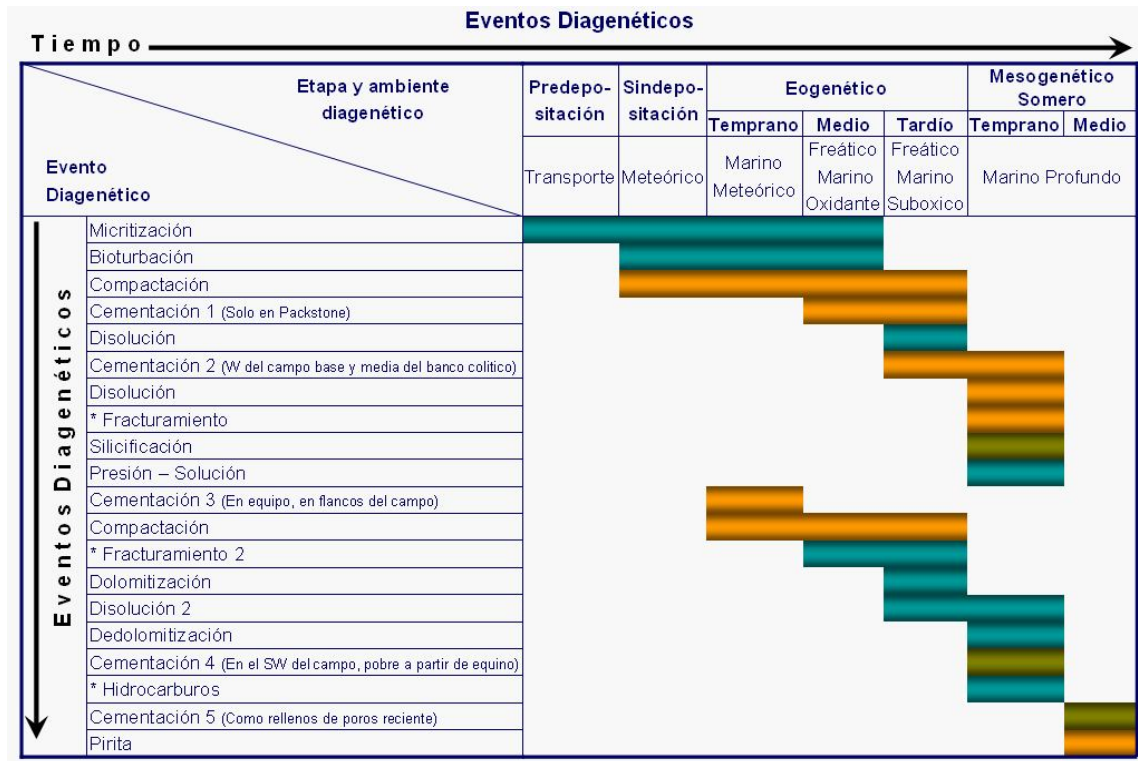


Figura 1.17 Eventos diagenéticos en Jsa campo Arenque (PEMEX).

De acuerdo a lo anterior, el principal tipo de porosidad es intragranular cuya presencia le brinda al yacimiento buenas características de roca almacén, como se muestra en la Figura 1.18.

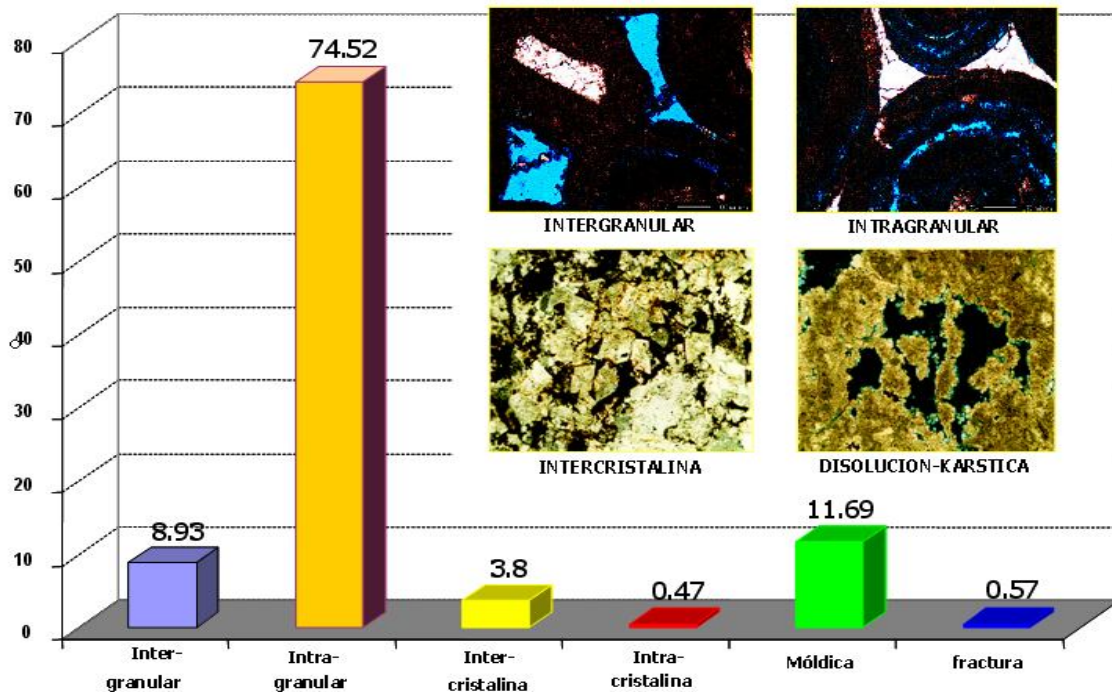


Figura 1.18 Se observa que la mayor porosidad es intragranular (PEMEX).

En el campo Arenque, se cuenta con información de registros correspondientes a 42 pozos tomados principalmente en los años 70's, Tabla 1.3.

Tabla 1.3 Resumen de curvas registradas del campo Arenque.

Campo Arenque	Inducción	Gamma Neutrón	Sónico de porosidad	Micro registro	Densidad	Sónico dipolar
	88	75	49	53	13	6

En los últimos años, se han realizado side tracks a partir de pozos existentes en los cuales se ha tomado información reciente, pero sólo dos de éstos (Arenque 6D y 9H) aportan información del yacimiento Jurásico San Andrés y fueron utilizados como pozos clave para evaluar la porosidad efectiva de los pozos antiguos.

La evaluación petrofísica consistió principalmente en los siguientes puntos:

- Edición y normalización de registros.
- Cálculo del volumen de arcilla.
- Cálculo de R_w y S_w .
- Cálculo de porosidad.
- Cálculo de espesor neto.
- Cálculo de permeabilidad.

1.2.4.1 Modelo geológico integral

El campo Arenque es una combinación de trampa estructural y estratigráfica desarrollada en el borde de un bloque alto de Rift. El marco geológico estructural está ligado a la etapa de separación continental que origina una tectónica extensional activa de edad Triásico – Jurásico, con acumulaciones sedimentarias en forma de cuñas depositadas ligadas a altos y medios grabens de basamento, cubierta por una etapa de elevación del nivel del mar con depósitos calcáreos de mar abierto depositados en un margen pasivo durante el Cretácico.

1.2.4.2 Sistema de fallas del campo Arenque.

Se identificaron más de 80 fallas, que afectan el campo Arenque. La mayor parte de las fallas son de tipo normal, ver Figura 1.20.

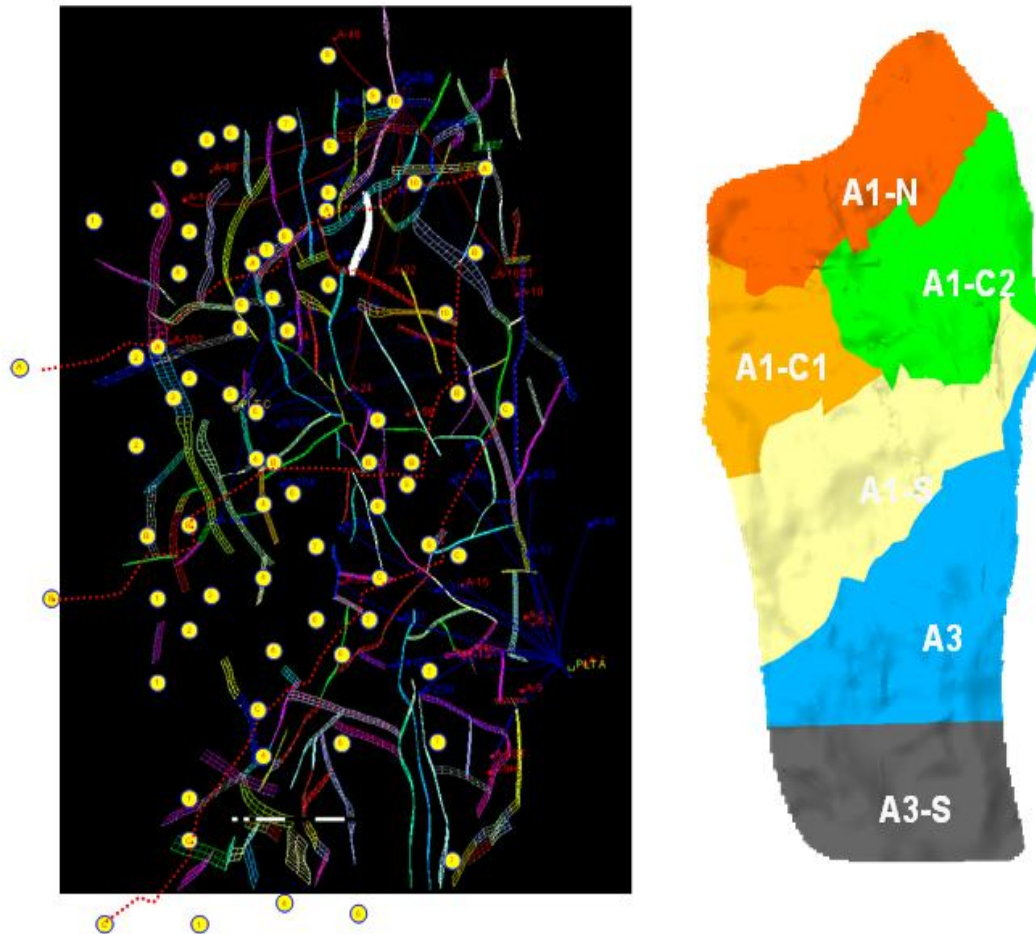


Figura 1.20 Sistema de bloques por fallamiento de Jsa campo Arenque (PEMEX).

Se identificó que el sistema de fallamiento está dividido en 2 grandes bloques en el campo, los cuales se denominan AI y AIII. Dentro de estos bloques existe otro bloque de menor tamaño el cual sirve de barrera para la explotación de los hidrocarburos.

La Figura 1.21 muestra una sección estructural con facies donde se observa la distribución de la estructura con una orientación SW-NE, identificándose las facies Jks4, Jks3, Jks2 y Jks1 hasta el basamento.

La Figura 1.22 muestra una sección estructural con porosidad donde se observan valores que varían de 2.5 a 22.5 % en la estructura con orientación SW-NE.

La Figura 1.23 muestra una sección estructural con orientación SW-NE incluyendo saturación de agua, donde ésta presenta rangos de 0 a 60 % en promedio en la estructura

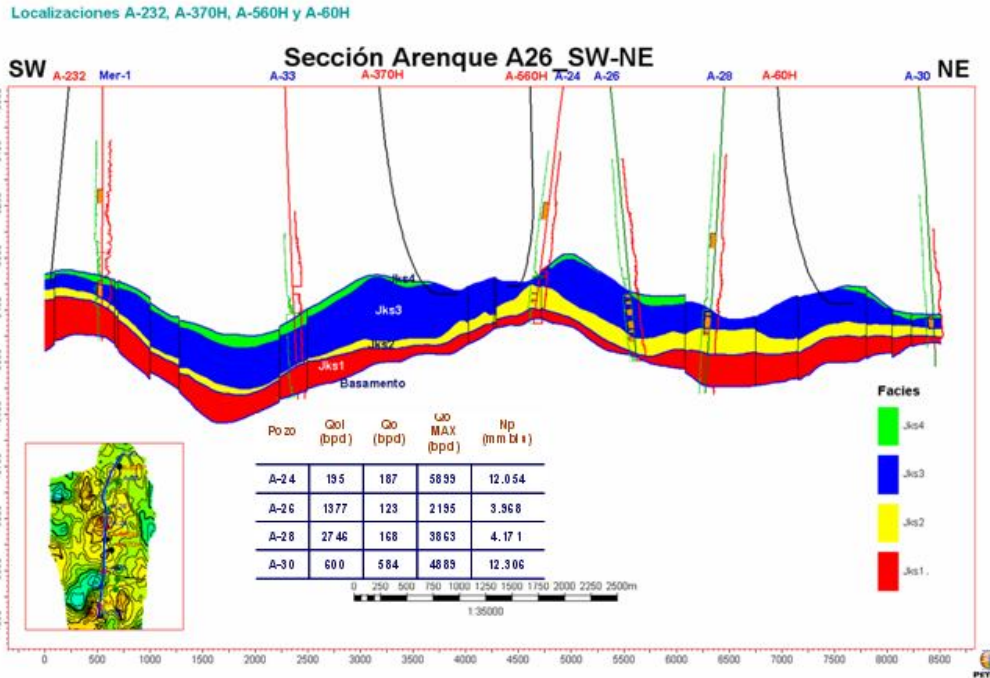


Figura 1.21 Sección estructural SW-NE. Jsa campo Arenque (PEMEX).

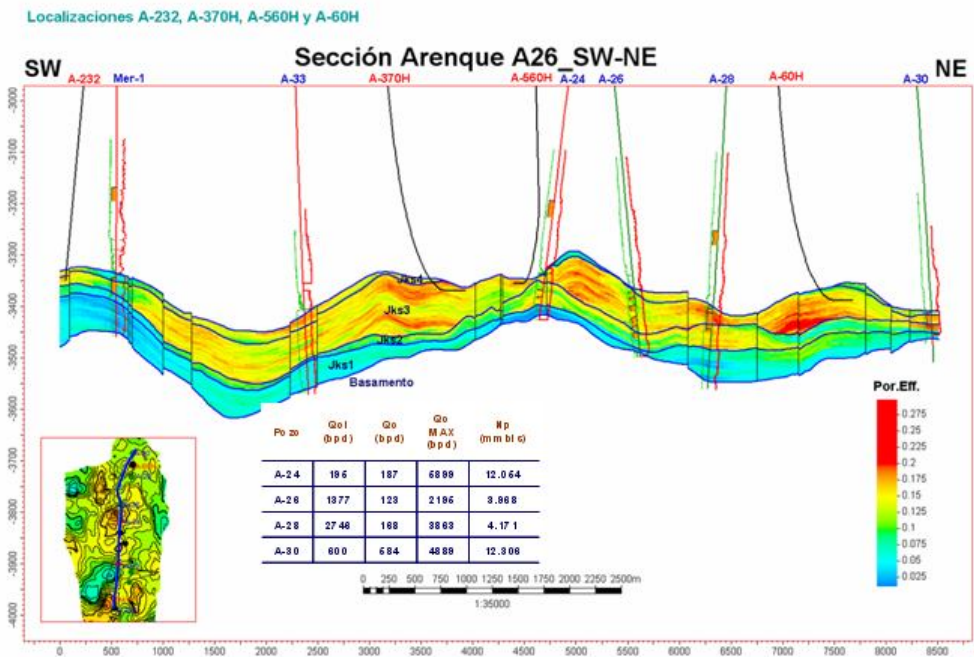


Figura 1.22 Sección estructural con orientación SW-NE (PEMEX).

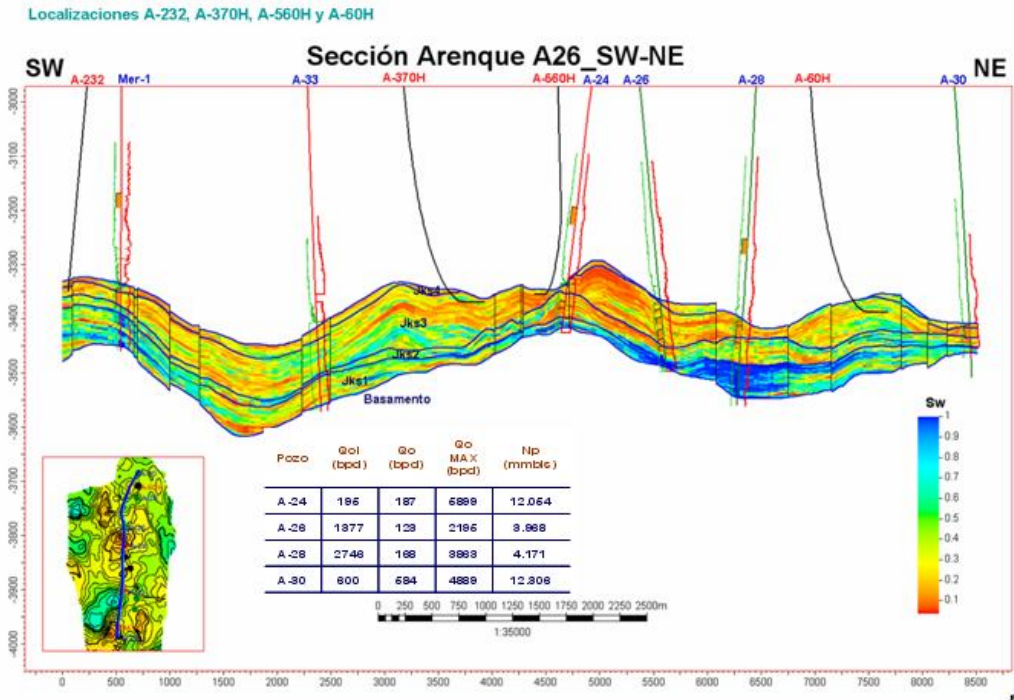


Figura 1.23 Sección estructural SW-NE con saturación de agua (PEMEX).

La Figura 1.24 muestra una sección estructural con orientación SW-NE, incluyendo la relación espesor neto impregnado-bruto, donde el rango de valores fluctúa de 20 a 100 % en promedio en la estructura.

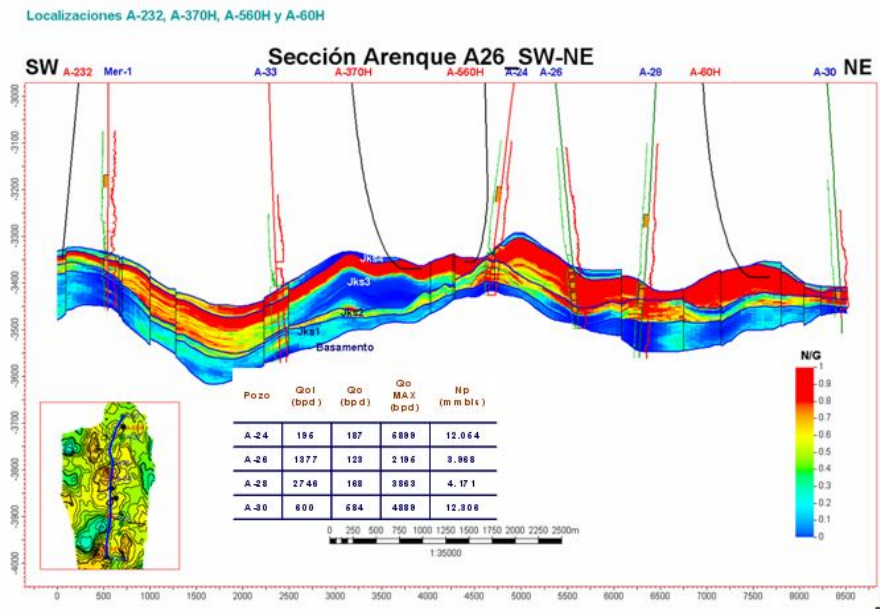


Figura 1.24 Sección estructural SW-NE con espesor neto impregnado. Jsa campo Arenque (PEMEX).

La Figura 1.25 muestra una sección estructural con esta orientación NW-SE incluyendo la porosidad, observándose que sus valores varían entre 2.5 y 20 % en la estructura.

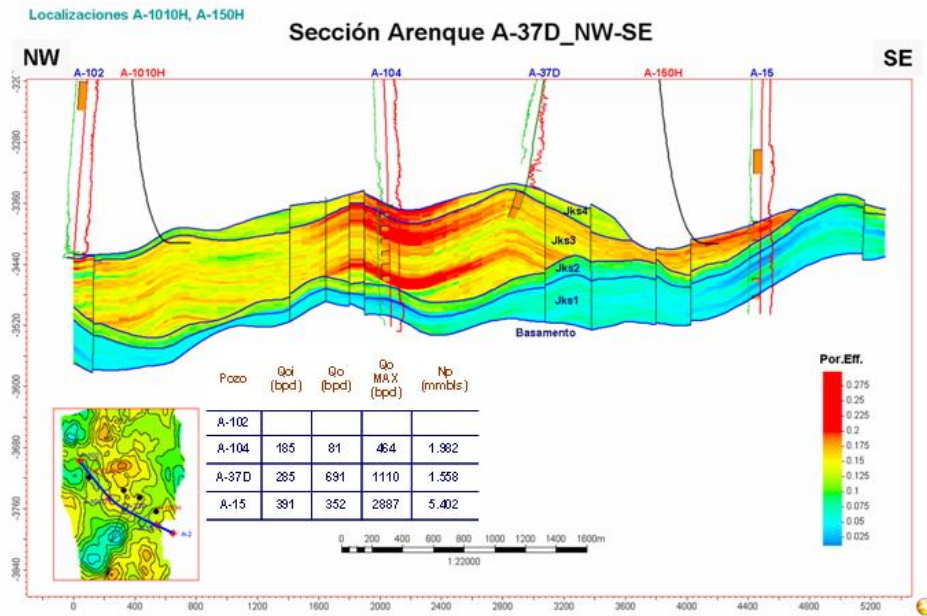


Figura 1.25 Sección estructural NW-SE con porosidad. Jsa campo Arenque (PEMEX).

La Figura 1.26 muestra una sección estructural con orientación NW-SE incluyendo saturación de agua, la cual fluctúa entre 0 y 60 % en promedio.

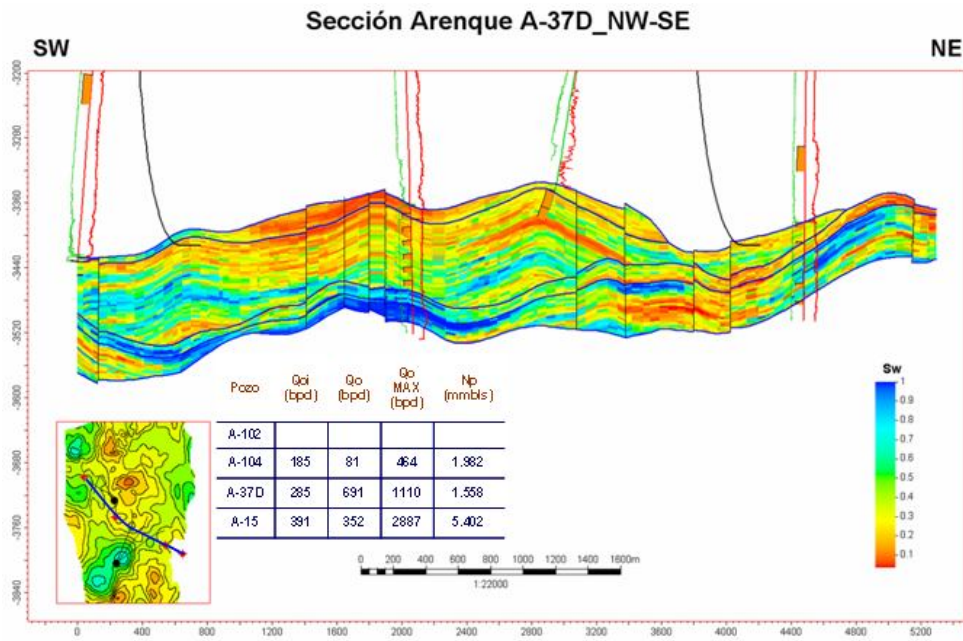


Figura 1.26 Sección estructural NW-SE con saturación de agua. Jsa campo Arenque (PEMEX).

1.2.5 Caracterización de la Faja de Oro Marina

Los campos que comprende la Faja de Oro Marina (FOM), se encuentran ubicados en la Plataforma de Tuxpan, el cual es un atolón que data del Cretácico desarrollado sobre un alto de basamento actualmente sepultado bajo sedimentos clásticos Terciarios de la parte Sur de la cuenca Tampico–Misantla y de la parte Occidental del Golfo de México, ver Figura 1.27.

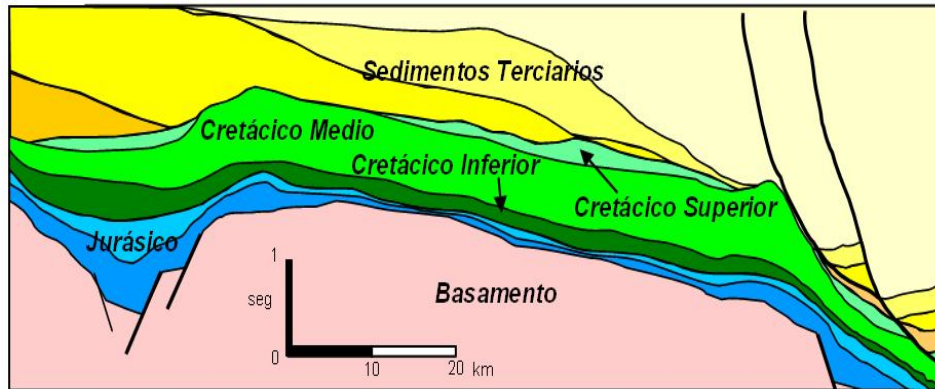


Figura 1.27 Atolón de la Faja de Oro (PEMEX).

En el área de la Faja de Oro Marina, se depositaron rocas durante el Cretácico Medio correspondientes a la formación El Abra, en una plataforma calcárea arrecifal con un régimen de alta energía hacia sus bordes y otro relativamente bajo en su porción lagunar, los cuales dieron origen al desarrollo de facies de calizas arrecifales y post-arrecifales. De esta forma, se depositaron hacia la porción lagunar calizas de grano fino estratificadas, constituyendo principalmente estas tres facies el Atolón de la Faja de Oro, altamente productivo por la porosidad de tipo vugular.

1.2.5.1 Modelo estructural

Los campos de la Faja de Oro Marina corresponden a acumulaciones de hidrocarburos en paleo-relieves deposicionales con cierre estructural por cuatro lados. No existe una componente de deformación estructural de la que dependa el entrapamiento de los hidrocarburos por lo que las trampas son netamente estratigráficas, ver Figura 1.28.

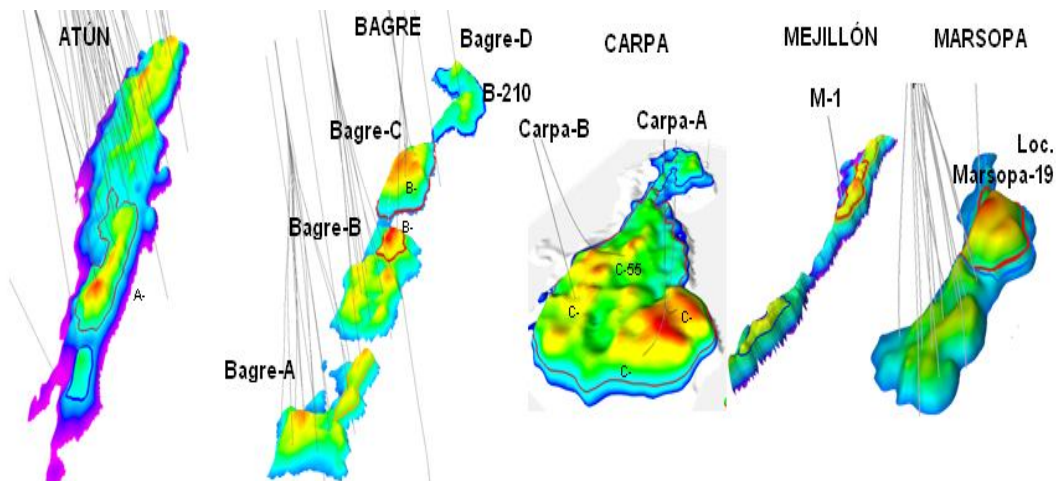


Figura 1.28 Mapas estructurales de campos de Faja de Oro Marina (PEMEX).

1.2.5.2 Modelo de Yacimiento

Campo Arenque

Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, se consideran cuatro yacimientos; dos se encuentran en el Jurásico Superior dentro de la formación San Andrés y están divididos en dos bloques, el AI en la porción Norte y el bloque AIII, en la parte Sur. Ambos bloques son de aceite negro y están actualmente en explotación. Los otros dos yacimientos se ubican en la cima y base de la formación Cretácico Tamaulipas Inferior y se les denomina Kti A y Kti B; actualmente produce el Kti A.

El pozo descubridor de la formación Jurásico San Andrés fue el Arenque 2, el cual se perforó en 1968 y cuya producción estimada diaria fue de 7,601 bpd de aceite y 4.27 mmpcd de gas; mientras que el pozo descubridor de Kti A fue el Arenque 1, el cual se perforó en 1967 y cuya producción diaria fue de 579 bpd de aceite y 0.25 mmpcd de gas.

Bloque AI

El bloque AI inició su explotación en septiembre de 1970 con una presión inicial promedio de 608 kg/cm². El mecanismo de producción predominante es por la expansión del gas en solución. La presión de saturación es de 413.5 kg/cm² y la presión actual varía de 200 a 300 kg/cm² a la profundidad de referencia de 3400 mvbnm. La temperatura del yacimiento es de 125°C y la densidad del aceite producido varía de 20 a 48 °API.

Los altos gastos de producción obtenidos por los pozos en la fase inicial de explotación, provocaron el abatimiento de la presión originando altas relaciones gas-aceite y debido a que muy pronto se alcanzó la presión de saturación, se procedió a estrangularlos para evitar un mayor depresionamiento lo que a su vez disminuyó la producción de hidrocarburos.

La inyección de agua inició en 1980 en el bloque AI mediante el acondicionamiento de 5 pozos inyectoros: Arenque 10, 16, 22, 42 y 48. Es conveniente mencionar, que no se trató de una inyección continua y que los pozos no operaron siempre de manera simultánea.

El gasto máximo de inyección de agua fue de 6,500 bpd y se alcanzó en enero de 1985 cuando todos los pozos inyectoros estaban operando. A finales de 1998, la inyección de agua se suspendió debido a las malas condiciones en que se operaba el acueducto que conducía el agua de la planta de inyección en el campo Tamaulipas a la Batería Arenque.

Cuando los pozos alcanzaron sus gastos máximos, la planta de inyección bombeaba agua a una presión de 100 kg/cm², en la últimas fechas, a finales de 1998 debido a las condiciones del acueducto, éste solo soportaba una presión máxima de 40 kg/cm² presentando diversas fugas a lo largo de su trayectoria, por lo que se consideró necesario interrumpir la inyección, adicionalmente, se encontraban en operación sólo tres pozos inyectoros con un gasto diario de 478 bpd. La inyección acumulada, Wip, fue de 15 mmbbls, volumen que no fue suficiente para reemplazar el vaciamiento del yacimiento.

Bloque AIII

El bloque AIII inició su explotación en octubre de 1970 con una presión inicial promedio de 603 kg/cm². El mecanismo de producción predominante es por empuje hidráulico. La presión de saturación es de 373 kg/cm² y la presión actual es aproximadamente de 400 kg/cm² a la profundidad de referencia de 3400 mvbnm, es por lo que el yacimiento se encuentra aún en etapa de bajo saturación. La temperatura del yacimiento es de 125°C y la densidad del aceite producido varía de 20 a 25 °API.

Cretácico Tamaulipas Inferior

La formación Cretácico Tamaulipas Inferior, es el segundo yacimiento en importancia en el campo Arenque. El yacimiento Kti B comenzó su explotación en mayo de 1977 con la reparación mayor en el pozo Arenque 33 que resultó ser un pozo intermitente productor de aceite; dicho pozo ha acumulado una producción de aceite del orden de 179 mbbls.

Por otro lado, el yacimiento Kti A inició su explotación en agosto de 1992 con la reparación mayor realizada en el pozo Arenque 28 con una producción inicial de 760 bpd de aceite y 0.80 mmpcd de gas. La presión inicial promedio del yacimiento es de 450 kg/cm². A partir del año 2000, se inició el desarrollo de este yacimiento a través de reparaciones mayores a pozos originalmente terminados en la Formación Jurásico San Andrés. El mecanismo de producción es la expansión del sistema roca-fluidos. La presión de saturación es de 272 kg/cm², la temperatura del yacimiento es de 127°C y densidad del aceite producido es de 21°API.

Campo Atún

El campo Atún tiene un área de 19 km² con una porosidad que varía de 10 a 16%, permeabilidad entre 330 y 690 mD, un espesor bruto 125 – 170 m y espesor neto 25 – 35 m, con una profundidad de 2650 a 2800 mbnm, saturación de agua inicial de 13 a 21%, presión de fondo entre 285 y 297 kg/cm² y una temperatura de fondo 90 – 94°C. El tipo de yacimiento es de aceite negro. El tipo de roca es caliza de la formación El Abra.

Campo Bagre

El campo Bagre tiene un área de 6.06 km² con una porosidad que varía de 8 a 18%, permeabilidad entre 70 y 90 mD, un espesor bruto 140 – 400 m y espesor neto 45 – 120 m, con una profundidad de 2600 a 2650 mbnm, saturación de agua inicial de 15 a 55%, presión de fondo entre 290 y 297 kg/cm² y una temperatura de fondo 78 – 82°C. Parte de esta información fue obtenida de pruebas de presión producción realizadas al campo. El tipo de yacimiento es de aceite negro. El tipo de roca es caliza de la formación El Abra.

Campo Carpa

El campo Carpa tiene un área de 4.19 km² con una porosidad que varía de 14 a 19%, permeabilidad entre 70 y 90 mD, un espesor bruto 10 – 18 m y espesor neto 11 – 14 m con una profundidad de 2430 a 2450 mbnm, saturación de agua inicial de 30 a 40%, presión de fondo entre 265 y 270 kg/cm² y una temperatura de fondo 78 – 82°C. El tipo de yacimiento es de aceite negro. El tipo de roca es caliza de la formación El Abra.

Campo Lobina

El campo Lobina es productor de aceite en el pozo Lobina 1 en rocas carbonatadas pertenecientes a la formación Jurásico San Andrés. El pozo Lobina 1 se perforó y terminó en el año 2003 en el intervalo 3435 – 3451 m. En marzo del 2006, se recuperó el pozo e inició su explotación con una presión inicial de 603 kg/cm². La presión de saturación es de 222 kg/cm² y la presión actual es aproximadamente 400 kg/cm² a nivel medio de los disparos, la temperatura del yacimiento es de 125°C y la densidad del aceite producido es de 20 °API.

Campo Marsopa

El campo Marsopa tiene un área de 5.21 km² con una porosidad que varía de 10 a 16%, permeabilidad entre 70 y 90 mD, un espesor bruto 100 – 120 m y espesor neto 8 – 30 m. con una profundidad de 2520 a 2560 mbnm, saturación de agua inicial de 25 a 30%, presión de fondo entre

270 y 280 kg/cm² y una temperatura de fondo de 90 – 95°C. El tipo de yacimiento es de aceite negro. El tipo de roca es caliza de la formación El Abra.

En la Figura 1.29, se presenta el comportamiento de producción de aceite, gas y agua de Arenque y Lobina; mientras que, la Figura 1.30 ilustra la historia de producción de la Faja de Oro Marina.

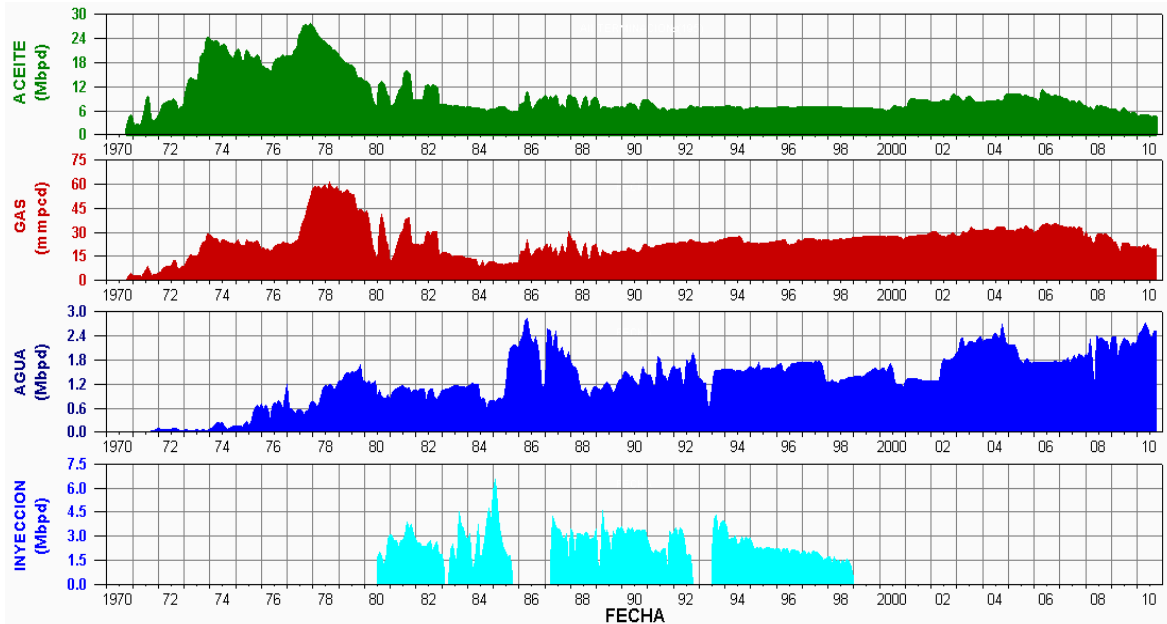


Figura 1.29 Historia de producción de Arenque y Lobina (PEP 2010).

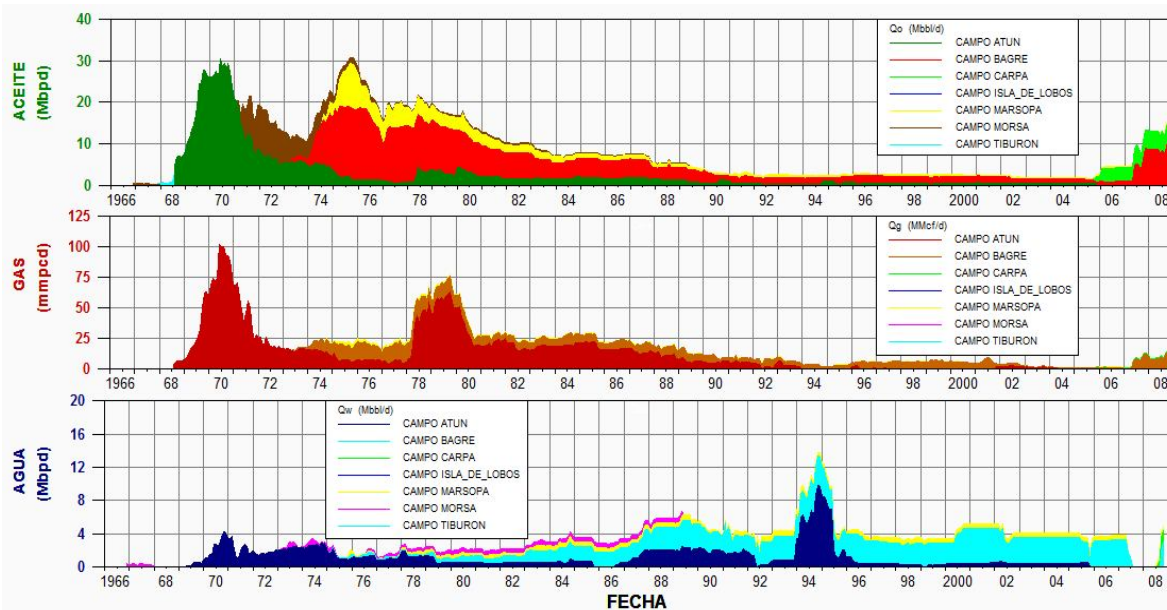


Figura 1.30 Historia de producción de FOM (PEP 2010).

1.3 Análisis de pruebas de producción y de presión.

El objetivo de las pruebas de producción, es determinar el potencial productor del pozo y las características dinámicas del yacimiento (datos de presiones, temperatura y gastos para la evaluación del pozo y/o yacimiento) así como recuperar muestras representativas de las 3 fases del flujo, aceite, agua y gas para su análisis y determinar sus características tales como densidad, pH, viscosidad y densidad relativa.

Para realizar dicho análisis, se cuenta con datos de presiones de fondo cerrado a través de su historia de explotación que nos permiten visualizar un histórico de presión-producción en forma de gráfica semilog y determinar el comportamiento de la declinación de presión en forma directa.

Para realizar una prueba de presión producción, es necesario elaborar un diseño en función de la profundidad deseada, el gradiente de la misma, registros geofísicos analizados y características de la formación.

1.3.1 Análisis PVT de los fluidos.

El proyecto de explotación Arenque, cuenta con 36 estudios PVT de los diferentes campos y yacimientos. En la Tabla 1.4, se presenta un resumen de los principales resultados. Cada uno de los experimentos realizados en el laboratorio, fueron validados mediante las técnicas de la función y, prueba de desigualdad, prueba de balance de masa y el cálculo de la densidad.

El resultado de lo anterior, permitió definir las muestras representativas de cada yacimiento las cuales son utilizadas para diversos análisis de ingeniería.

Tabla 1.4 Resumen de los análisis PVT del proyecto de explotación Arenque.

Pozo	Yacimiento	Tipo Muestra	Año de Muestreo	P _b	P _r	T _y	B _{ob}	B _g	R _{si}	°API
				-1	-2	-3	-4	-5	-6	
				(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(°C)	(rm ³ /sm ³)	(rm ³ /sm ³)	(m ³ /m ³)	
ARENQUE	JSA AI	De fondo	1971,1973,1974	418		122	1.663		215.8	25.0
ARENQUE	JSA AIII	De fondo	1971,1972,1975	357		126	1.567		169.5	23.1
ARENQUE	KTI	De fondo	2004,2005	265		124				
ARENQUE	JSA AIII	Recombinado	1972	380		123	1.630		179.6	21.2
LOBINA	JSA	Recombinado	1971,1973,1978	221		125	1.274		72.6	18.2
LOBINA	JSA	De fondo	1971,1973,1979	234.5		127	1.281		79.9	18.2
LOBINA	KTI	De fondo	1971,1973,1980	208		112.000	1.258		79.3	19.4
BAGRE	KA	De fondo	1973, 1974,1975,2004	162.25		83.375	1.668		204.1	37.5
CARPA	KA	De fondo	2004 y 2006	69.5		77.500	1.150		40.1	35
MARSOPA	KA	De fondo	mar-74	89		95	1		48	35
ATÚN	KA	De fondo	1968, 1969, 2004	247	295	99	2	0	717	52
MEJILLÓN	KA	De fondo	nov-04		352	90		0		53

(1) Presión de saturación (2) Presión de rocío (3) Temperatura de yacimiento (4) Factor de volumen del aceite @ P_b (5) Factor de volumen del gas (6) Relación de solubilidad Inicial

Para los estudios de yacimientos e instalaciones de producción, se ajustó una ecuación de estado que represente las condiciones PVT de los fluidos en los campos Arenque y Lobina. La definición de los fluidos se basó sobre la composición de hidrocarburos obtenidos en el laboratorio. En la Tabla 1.5 se muestran las composiciones de los fluidos a condiciones por encima de la presión de saturación.

Tabla 1.5 Composición de los fluidos del proyecto de explotación Arenque.

	Arenque	Arenque	Arenque	Lobina	Lobina	Lobina	Bagre A	Bagre B	Bagre C	Marsopa	Mejillón	Atún
	Jsa	Jsa	Kti	Jsa	Kti	Conglo Basal	KA	KA	KA	KA	KA	KA
	AI	AIII										
N ₂	0.290	0.390	0.107	0.191	0.875	0.000	0.000	0.000	0.268	0.000	0.044	0.000
H ₂ S	0.590	0.060	0.603	0.000	0.003	0.344	2.010	2.550	0.483	0.000	0.396	0.380
CO ₂	0.400	0.530	0.924	0.057	0.068	0.323	5.340	12.190	2.744	14.030	4.153	4.650
C ₁	55.880	53.330	48.241	47.763	47.236	42.221	57.1	54.590	34.564	42.320	85.034	68.060
C ₂	6.550	6.630	5.676	1.880	2.040	3.687	21.400	14.400	13.096	23.910	3.282	11.110
C ₃	3.880	4.570	3.195	0.653	1.090	2.693	10.420	8.420	7.571	10.100	1.726	6.550
i-C ₄	0.850	0.900	0.505	0.282	0.234	0.709	0.720	1.600	1.497	1.750	0.358	1.280
n-C ₄	2.020	2.200	1.106	0.755	0.812	1.523	1.600	3.400	4.449	4.100	0.611	2.540
i-C ₅	1.020	0.970	0.453	0.550	0.408	0.546	0.530	1.060	2.389	1.230	0.276	1.060
n-C ₅	1.080	1.420	0.601	0.879	0.642	1.767	0.450	0.990	4.665	1.240	0.286	1.350
C ₆	1.660	1.880	1.276	1.769	1.334	3.392	0.410	0.800	3.035	1.320	0.6652	3.020
C ₇₊	25.780	27.120	37.312	45.223	45.259	42.795	0.000	0.000	25.240	0.000	3.169	0.000
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

En el caso de las pruebas de separadores, se define cual es la presión y temperatura óptima de separación. Como ejemplo en la Figura 1.31, se muestran las propiedades de RGA, Bo y °API, para lo cual, se puede observar que la presión óptima de separación es de 200 psig.

Con el resultado anterior, se definieron las condiciones de separación a las cuales se corrigieron los factores de volumen originales, Tabla 1.6.

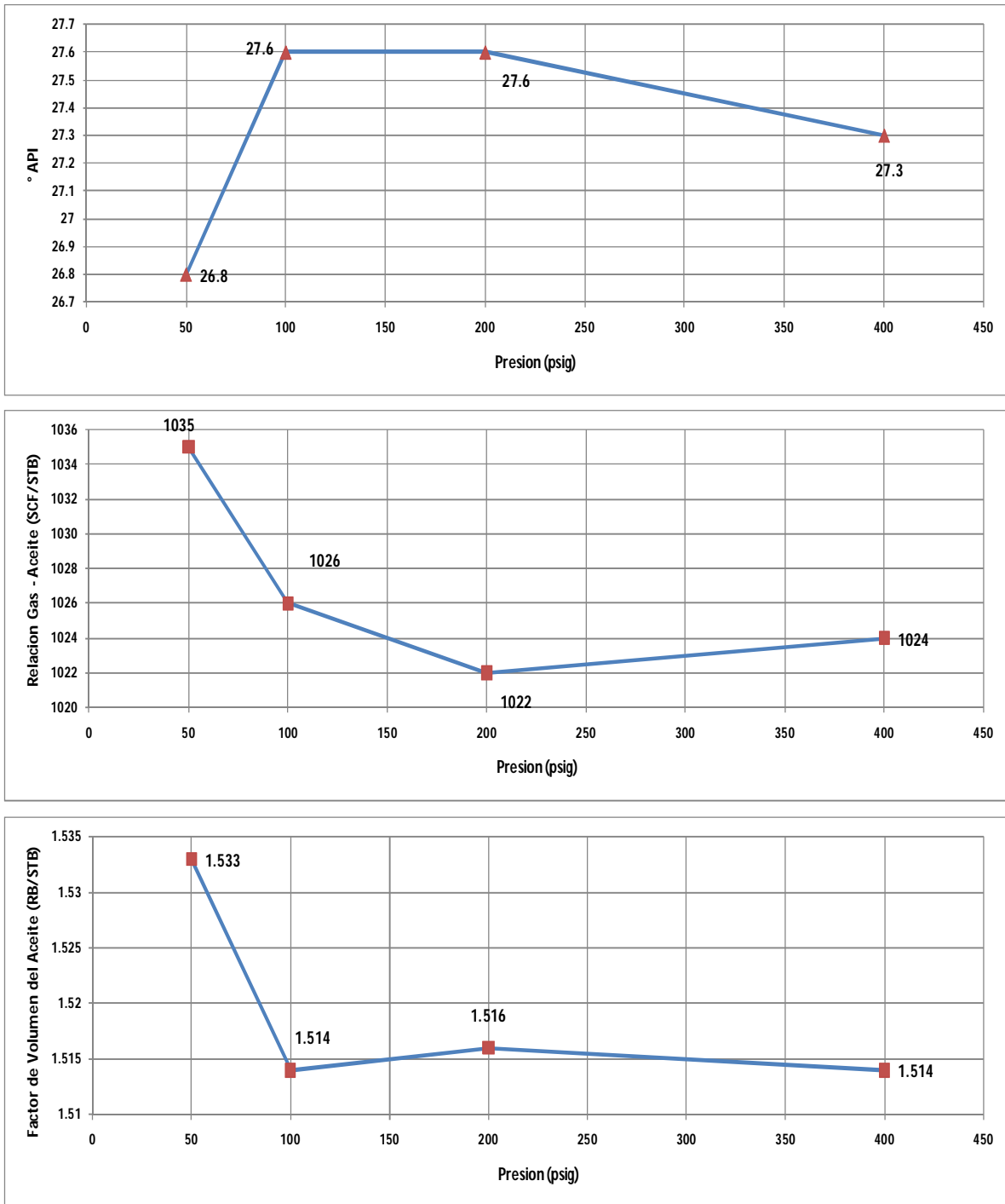


Figura 1.31 Presión óptima de separación @ 28°C, para el fluido del yacimiento Jsa bloque AI, campo Arenque (PEP 2010).

Tabla 1.6 Factores de volumen del aceite y gas iniciales del proyecto de explotación Arenque

Campo	Bloque	Yacimiento	Presión Inicial Promedio (kg/cm ²)	Boi (1) (rm ³ /sm ³)	Boi (2) (rm ³ /sm ³)	Bgi (3) (rm ³ /sm ³)
Arenque	AI	Jsa	608.0	1.5651	1.4693	
Arenque	AIII	Jsa	603.0	1.6007	1.4222	
Arenque		Kti	450.0	1.3417	1.2924	
Atún		KA	316.5	1.7241		
Bagre		KA	269.1	1.7579		
Carpa		KA	267.4	1.0928		
Lobina		Jsa	603.0	1.2247	1.1906	
Lobina		Kti	576.0	1.2081		
Lobina		Conglomerado Basal	596.7	1.2194	1.1818	
Marsopa		KA	280.7	1.3694	1.3300	
Mejillón		KA	335.7			0.0027

(1) Factor de volumen inicial del aceite a condiciones estándar (2) Factor de volumen inicial del aceite a condiciones de separación (3) Factor de volumen inicial del gas

Cada ecuación de estado, fue ajustada a las condiciones de separación para asegurar que representen los fluidos tanto a condiciones de yacimiento como en superficie. La Figura 1.32 muestra los datos observados del laboratorio y el ajuste de la RGA y densidad del aceite con la ecuación de estado.

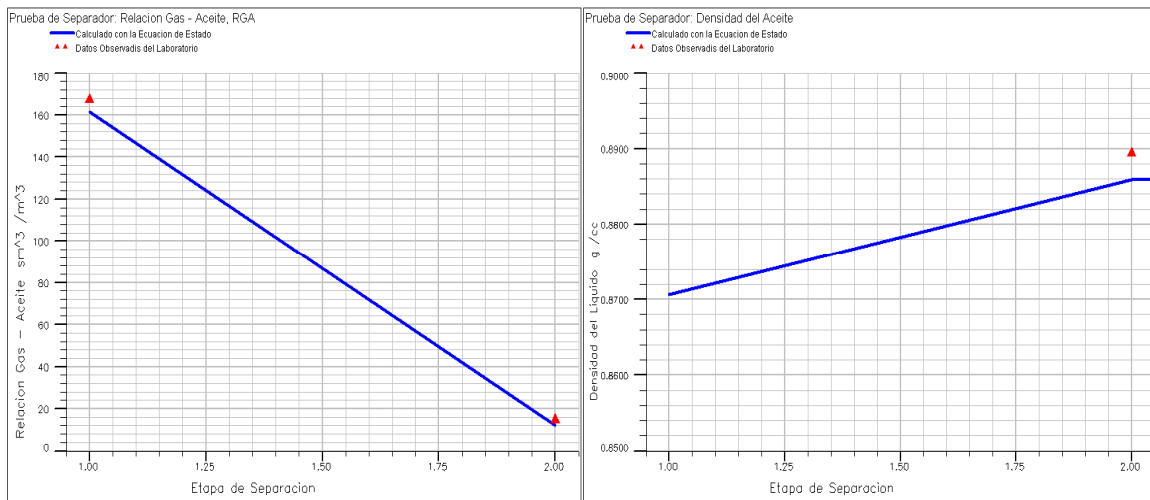


Figura 1.32 Ajuste de RGA y densidad del aceite con la ecuación de estado de la Prueba de Separadores del yacimiento Jsa bloque AI, campo Arenque (PEP 2010).

1.3.2 Clasificación del yacimiento a partir del diagrama de fases

Identificar el tipo de yacimiento desde el inicio de su descubrimiento, es de gran importancia, ya que a partir de los hidrocarburos contenidos en él, se realizan los planes de desarrollo del campo, se diseñan las terminaciones de los pozos, se establecen los ritmos de producción

adecuados, se implementan las instalaciones de producción apropiados para su manejo en superficie, entre otras más. Para poder determinar adecuadamente el comportamiento de la mezcla de hidrocarburos presentes en el yacimiento, es necesario estudiar las propiedades termodinámicas de presión y temperatura con base en un diagrama de fases. Se genera un estudio presión-volumen-temperatura (PVT), con la finalidad de saber qué tipo de hidrocarburos se están extrayendo y no sólo eso, sino plantear una estrategia adecuada de explotación, así como tener una buena administración de la propia energía del yacimiento, por lo que idealmente se plantea un muestreo de los fluidos contenidos en cualquier campo en la primera etapa de desarrollo.

Los diagramas de fases resultantes para los yacimientos Jsa bloque AI, Jsa bloque AIII y Kti en el campo Arenque, así como Jsa y Kti en el campo Lobina, se presentan en la Figura 1.33.

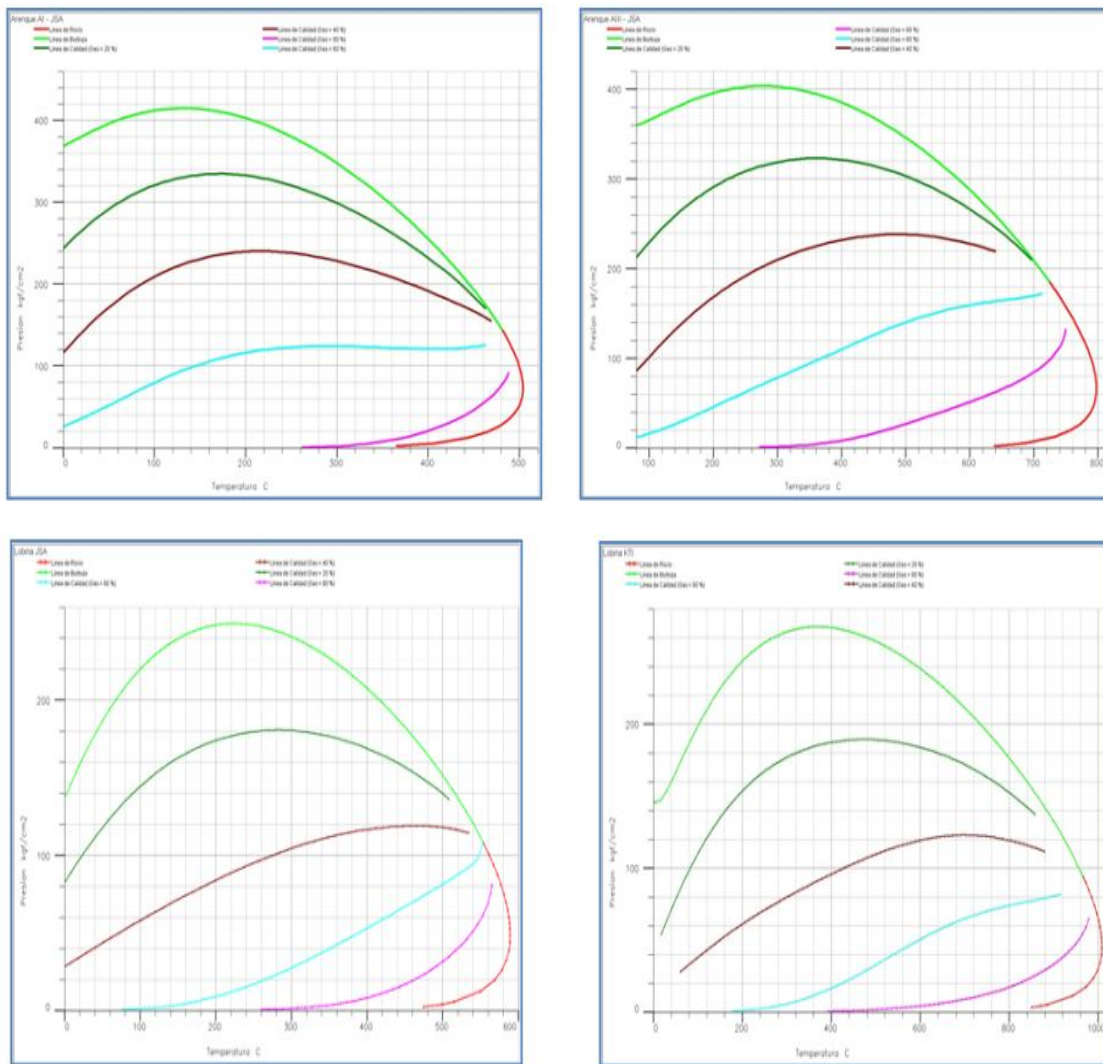


Figura 1.33 Diagramas de fases de los campos Arenque y Lobina, (PEP 2010).

Con la caracterización se obtuvieron los gradientes composicionales para los bloques AI y AIII del campo Arenque, ver Figura 1.34.

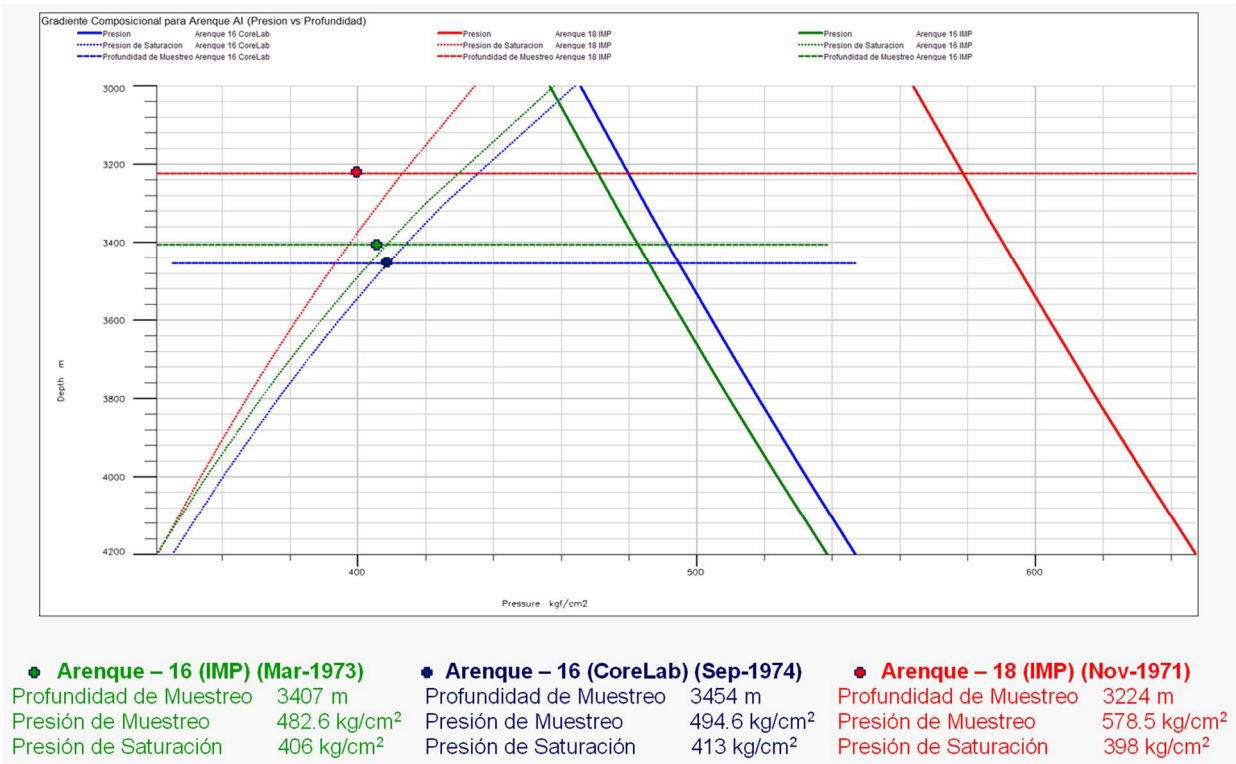


Figura 1.34 Gradiente composicional para Jsa bloque AI, campo Arenque, (PEP 2010).

Se determinó que el fluido producido del campo Arenque, no presenta propiedades físicas que permitan alcanzar miscibilidad con fluidos inyectados, tales como: CO₂, N₂ ó C.

En la Figura 1.35, se presentan los resultados de la simulación numérica de un tubo delgado, en la cual, en ningún punto se alcanza la miscibilidad. Esta condición se alcanza para presiones mayores a 791 kg/cm². Por lo anterior, se consideró que cualquier esquema de recuperación mejorada, sólo debe realizarse con el propósito de mantenimiento de presión.

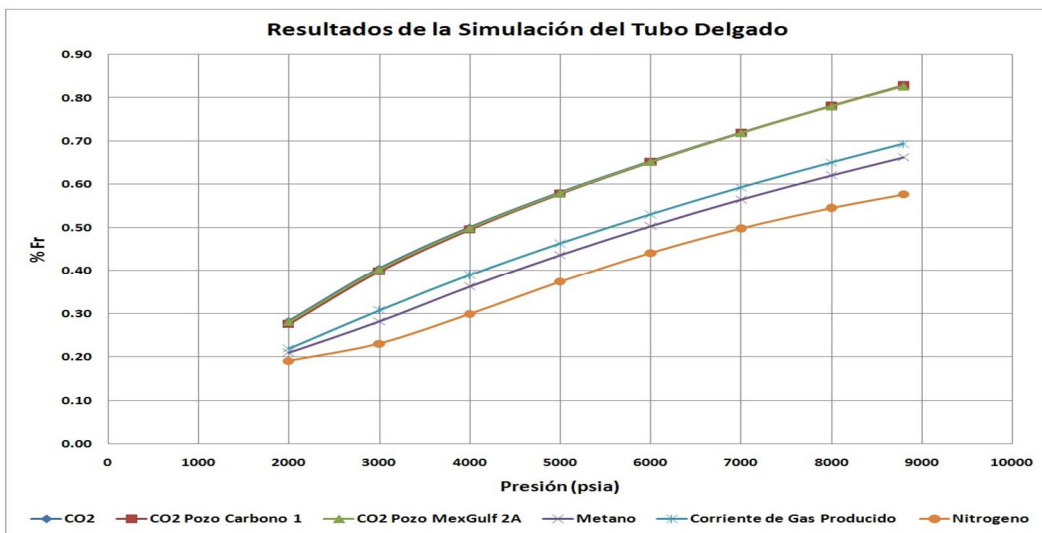


Figura 1.35 Simulación de tubo delgado para determinar la presión mínima de miscibilidad, (PEP 2010).

1.3.3 Pruebas de laboratorio

Para el proyecto de explotación Arenque, se tomaron núcleos en los pozos para realizar análisis básicos de laboratorio (determinación de porosidad y permeabilidad), así como análisis especiales (permeabilidades relativas y presiones capilares).

Es importante mencionar, que en la formación El Abra, solo se tiene una recuperación de núcleos del 30% y esta longitud recuperada corresponde a la zona más compacta, por lo que los resultados no son característicos de la formación. Para el ejemplo en particular, se recuperaron y analizaron 2 núcleos del pozo Carpa 3 (año 2006), tomados respectivamente en los intervalos 2446–2448 m y 2456–2458 m; las profundidades fueron correlacionadas y corregidas a la profundidad del registro Gamma Espectral.

El registro Rayos Gamma Espectral, presenta valores entre 4.68 y 20.22 GAPI. Los resultados obtenidos a condiciones de sobrecarga en porosidad, varían entre 4.54 y 6.68%, en permeabilidad de 0.001 y 0.006 mD. Los resultados en su mayoría, presentan condiciones poco favorables a la producción de hidrocarburos, por lo que estudios sobre láminas delgadas a partir de las muestras obtenidas del núcleo podrán ayudar a determinar la diagénesis de la zona y poder determinar los controles diagenéticos, como variaciones litológicas, texturas, tipo de matriz y estudio de fracturas, esto apoyado por estudios sedimentológicos y petrográficos que pudieran ampliar la información perteneciente al núcleo.

Capítulo 2 Proyectos de inversión y Reservas

2.1 Proyectos de inversión

Es una propuesta de acción técnico-económica para resolver una necesidad utilizando un conjunto de recursos los cuales pueden ser, humanos, materiales y tecnológicos. Nos permite saber si la idea es viable, si es posible realizarse y si dará ganancias en un plazo determinado.

Los proyectos petroleros están en función de muchas variables, tanto técnicas como económicas; a su vez, para realizar un adecuado análisis de cada proyecto se deben realizar evaluaciones del mismo y para realizar dichos análisis se necesita información. De manera general el proceso de desarrollo de un proyecto de explotación se describe en la Figura 2.1.



Figura 2.1 Proceso de desarrollo de un proyecto petrolero

Para poder iniciar un proyecto de explotación se necesita haber descubierto un nuevo prospecto de yacimiento a desarrollar. Posterior a eso la toma de información de ese yacimiento es importante, de primera instancia para estimar un volumen original de hidrocarburos. Una vez que se tiene estimado un volumen original del yacimiento, se decide su prioridad de explotación en función de dicho volumen y demás propiedades del mismo; algunas veces su explotación no es inmediata, otras veces se decide que el yacimiento es estratégico, por lo que realiza la toma de mayor información para reducir la incertidumbre en su volumen original.

2.1.1 Volumen original

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad de hidrocarburos, que se estima existe en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión prevaletantes en el yacimiento, expresándose en estas condiciones y también a condiciones de superficie.

Entre los objetivos principales de la ingeniería de yacimientos, está la estimación del volumen original de Aceite y Gas, con la finalidad de obtener los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos por los pozos perforados en la zona de estudio, ya que este valor representa una de las referencias más utilizadas para jerarquizar proyectos de explotación de yacimientos y establecer los casos de negocio.

2.1.1.1 El volumen original de hidrocarburos total

Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen en una determinada región. Esto incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no,

recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos. Son recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y disponibilidad de datos. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables en un momento dado pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables si por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren, o si datos adicionales son adquiridos.

2.1.1.2 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recurso prospectivo.

2.1.1.3 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad estimada de hidrocarburos, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que es recuperable, se clasifica en recurso contingente si no es reserva y en reserva si es económica.

2.1.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también subclasificarse en base a la madurez del proyecto.

2.1.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que, bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son comercialmente recuperables. La recuperación de los recursos contingentes depende del desarrollo de nuevas tecnologías, de la disminución en los costos o del incremento del precio de los hidrocarburos.

2.2 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo.

2.2.1 Importancia de las reservas.

Los hidrocarburos tienen un papel muy importante en el campo de los energéticos, en dicho tema a su vez se cuestiona: ¿Cuánto petróleo queda, dónde se localiza, a qué gasto se puede y debe producir?, por eso se considera a la reserva como un parámetro importante, con ella se puede definir la producción esperada del yacimiento.

Para cualquier compañía de exploración y producción, las reservas respaldan su valor ante los inversionistas y socios; cuando una empresa posee reservas es una empresa capaz de generar ganancias, y gracias a esto podrá tener el acceso a créditos y financiamientos para la realización de sus proyectos. Las reservas son el respaldo de cualquier compañía petrolera para recibir el presupuesto para la realización de un proyecto. En este capítulo, se abordan los conceptos indispensables para poder realizar una adecuada evaluación de proyectos en la industria petrolera.

En esta industria los proyectos son validados a través de la determinación y cuantificación de las reservas. Para cumplir esta función, existen distintas organizaciones gremiales y de seguridad como son: la Securities and Exchange Comisión (SEC), entidad encargada de regular los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de Norteamérica, la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC) y la asociación de profesionales American Association of Petroleum Geologists (AAPG); éstas se dieron a la tarea de sentar las bases y los lineamientos para llevar a cabo una clasificación estándar que permitiera realizar comparaciones entre éstas y que fuera aplicable a nivel mundial. El resultado obtenido fue una clasificación que ubica a las reservas de acuerdo al nivel de incertidumbre y riesgo tanto técnico como económico que representa su recuperación Figura 2.2.

2.2.2 Clasificación de reservas

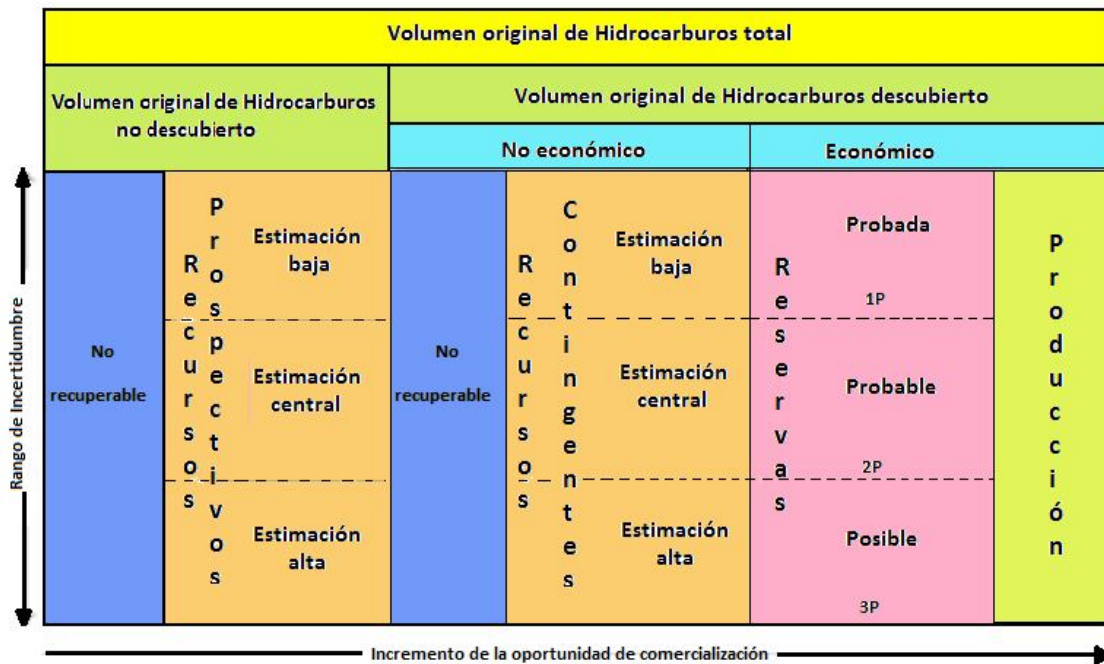


Figura 2.2 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. (PEMEX 2012)

A su vez las reservas están clasificadas de acuerdo a su incertidumbre económica y tecnológica en:

2.2.2.1 Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, los costos de extracción, y los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista; es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos sean recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada deberá ser de 90 % o más.

2.2.2.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso este instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores.

2.2.2.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente alto para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior implica tanto procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

2.2.2.2 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

2.2.2.3 Reservas probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado, pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

2.2.2.4 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables en el mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado, pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales, que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.

Es importante destacar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo, a medida que se cuenta con mayor y mejor información.

2.2.2.5 Reserva remanente

Son aquellas reservas que se calculan al restar a los componentes de la reserva original, los volúmenes de crudo, gas y condensado que han sido extraídos durante la vida productiva del yacimiento.

2.2.2.6 Reservas técnicas

Las definiciones de reservas pueden ser confusas; sin embargo, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se conforman de la siguiente manera:

Reserva 1P: Es la reserva probada

Reserva 2P: Es la suma de las reservas probadas más las reservas probables

Reserva 3P: Es la suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles

2.2.3 Petróleo crudo equivalente.

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Es la suma de petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido, un barril de petróleo crudo equivalente (bpce) es el volumen de gas

expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, y que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo.

2.2.4 Incorporación de Reservas.

En esta etapa se evalúan las reservas de hidrocarburos de acuerdo con una estrategia exploratoria aprobada, maximizando el valor económico agregado. El tiempo estimado para la incorporación de las reservas es de 6 meses aproximadamente de acuerdo a los estudios que se realizan para determinar la probabilidad de éxito de las reservas. Los principales métodos de incorporación de reservas son los métodos volumétricos (Cimas y bases, Isopacas e Isohidrocarburos) y los métodos de balance de materia.

2.3 Factores de recuperación de fluidos

FR es el factor de recuperación, el cual nos indica que parte del petróleo original puede ser recuperado. Sus valores varían entre 0 (no se recuperan hidrocarburos) y 1 (se recupera la totalidad del petróleo original). El factor de recuperación es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de hidrocarburos medidos a condiciones atmosféricas. Se expresa:

$$FR = \frac{RESERVA}{VOLUMEN ORIGINAL} \quad \text{Ecuación (1)}$$

La recuperación de aceite es un proceso de desplazamiento, ya que el aceite no tiene la capacidad de expulsarse por sí mismo del yacimiento; mejor dicho debe ser desplazado de una formación porosa hacia los pozos productores por algún agente desplazante. Generalmente el agente utilizado es gas o agua, y frecuentemente uno de estos agentes o ambos, está disponible dentro o cerca del yacimiento.

Los mejores tres mecanismos naturales de desplazamiento del aceite que se conocen son: el empuje por gas disuelto, empuje por casquete de gas y empuje de agua. Los tres métodos son diferentes tanto en características como en mecanismos y eficiencia.

2.3.1 Factores que influyen en la recuperación

La cantidad de aceite que puede ser recuperada de un yacimiento, en parte depende de las condiciones naturales que impone la estructura subterránea y en parte de las propiedades de los fluidos. Estos son además sujetos a los mecanismos y desarrollo del campo. Entre esos factores que pueden ejercer una influencia sobre la recuperación de aceite están los siguientes:

- Las características de la formación productora como lo es la porosidad, la permeabilidad, el contenido de agua intersticial, la uniformidad, la continuidad y la configuración de la estructura.
- Las propiedades del aceite contenido en el yacimiento como: la viscosidad, encogimiento, cantidad de gas en solución, contenido de sólidos.
- El control de operación: control de las fuerzas naturales de expulsión.
- Localización y condiciones estructurales del pozo.

2.3.2 Factores de control en la estimación de reserva.

La evaluación de los campos se enfoca en la reducción de la incertidumbre del volumen de hidrocarburos en el yacimiento: “reservas”. La localización de los mismos, y la producción del comportamiento del yacimiento durante la producción. En la Tabla 2.1 se muestran los factores de control que repercuten en la estimación de reservas que si no son tomados en cuenta pueden provocar errores en la estimación.

Tabla 2.1 Factores de control que influyen la estimación de reserva Recursos prospectivos

Parámetros de entrada	Factores de control
Volumen de roca	Tipo de estructura Posición de fallas adyacentes Posición de fallas internas Posición de los contactos de los fluidos
Espesor neto	Ambiente de deposito Diagénesis
Porosidad	Ambiente de deposito Diagénesis
Saturación de Hc´s	Calidad del yacimiento Presiones capilares
Factor de volumen de formación	Tipo de fluido Presión y temperatura del yacimiento
Factor de recuperación (condiciones iniciales)	Propiedades físicas de los fluidos Volumen del acuífero Volumen de la capa de gas
Mecanismos de desplazamiento	Empuje por expansión del sistema roca fluidos Empuje por expansión de la capa de gas Empuje por acuífero asociado Empuje por segregación gravitacional Empuje combinado

2.4 Estado actual de los campos del Proyecto Arenque

2.4.1 Volumen original y factores de recuperación

En la Tabla 2.2 se presenta la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1° de enero de 2013 pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Arenque.

Tabla 2.2 Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Volumen original		Factor de recuperación	
Aceite	Gas	Aceite	Gas
mmb	mmmpc	%	%
1,945.9	2,688.8	29	31

2.4.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P

Derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas, se han estado reevaluando las reservas de los campos, a partir de los procesos de certificación externa e interna. El resultado de dichos procesos incluyendo ajustes, puede mejorarse con la aplicación de mejores prácticas, mejores tecnologías y disminución de costos.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Arenque se presentan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2013

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos				Reserva de gas		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
1P	1,866.1	2,547.8	107.3	66.5	0.0	9.6	31.2	190.4	162.1
2P	1,945.9	2,688.8	135.0	88.9	0.0	11.0	35.1	215.4	182.8
3P	2,157.1	2,885.3	149.0	92.0	0.0	14.1	42.8	261.8	222.6

Una vez que se tiene conocimiento de un volumen original y el yacimiento posee suficiente información se precede a estimar reservas del mismo, para esto se necesita estimar perfiles de producción, de los cuales se obtendrá un factor de recuperación esperado en función de un límite económico que se establece para dicho yacimiento.

Posteriormente a la realización de diferentes estimaciones de volúmenes prosigue a realizarse una evaluación económica. La evaluación económica es un análisis de egresos e ingresos de un proyecto, con el fin de estimar la factibilidad y beneficios económicos que nos proporcionará dicho proyecto, por medio de un conjunto de estudios que permiten estimar las ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios. Es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos.

2.5 Fuentes de ingresos y egresos

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

2.5.1 Inversión

Las inversiones en un proyecto son el capital; ya sea propio o de terceros, que se pone en juego con el objeto de obtener un beneficio, y deberán calcularse a precios constantes por año para el horizonte a evaluar, estas pueden ser: Estratégicas u Operacionales.

2.5.1.1 Estratégica

Es la inversión utilizada para incrementar la capacidad instalada y/o producción adicional a la actual, como pueden ser:

- Perforación y terminación de pozos, tanto de exploración, delimitación y desarrollo.
- Construcción de instalaciones superficiales.
- Instalación de Sistemas Artificiales de producción.
- Implementación de Recuperación Secundaria o Mejorada.

2.5.1.2 Operacional

Es la inversión utilizada para mantener en condiciones naturales o actuales de operación a la infraestructura productiva y de soporte relacionada, como pueden ser:

- Modernización de instalaciones.
- Realización de estudios geológicos y geofísicos.
- Intervenciones a pozos.
- Protección ecológica.
- Seguridad industrial.
- Abandono de campos y taponamiento de pozos.

2.5.2 Gastos de operación

Dinero que se gasta en el mantenimiento de las operaciones y de la producción, que van desde mantenimiento de equipos e instalaciones hasta sueldos de los empleados. Es responsabilidad del que está formulando la unidad de inversión, documentar con detalle todos los rubros del gasto de operación, para cada proyecto se deberá desglosar lo siguiente:

- Mano de obra.
- Reserva laboral.
- Perfil de consumo de gas.
- Perfil de inyección de fluidos para procesos de recuperación adicional.
- Perfil de fluido a tratar por efecto de la producción (agua, nitrógeno)
- Materiales.
- Servicios generales.
- Otros.

2.5.2.1 Los costos operacionales OPEX (OPERating EXpenditures)

Son los costos continuos para correr un producto, negocio o sistema, son todas las fases en marcha de un activo, operación y mantenimiento.

2.5.2.2 Los costos de capital CAPEX (CAPital EXpenditures)

Se refiere al costo por desarrollar, proporcionar partes no consumibles para un producto o un sistema; son los costos de las inversiones iniciales de los activos.

2.5.2.3 Factores que afectan el CAPEX, OPEX en el proyecto

Cuando los operadores tienen que decidir entre un enfoque tradicional en las instalaciones, deben comparar el CAPEX y OPEX de ambas soluciones. Si bien es relativamente fácil calcular los costos de los componentes de hardware, es muy difícil predecir el OPEX.

CAPital EXpenditure. Es el costo de la ingeniería, procura, construcción e instalación de los principales componentes submarinos: árboles submarinos, líneas de flujo, ductos, umbilical, sistemas de control y acumulador de líquidos (Slug Catcher) a la llegada a la estación en tierra. No incluye la perforación de pozos, terminaciones, ni la línea de llegada a la estación.

OPERational EXpenditure. Se refiere a consumibles, dotación de personal, y costos relacionados a la corrida de diablos, inhibidores, cargos pagados, etc. No se consideran mantenimiento o intervención a pozos (reparaciones mayores).

2.5.3 Precio de hidrocarburos

El precio es la variable más importante en la evaluación económica, pues la variación de éste es la que tiene el mayor impacto en el resultado de un proyecto, ya sea en el éxito o en el fracaso, sin embargo también es la variable que lleva el mayor riesgo asociado.

El precio repercute tanto, que en ocasiones hay proyectos en los que se tiene baja producción, o su inversión en tecnología sea considerable, sin embargo cuando los precios se encuentran elevados o se tiene la probabilidad de que suban dichos proyectos, que en otro momento no eran rentables, tras la evaluación económica resulten favorables teniendo ingresos mayores a los egresos.

La variación de los precios puede incluso provocar una reclasificación de reservas, puesto que reservas previamente clasificadas como probables ante un alza en el precio, se pueden volver económicamente rentables a pesar de una costosa inversión para su explotación, siendo ahora reclasificadas como probadas.

Para la determinación del precio es necesario tomar en cuenta la oferta, la demanda y el precio previo, tanto para los hidrocarburos como para sus derivados; así como el riesgo político, económico y técnico. Además el precio también es función de la calidad de los hidrocarburos; la calidad, la cual va ligada con la densidad de estos: un crudo, entre más ligero tendrá una mayor densidad API y por ende una mayor calidad, esta variación en el precio, se debe a que a mayor calidad, se requiere un proceso de refinación más sencillo y sus derivados también tienen un mayor valor.

El precio en si es una variable difícil de controlar, que cambia día a día y depende de la calidad del hidrocarburo, de la región que lo produce y muchos factores tanto económicos como políticos. La estimación de precios de los hidrocarburos en el mundo son determinados, aplicando un desplazamiento a un crudo marcador; existen 3 principales referencias para esto:

- Cesta OPEP: Compuesta por siete tipos distintos de crudo y su precio medio es anunciado oficialmente en Viena por el secretario de la organización petrolera. Los integrantes de la cesta son los crudos “Saharan Blend” (Argelia), “Minas” (Indonesia), “Bonny Light” (Nigeria), “Arab Light” (Arabia Saudí), “Dubai” (Emiratos Árabes Unidos), “Tía Juana Light” (Venezuela) e “Istmo” (México).

- West Texas Intermediate: Es un petróleo de mayor calidad que el Brent. Es el tipo de crudo de referencia en el mercado Estadounidense y cotiza en la New York Mercantile Exchange, pero dado que el crudo producido en Estados Unidos no se puede exportar pierde importancia como marcador de precios internacional.

- Brent Blend: El crudo marcador dominante en el mercado internacional, es el tipo de crudo de referencia en los mercados europeos y para un 65% de las diferentes variedades de crudo mundial. El Brent es un petróleo de alta calidad, caracterizado por ser ligero (baja gravedad API) y dulce (bajo contenido de azufre). El Brent cotiza en el Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres.

La estimación de los precios de los hidrocarburos en México son emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde se tiene un precio promedio de la mezcla de crudos de exportación en dólares por barril para el aceite y dólares por millar de pie cúbico para el gas. Después estos precios son llevados a nivel campo, de acuerdo a la calidad, costos de transporte y poder calórico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto.

2.5.4 Perfil de producción de hidrocarburos

Sea en base a producción diaria, mensual o anual de fluidos, se refiere al volumen acumulado de producción del periodo de tiempo el que abarcará la evaluación, obtenidos a partir de un modelo de estimación de perfiles de producción.

Las cuatro variables representan tanto los egresos como los ingresos a partir de los cuales se realizará la evaluación económica. De estas cuatro variables, las que generalmente impactan más en el flujo de efectivo son el precio y la producción.

En la práctica profesional estos análisis se realizan cuando se inician proyectos o existe algún cambio en ellos, el análisis para el ejemplo es anual; sin embargo, puede realizarse semestral, mensual, semanalmente o incluso diariamente, dependiendo que tan específico se quiera realizar la evaluación.

Una vez que se tienen esta información se procede al cálculo de ingresos y del flujo efectivo antes de impuestos, se hace una diferencia de ingresos menos egresos; los ingresos son las ventas de hidrocarburos, mientras que los egresos incluyen tanto inversiones, como gastos de operación.

Adicionalmente, los impuestos son otro tipo de egresos que incluyen: regalías, fondos sociales y de desarrollo y demás que apliquen e incluyan el modelo fiscal del país. Al resultado del descuento se le llama Flujo de efectivo después de impuestos.

2.5.4.1 Técnica para obtener perfiles de producción

Los pronósticos de producción se generan a partir de métodos analíticos, balance de materia, modelo dinámico, curvas de declinación, entre otros, para lo cual es necesaria la siguiente información:

2.6 Balance de materia

Este método es empleado para estimar el volumen de hidrocarburos en un yacimiento y las producciones futuras, y supone la existencia de información apropiada de laboratorio, de geología, de presión y de producción. Se basa en la ley de la conservación de la materia, en su forma más simple, la ecuación puede redactarse diciendo que el volumen original es igual al volumen remanente más el volumen producido. Cuando se tienen las fases de aceite, gas y agua en un yacimiento, la ecuación de balance de materia puede escribirse para el total de los fluidos o para cualquiera de los fluidos presentes.

Para realizar cálculos con este método se requiere de diferentes fuentes de información: la producción de fluidos, la presión y temperatura del yacimiento, el análisis de los fluidos, el análisis de núcleos, y la interpretación de los registros geofísicos. Esto permite determinar el volumen original de hidrocarburos y predecir la producción. El volumen original es obtenido resolviendo la ecuación de balance de materia para el tipo de fluidos, cuyos parámetros son conocidos, excepto el volumen original.

2.6.1 Modelos de balance de materia

Campo Arenque, Jsa

El campo Arenque cuenta con diversos estudios de balance de materia, los cuales tienen como objetivo estimar los volúmenes originales de hidrocarburos y los mecanismos de empuje que dominan el comportamiento del yacimiento. En el estudio más reciente del año 2008, se analizaron cada una de las áreas en el yacimiento, y sobre la base de las historias de presión, producción e inyección de agua, se cuantificó el volumen original de hidrocarburos. Además, se realizó un estudio de análisis de interferencia entre los bloques de Jsa AI y Jsa AIII, confirmando su división. No habiendo intervalos nuevos que probar fuera de estas formaciones.

De acuerdo a lo anterior, los volúmenes originales de aceite estimados del último estudio de balance de materia son los siguientes:

Jsa bloque AI = 694 MMB

Jsa bloque AIII = 97 MMB (sin considerar el área de Merluza)

Los volúmenes anteriores son resultado de la optimización del estudio de balance de materia. Conviene resaltar, que los volúmenes estimados varían +2.66% y +10.23% respectivamente, de los valores oficiales reportados el 1 de enero de 2008, Figura 2.4.

Campos Bagre, Carpa y Marsopa

Los campos Bagre, Carpa y Marsopa fueron objeto de la construcción del modelo de balance de materia con la finalidad de identificar oportunidades de desarrollo, así como optimizar procesos productivos alineados a los compromisos y metas corporativas. El modelo realizado permitió visualizar la potencialidad actual de los campos y recomendar su explotación, con el fin de retrasar la conificación de agua, situación característica de yacimientos naturalmente fracturados asociados a acuíferos activos.

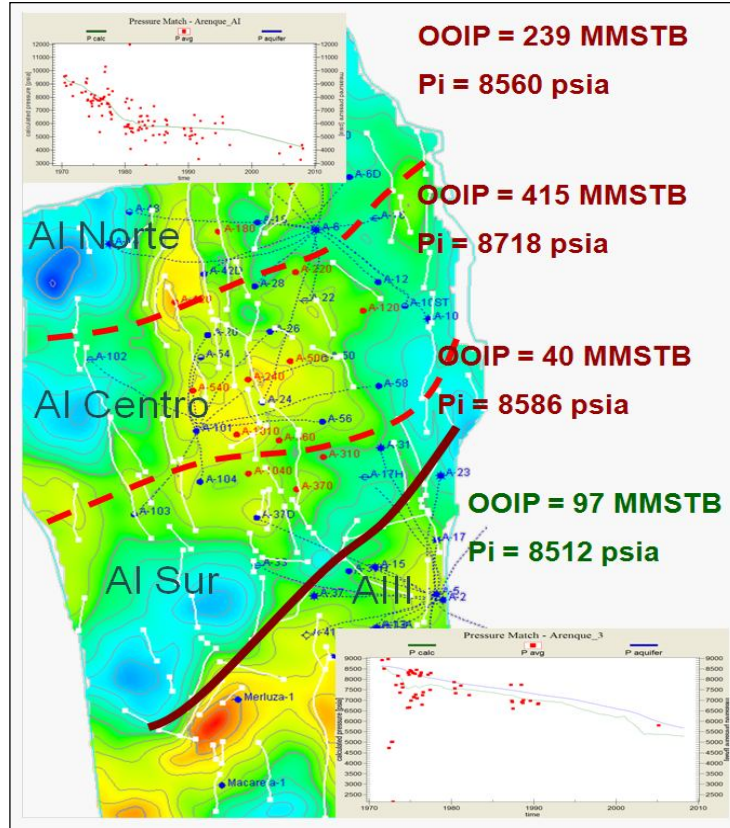


Figura 2.4 Volúmenes originales de aceite para cada una de las áreas del campo Arenque, (PEP).

2.6.2 Resultados obtenidos del balance de materia

Campo Bagre

De acuerdo a las propiedades y características del campo Bagre, así como el ajuste con un acuífero de fondo finito, se obtuvo como resultado un volumen original de 166.23 mmb de aceite. Este campo tiene una reserva recuperable de aceite de 63.84 mmb, con un factor de recuperación de 38.40% obtenidas por declinación de producción.

Campo Carpa

De acuerdo a las propiedades y características del campo Carpa, así como el ajuste con un acuífero de fondo infinito, se obtuvo como resultado un volumen original de 57.82 mmb de aceite. El campo Carpa tiene unas reservas recuperables oficiales de aceite de 26.38 mmb, para un factor de recuperación de 38.43% vs. 21.98 mmb de reservas recuperables, obtenidas por declinación de producción para un factor de recuperación del 33.98%.

Campo Marsopa

De acuerdo a las propiedades y características del campo Marsopa así como el ajuste con un acuífero de fondo finito, se obtuvo como resultado un volumen original de 68.64 mmb de aceite. Este campo tiene una reserva recuperable oficial de 26.38 mmb de aceite, con un factor de recuperación de 38.43% en comparación con 21.98 mmb de reservas recuperables obtenidas por declinación de producción, y un factor de recuperación del 33.98%.

Capítulo 3 Escenarios de explotación

3.1 Desarrollo de Campos.

Para realizar una óptima explotación de los recursos petroleros, se necesita de una adecuada planeación y evaluación de la exploración y explotación del yacimiento. Para llevar a cabo lo anterior, todo el equipo multidisciplinario y en especial, los ingenieros de planeación y los directivos, deben tener pleno conocimiento de todas y cada una de las actividades que se llevan a cabo durante la vida de un yacimiento petrolero, Figura 3.1.

Es por ello, que antes de ver los aspectos relacionados con la planeación y evaluación de proyectos, es necesario comprender las etapas que conforman el ciclo de vida de un yacimiento petrolero, con el objetivo de conocer que actividades, equipos, tecnología y personal son empleados en cada etapa; además de conocer la función e importancia de cada una. A continuación se describen las etapas que hacen posible el desarrollo de un campo petrolero.

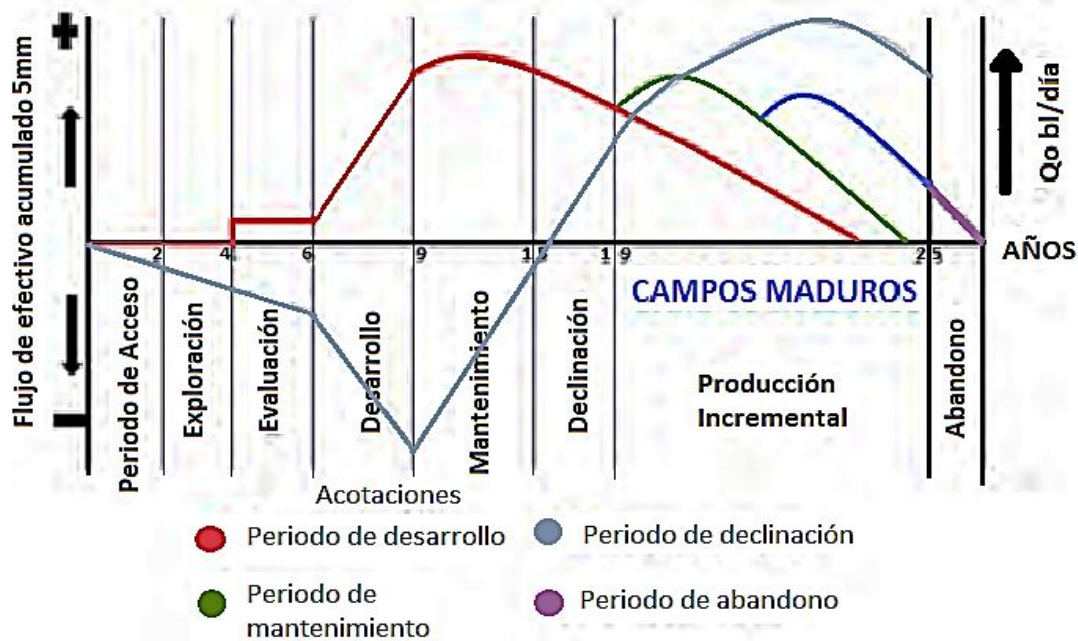


Figura 3.1 El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado hasta el periodo de abandono.

3.1.1 Desarrollo inicial.

Se define como el proceso continuo y ordenado de fases, que involucran todas aquellas actividades concernientes a la perforación, terminación, y actividades complementarias que contribuyan a que los pozos comiencen con la producción en la etapa de comportamiento primario. Durante esta etapa se inicia la planeación y el diseño de la perforación de pozos de forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos; además, dependiendo del potencial del yacimiento descubierto, será la cantidad de equipos instalados. El objetivo de esta etapa consiste en dejar completamente acondicionado el campo para dar inicio a la producción de hidrocarburos.

3.1.2 Comportamiento Primario.

La etapa de comportamiento primario comienza con la apertura de los pozos a la producción. El objetivo general de esta etapa es el control, mantenimiento y aseguramiento de la producción de hidrocarburos de manera natural, es decir, a través de la energía propia del yacimiento o utilizando un sistema artificial de producción. Se puede decir que la etapa de comportamiento primario termina con el inicio de los procesos de recuperación secundaria.

Una vez que se tienen los hidrocarburos en superficie, deben ser almacenados, tratados y transportados de manera adecuada antes de dirigirlos hacia el punto de venta. Durante esta etapa, se presentan los aspectos más relevantes de las instalaciones superficiales incluyendo separadores, tanques de almacenamiento, deshidratadores y redes de ductos, por mencionar algunos. Al final de las actividades que se realizan en esta etapa se obtienen resultados como: históricos de producción, registros de presiones, registros de problemas operacionales, resultados de la implementación de sistemas artificiales, entre otras.

3.2 Métodos de Recuperación

En la producción de petróleo podemos identificar dos aspectos: el primero es la producción final en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturamiento, acidificación, inyección de vapor, etc.).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos periodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación primaria y la recuperación secundaria. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación terciaria, y/o una recuperación (secundaria) mejorada, en la Figura 3.2 se muestra esquemáticamente las condiciones de explotación de acuerdo con la etapa de producción del yacimiento.

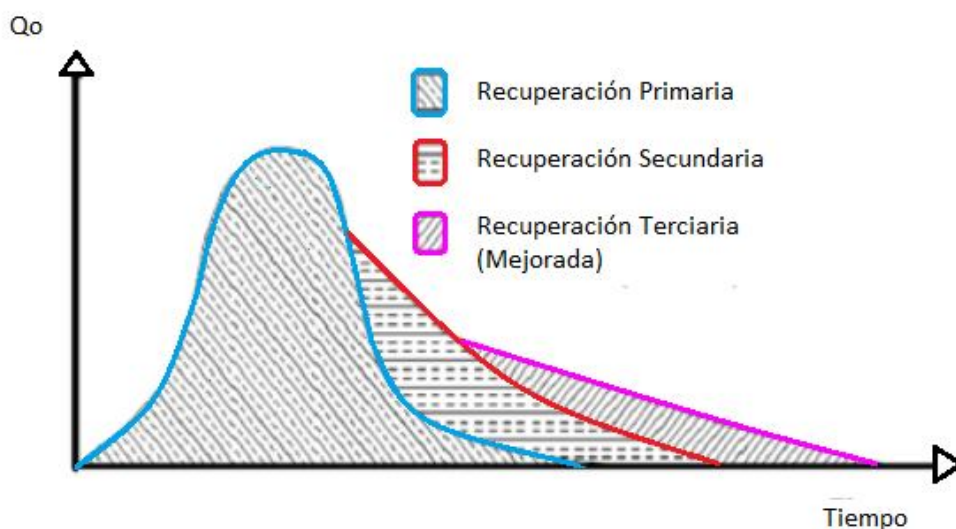


Figura 3.2 Condiciones de explotación en la etapa de producción del yacimiento (PEMEX 2012)

3.2.1 Recuperación primaria

En esta etapa, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y la cima del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión de este es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento.

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción.

La calidad de la administración de yacimientos también es muy importante, debido a que un mismo yacimiento explotado de diferentes formas (ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, etc.) permite obtener diferentes porcentajes de recuperación.

A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a declinar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión del gas.

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos bajo la etapa de producción, los cuales son:

1. Expansión del sistema roca-fluidos;
2. Expansión del aceite por el contenido de gas disuelto;
3. Expansión del casquete de gas;
4. Imbibición espontánea;
5. Empuje por afluencia del acuífero;
6. Drene gravitacional; o
7. Versiones de las anteriores, optimizadas mediante sistemas artificiales de producción.

Estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos, por lo que el análisis de la variación de la presión en el yacimiento con respecto a la producción acumulada es fundamental para identificar la etapa en la que éste se encuentra. Un aspecto común a todos los mecanismos de producción, en términos generales, es la existencia de reducción en la presión del yacimiento con el tiempo, básicamente debido a la extracción de fluidos para su producción.

La Tabla 3.1 muestra un resumen de las características relevantes de cada uno de los mecanismos de producción primaria.

Tabla 3.1 Características de los mecanismos de producción primaria.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La sugerencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W_e no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja (< 5 cp)

La duración del periodo de recuperación primaria es variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosa información sobre el comportamiento del yacimiento, la cual es de gran importancia para la planificación de la explotación posterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% (Hussein Alboudwarej, 2006), pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y gran cantidad de gas disuelto o un acuífero activo asociado.

Anteriormente se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se volvían no rentables, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la selección del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización (Salager J.L., Recuperación mejorada del petróleo, 2005).

3.2.2 Recuperación secundaria

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible (gas, agua y combinación agua-gas). La recuperación secundaria del aceite consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmiscible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos. Generalmente, en yacimientos convencionales que gozan de una buena administración, se podrían esperar factores de recuperación en el rango de menos de 50 a 65 % del volumen original.

En la Tabla 3.2 se describen los principales tipos de inyección de agua, así como algunas características importantes, ventajas y desventajas de los métodos de recuperación secundaria.

Tabla 3.2 Características, ventajas y desventajas de la inyección de agua.

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o tradicional (externa)	<ul style="list-style-type: none"> • La inyección es en el acuífero, cerca del contacto agua aceite • No se requiere buena descripción del yacimiento y/o la estructura de mismo favorece la inyección 	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere de la perforación de pozos adicionales, son pocos pozos • No requiere buena descripción del yacimiento • Recuperación alta de aceite con poca producción de agua • Reducción de costos por el manejo de agua 	<ul style="list-style-type: none"> • No se utiliza toda el agua inyectada para desplazar al hidrocarburo • No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión • Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento • La recuperación de la invasión es a largo plazo por lentitud de proceso
Dispersa o en arreglos (interna)	<ul style="list-style-type: none"> • El agua se inyecta dentro de la zona de aceite • Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran superficie • A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre pozos productores 	<ul style="list-style-type: none"> • Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos • Rápida respuesta del yacimiento • Elevadas eficiencias de barrido • Buen control de frente de invasión • Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa • Exige un mayor seguimiento y control, debido a que es más riesgosa • Exige mayor seguimiento y control, por lo que requiere mayor cantidad de recursos humanos

La inyección de agua es el método que ha sido más usado como recuperación secundaria. Esta tecnología abarca ampliamente las áreas de ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción.

Los ingenieros de yacimientos son responsables del diseño de la inyección de fluidos inmiscibles, la predicción del comportamiento y la estimación de la reserva a considerar en este proceso. La ingeniería de yacimientos comparte la responsabilidad con la ingeniería de producción para la implementación, operación y evaluación del proyecto de inyección.

3.2.3 Recuperación terciaria y/o mejorada (EOR)

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria).

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en el mundo en donde el factor de recuperación ha superado el 70 % del volumen original in-situ. Posterior a la recuperación primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente in-situ.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles), como lo muestra la Figura 3.3

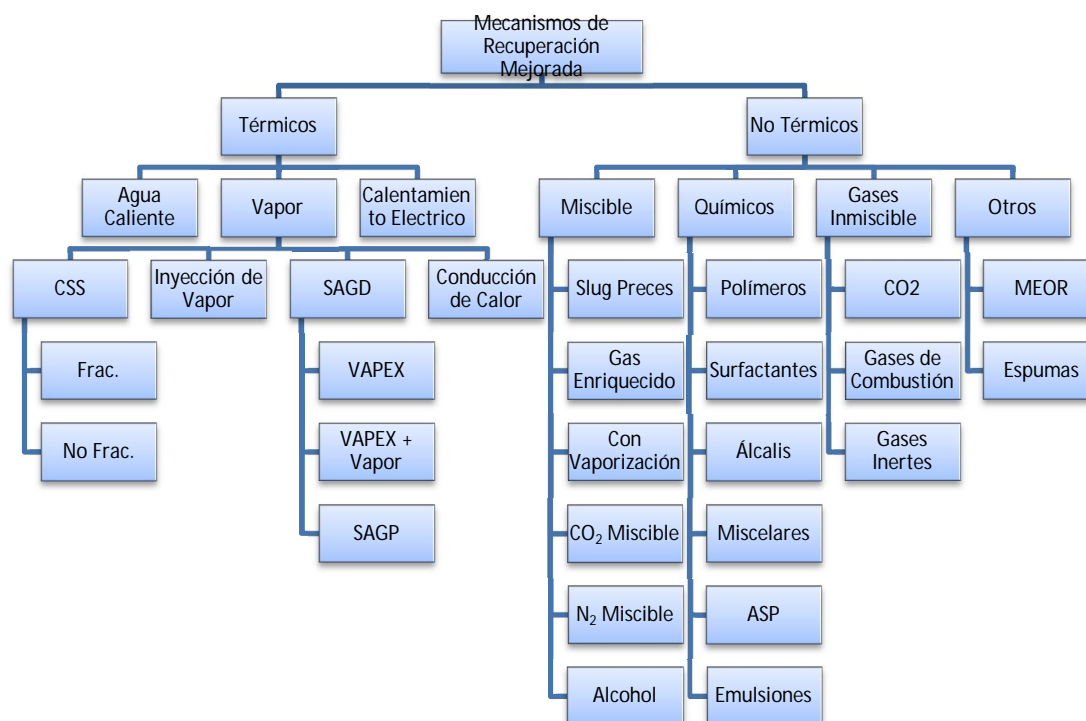


Figura 3.3 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van de intermedios a ligeros. De todos los métodos de EOR, los térmicos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70% de la producción mundial proveniente de métodos de EOR.

La inyección de químicos es más compleja y, por lo tanto, tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es apropiadamente diseñada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite. Sin embargo, es importante tener en cuenta que por lo general estos métodos se encuentran en etapas tempranas de madurez en su aplicación a nivel de campo.

3.2.4 Recuperación avanzada (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad; así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

En el proceso de selección el primer paso es identificar el volumen remanente de hidrocarburos y la forma en la que éstos se encuentran distribuidos en el yacimiento, así como también determinar las razones por las cuales estos depósitos de hidrocarburos no son recuperables económicamente por métodos convencionales (flujo natural, producción artificial e inyección de fluidos bajo condiciones inmiscibles). Por lo anterior, es muy importante contar con suficiente información para caracterizar al yacimiento y los fluidos. Un modelo estático y uno dinámico, fundamentados en datos de campo como análisis de núcleos, registros geofísicos, sísmica, muestras de fluidos, datos de los históricos de producción y de presiones, entre otros, pueden llegar a contribuir a establecer el potencial de hidrocarburo recuperable.

3.3 Mecanismos de producción

De acuerdo a los análisis previos realizados al comportamiento de presión, en particular a su tendencia estable y a la forma como ha irrumpido el agua en los pozos productores, se concluyó que el mecanismo de producción predominante es el empuje hidráulico, debido a la actividad del acuífero y a la expansión de la roca y los fluidos durante la etapa inicial de producción del campo, Figura 3.4. Lo anterior se realizó después de efectuar diferentes análisis considerando diferentes tipos de acuíferos y límites del mismo.

En el bloque AI, el mecanismo principal es el empuje por gas en solución, seguido por la compactación de la roca, Figura 3.5. En las zonas Centro y Norte, se alcanza a apreciar un pequeño efecto de empuje hidráulico, el cual se atribuye al periodo de inyección de agua.

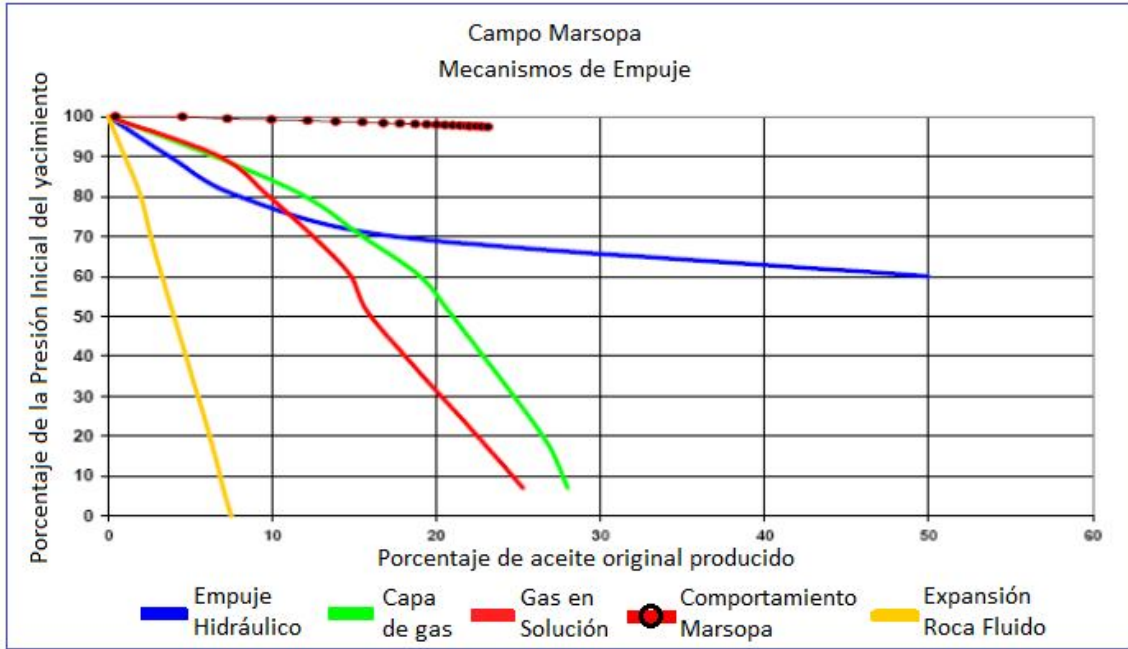


Figura 3.4 Mecanismos de producción campo Marsopa (PEP 2010).

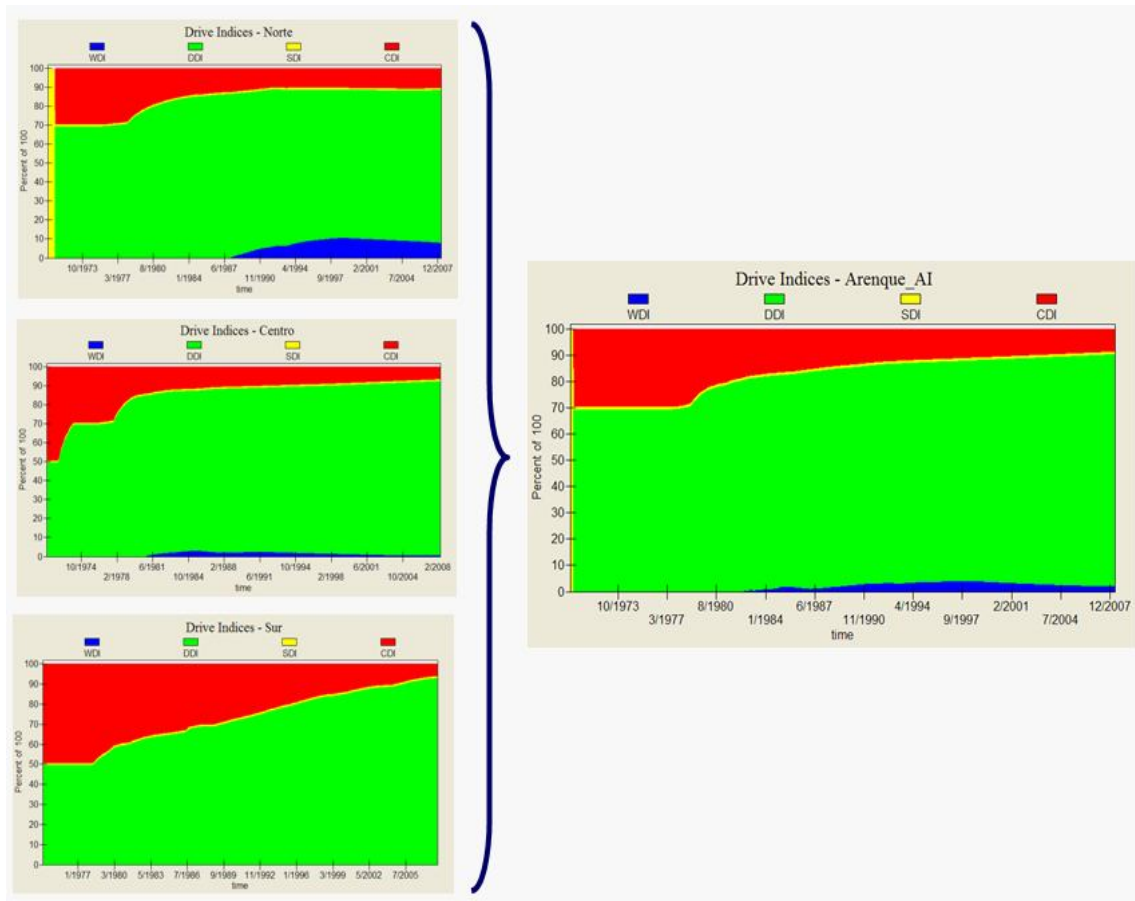


Figura 3.5 Mecanismos de empuje en Jsa bloque AI, campo Arenque (PEP 2010).

Para el bloque AIII, Figura 3.6, se observa que el mecanismo principal que ha predominado es el empuje hidráulico logrando así mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de saturación.

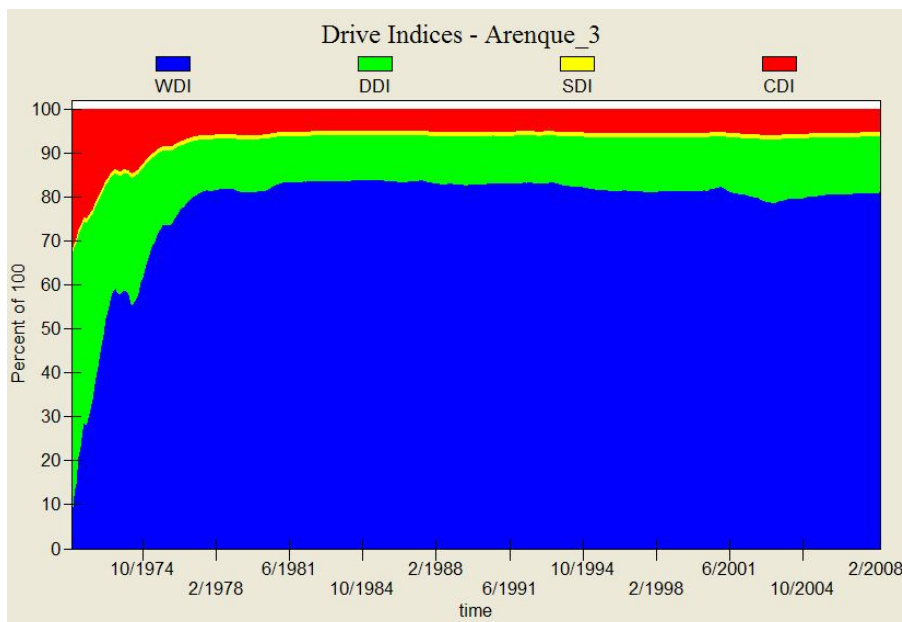


Figura 3.6 Mecanismos de empuje en Jsa bloqueAIII, campo Arenque (PEP 2010).

Los dos bloques de la formación Jsa, se demostró que son yacimientos independientes.

3.4 Simulación matemática.

La simulación matemática de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero, con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir, con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento. Los simuladores numéricos de yacimientos juegan un papel muy importante en los procesos modernos de administración de yacimientos. Son usados para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como monitorear y evaluar su comportamiento.

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan en una simulación matemática.

El objetivo primordial de hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Con la ayuda de un simulador se puede hacer lo siguiente:

1. Conocer el volumen original de aceite.
2. Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
3. Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
4. Optimizar los sistemas de recolección.
5. Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamiento.

6. Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
7. Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
8. Realizar estudios individuales de pozos.
9. Conocer la cantidad de gas almacenada.
10. Hacer programas de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento y determinar los métodos más convenientes a implantar para mejorar la recuperación final de los hidrocarburos.

Se manejan, además, la ubicación de los intervalos productores e inyectores, los ritmos de producción, sus presiones en el fondo y en la cabeza de los pozos. Para introducir todo este detalle, es necesario dividir al yacimiento, tanto areal como verticalmente, en pequeños bloques, llamados "celdas". Los cálculos se llevan a cabo mediante el uso de balance de materia y de flujo de fluidos en el medio poroso, para las fases aceite, gas y agua, en cada una de las celdas y a etapas de tiempo, a partir de unas condiciones iniciales.

El modelo de simulación del campo Arenque, se preparó a partir de la integración de toda la información disponible, con el fin de disponer de una herramienta de predicción del comportamiento del campo en explotación **Figura 3.7; Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

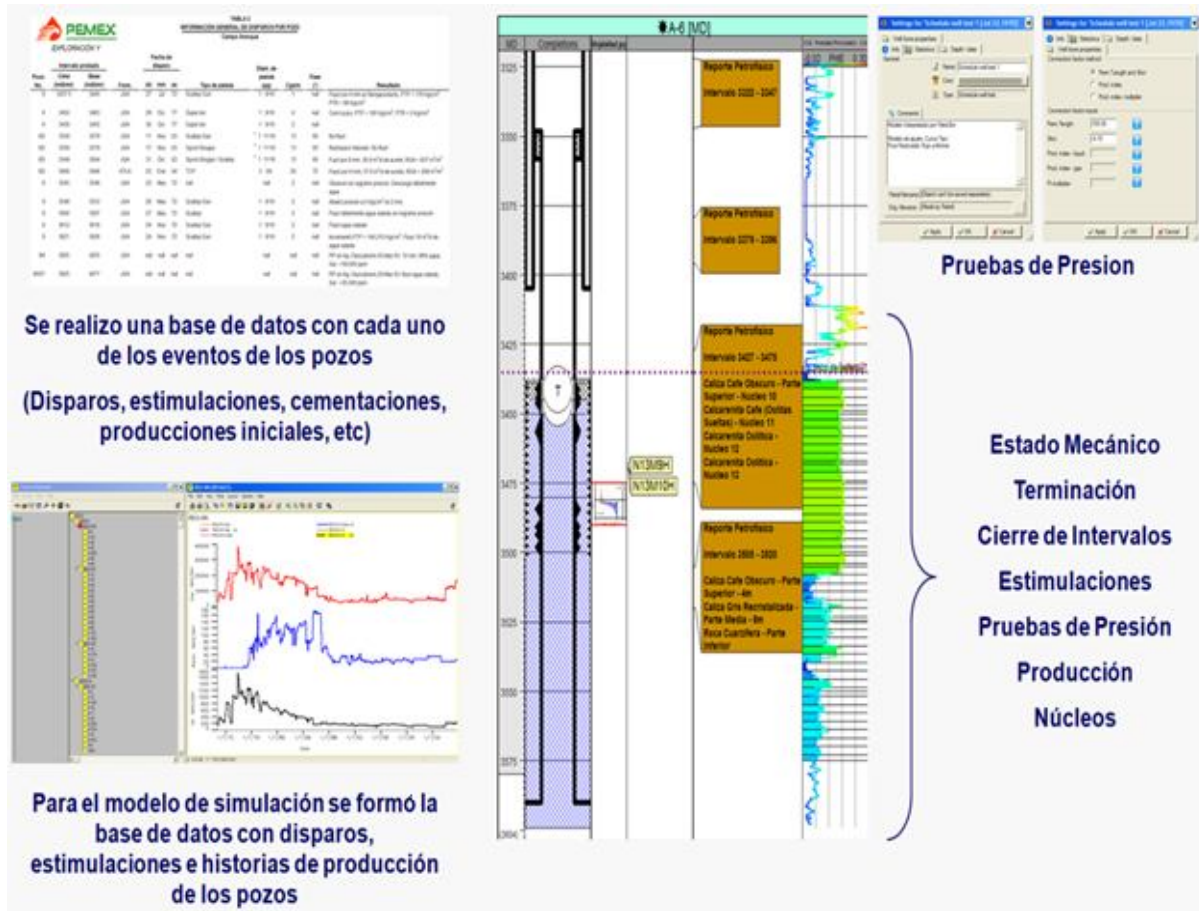


Figura 3.7 Información histórica de pozos (PEP 2010).

3.5 Análisis especial de núcleos

El campo cuenta con 20 estudios de análisis especiales de núcleos. Estos fueron realizados con el fin de conocer cada una de las propiedades estáticas y dinámicas de la roca. Entre la información se dispone de 45 curvas de presión capilar obtenidas por inyección de mercurio y 11 curvas por centrífuga de 7 pozos, Figura 3.8. Cada una de ellas fue analizada y correlacionada con el tipo de roca a la que pertenece. De esta forma se obtuvieron las curvas promedio para el modelo de simulación.

En cuanto a las curvas de permeabilidades relativas, se dispone de una base de datos de 51 curvas para sistemas agua–aceite y 12 curvas para gas–aceite, Figura 3.9. Estas curvas se correlacionaron por unidad estratigráfica y de acuerdo al tipo de roca se obtuvieron las curvas promedio para cada sistema.

Con la información de las funciones de saturación, se obtiene un estimado de la saturación de agua inicial y saturación de aceite residual, Figura 3.10. Esta información a su vez se compara con datos de los registros obteniéndose la saturación inicial de agua. Este dato fue estudiado por facies y escalado a las curvas de presiones capilares y permeabilidades relativas para su integración al modelo dinámico del campo.

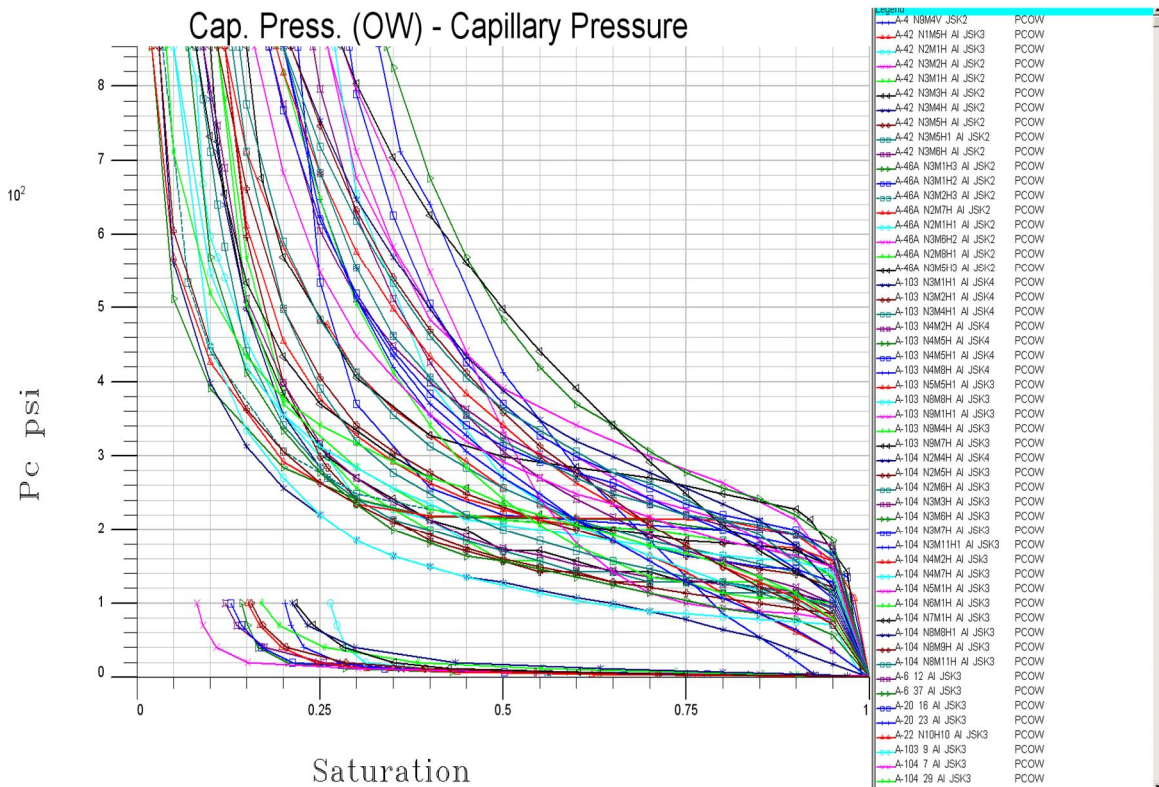


Figura 3.8 Curva de presión capilar en Jsa campo Arenque. (PEP 2010).

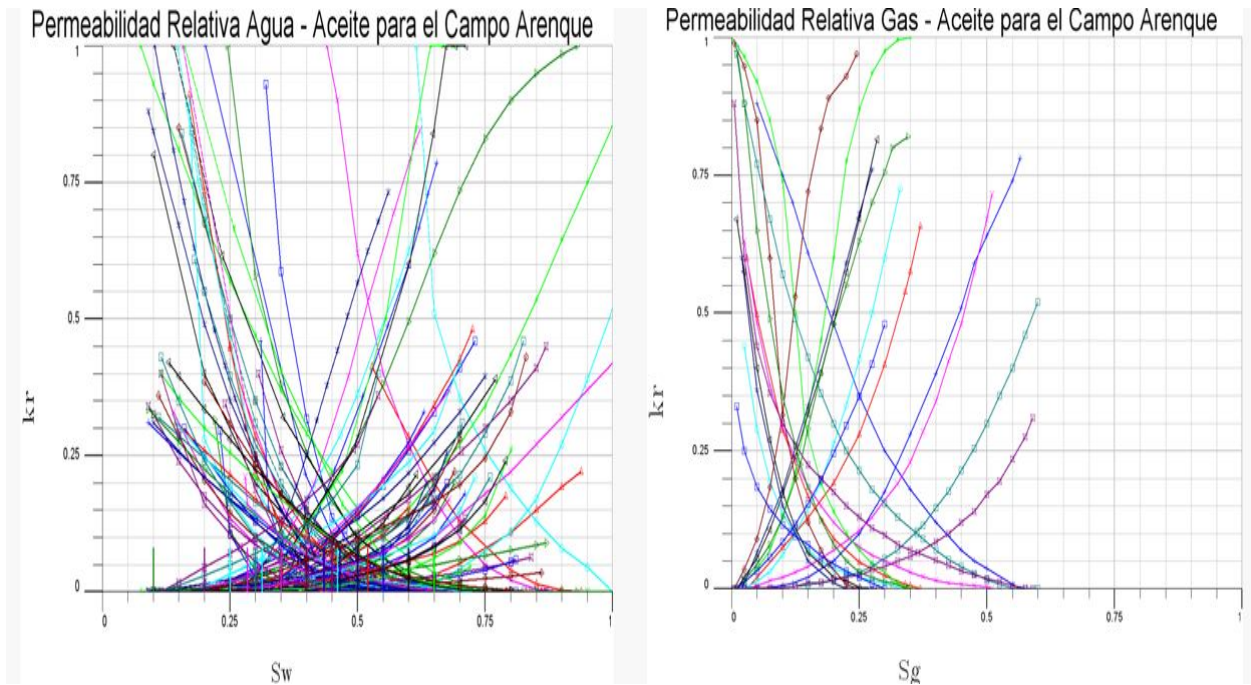


Figura 3.9 Curvas de permeabilidad relativa para Jsa campo Arenque (PEP 2010).

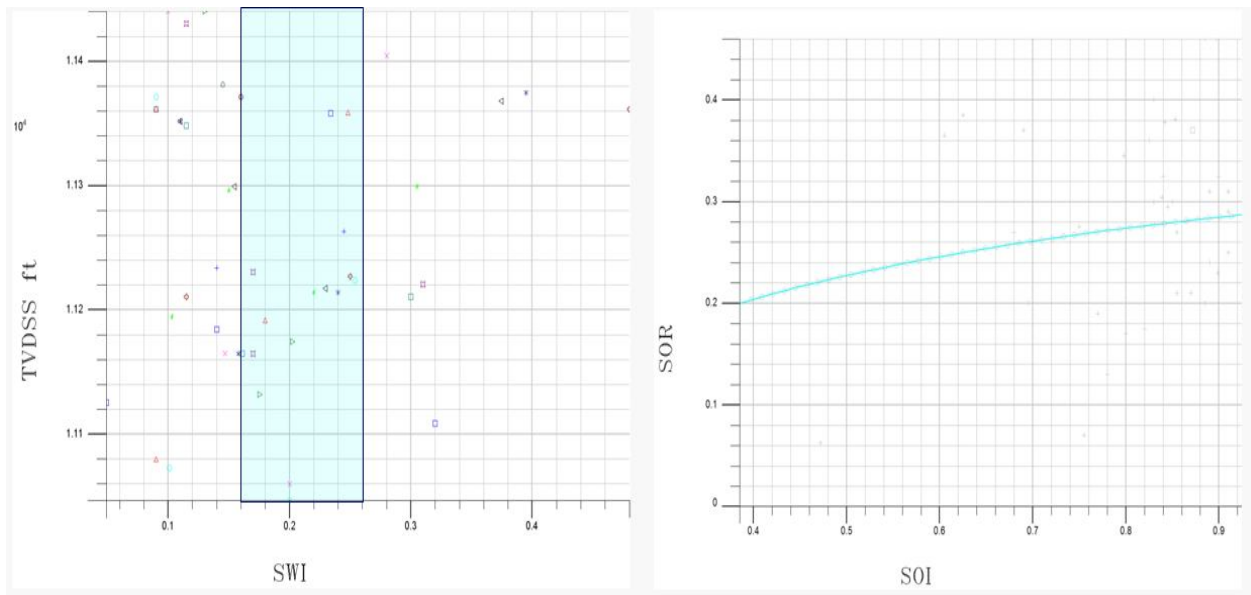


Figura 3.10 Estimación de la saturación inicial de agua y saturación de aceite residual (PEP 2010).

En cuanto a la compresibilidad de la roca, se analizaron las 11 muestras estudiadas en el laboratorio, Figura 3.11. Como referencia, se tomó la prueba de presión de confinamiento a 8000 psia debido a que es el valor más cercano a la presión inicial del yacimiento, de esta forma, se determinó un valor de la compresibilidad de la roca de $3 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$. Asimismo, a partir del análisis por facies, se determinó que para porosidades menores de 17%, la compresibilidad es del orden de $2.2 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$.

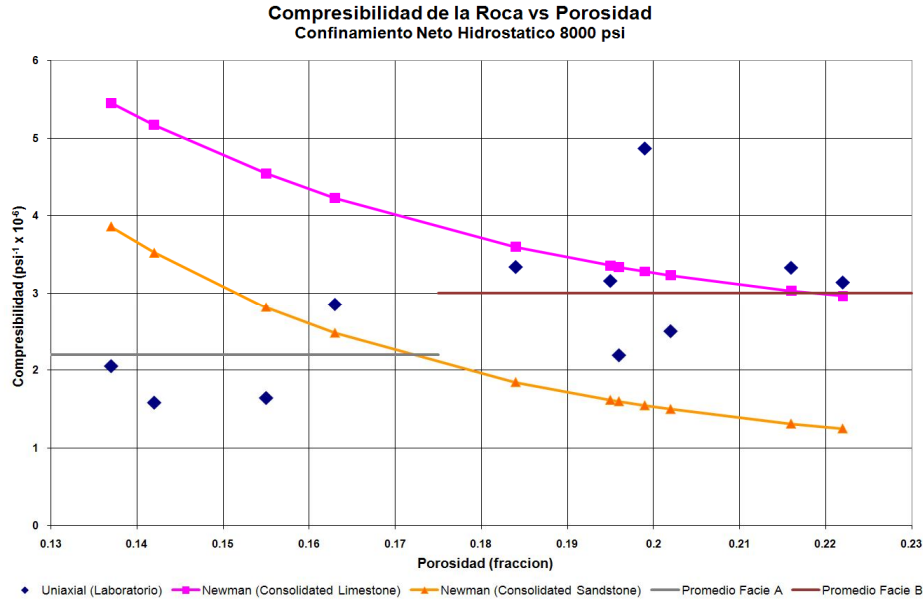


Figura 3.11 Compresibilidad de la roca del campo Arenque (PEP 2010).

La mojabilidad es otro parámetro que se estudió a partir de los análisis de núcleos. De esta forma, de los 18 resultados obtenidos de laboratorio, el 50 % correspondió a mojabilidad mixta y el resto a mojabilidad preferencial por aceite, Figura 3.12. Esta información resulta particularmente útil para definir las zonas donde se puede implementar un esquema de recuperación secundaria mediante inyección de agua.

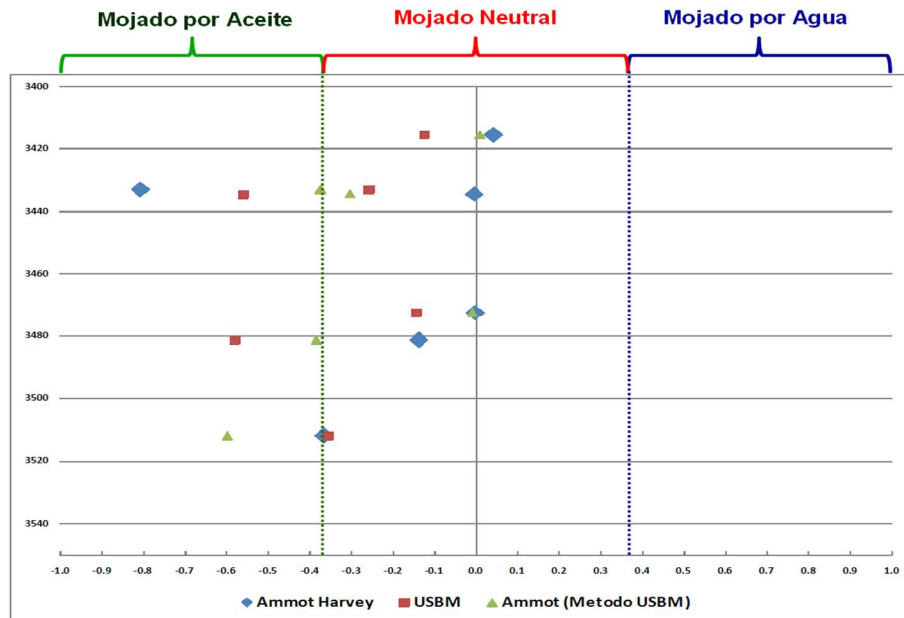


Figura 3.12 Mojabilidad de la roca (PEP 2010).

3.6 Evaluación de Campos Maduros.

Un campo maduro es aquel que alcanza su límite económico después de una recuperación primaria, secundaria y terciaria. El desarrollo de campos maduros se inicia cuando surgen los cambios en la fase de declinación de la producción, el primer paso para abordar el desarrollo de campos maduros consiste en establecer las estrategias de explotación, cuantificando el volumen de hidrocarburos a recuperar (Reservas 2P), en el segundo paso se determina el factor de recuperación final (EOR) con precisión, con la mejor tecnología para lograr su extracción. Un campo marginal es aquel cuyos ingresos son menores a los gastos que se requieren para mantenerlos en producción.

3.7 Abandono.

Todo yacimiento petrolero en explotación llega a una etapa en que la producción de hidrocarburos es muy reducida o nula, dejando de ser rentable seguir explotándolo, haciendo necesario el desalojo de éste; esta etapa es comúnmente llamada Abandono; el abandono de pozos se clasifica en dos tipos:

3.7.1 Abandono Temporal

Es cuando por cuestiones técnicas, económicas o de seguridad se decide interrumpir la producción de un pozo, colocando tapones mecánicos y otros dispositivos que se planean remover en un futuro, ya sea con fines de reanudar la producción u otros distintos.

3.7.2 Abandono Permanente o Definitivo:

Este tiene por objetivo aislar el pozo permanentemente bajo condiciones de seguridad y protección ambiental, prevé el aislamiento con tapones de cemento y/o mecánicos de las zonas productivas (iniciando en agujero descubierto), de la zapata del casing y de los colgadores de liner.

3.8 Principales alternativas de explotación

El objetivo del proyecto de explotación Arenque es maximizar la generación del valor económico, acelerando el ritmo de extracción de aceite y gas asociado de los campos que lo integran. Se plantearon tres diferentes alternativas de explotación buscando optimizar el desarrollo y obtener mejores indicadores económicos. Es importante hacer referencia que en las tres opciones analizadas, se contempla el utilizar tecnologías ya probadas y desarrolladas en la industria.

3.8.1 Descripción de alternativas

Opción No. 1

A continuación se listan las principales actividades contempladas por campo:

Campo Arenque.- perforación de 15 pozos de desarrollo y 11 reentradas a pozos existentes. Para llevar a cabo estas actividades, se contempla la adquisición de 2 plataformas nuevas, que se denominarían Arenque 'D' y 'E' y se construirán 2 oleoductos.

Campo Lobina.- perforación de 2 pozos de desarrollo, 1 reentrada y 1 estimulación.

Campo Carpa.- perforación de 1 pozo de desarrollo y la terminación de 2 pozos. Así mismo, la adecuación de la batería de separación Punta de Piedra.

Campo Atún.- perforación y terminación de 2 pozos de desarrollo y recuperación de 1 pozo exploratorio.

Campo Bagre.- perforación y terminación de 1 pozo de desarrollo, 2 reparaciones mayores, construcción de 1 oleoducto y la construcción e instalación de una plataforma.

Campo Marsopa.- perforación y terminación de 2 pozos de desarrollo, 2 reparaciones mayores, construcción de 1 oleoducto y la construcción e instalación de una plataforma

En la Tabla 3.3 se muestra la actividad a realizar en el periodo 2013-2027.

Tabla 3.3 Actividad física a realizar 2013-2027

Actividad	Unidades	Cantidad
Perforación de Pozos de Desarrollo	Número	23
Terminación de Pozos de Desarrollo	Número	24
Reentradas	Número	12
Recuperación de Pozo Exploratorio	Número	1
Cambios de intervalo	Número	4
Estimulación	Número	1

Asimismo, en la Figura 3.13 Cronograma de actividades se muestra el cronograma de actividades de la alternativa en cuestión.

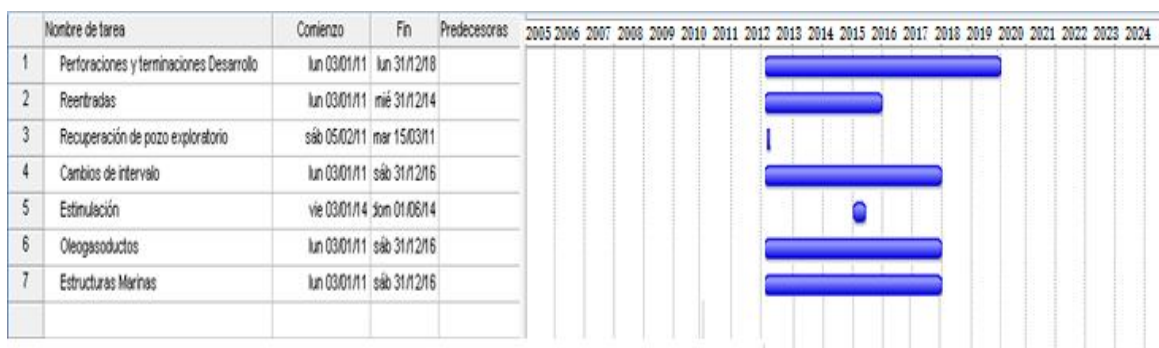


Figura 3.13 Cronograma de actividades

Opción No. 2

Esta opción difiere de la opción 1 porque contempla drenar las reservas remanentes del campo Arenque aplicando un método de recuperación secundaria (inyección de agua) únicamente para el yacimiento Jurásico San Andrés, bloque AI. El resto de los yacimientos se explotarán solo por recuperación primaria, Figura 3.14

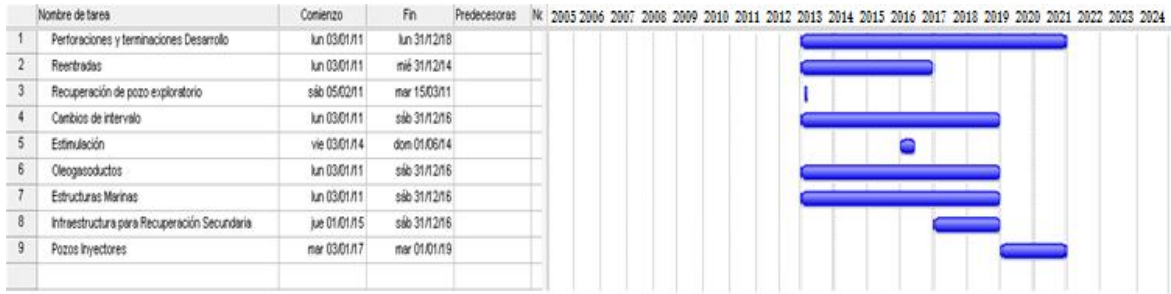


Figura 3.14 Cronograma de actividades

Opción No. 3

Esta opción se diferencia de la opción 1 porque contempla drenar las reservas remanentes del campo Atún mediante la perforación de pozos direccionales en la formación El Abra, este tipo de yacimientos de gas y condensado después de un tiempo de explotación presenta columna de líquidos en fondo del pozo contrarrestando la producción de gas, por lo que se considera la inyección de químicos. Asimismo, en la figura 3.15 se muestra el cronograma de actividades de la alternativa en cuestión.

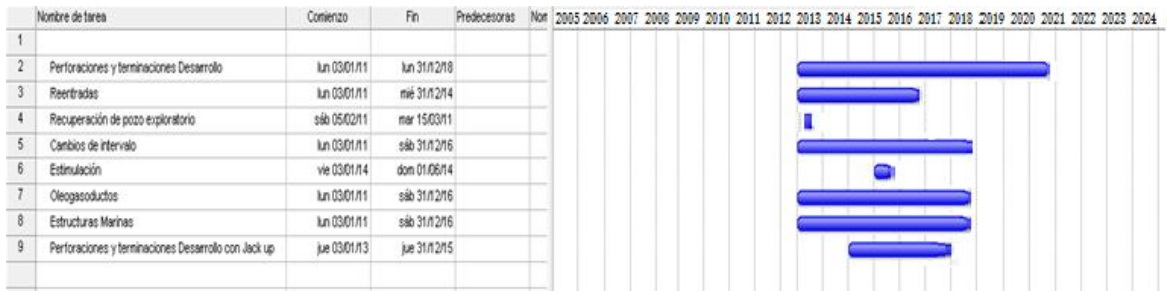


Figura 3.15 Cronograma de actividades

Se revisaron y analizaron diferentes vías y se logró evaluar e identificar los posibles escenarios de explotación que mejor se adaptan a las características de los yacimientos; se analizaron tres opciones técnicamente factibles para el desarrollo en diferentes áreas, las cuales conforman el proyecto.

3.8.2 Opciones técnicas y estrategias de ejecución

Opción No. 1

Esta opción contempla drenar las reservas remanentes de los campos Arenque y Lobina mediante recuperación primaria. Esto se hará con la perforación de pozos convencionales y no convencionales que serán terminados en agujero descubierto y entubado. Los pozos utilizarán un aparejo con dos o más empacadores que permitan explotar de manera independiente o simultánea dos o más formaciones o unidades de flujo, y en algunos casos con un solo empacador para terminación sencilla. Solo se realizarán reparaciones mayores en los pozos del campo Arenque, que serán ventanas (side-track) con el fin de alcanzar un objetivo deseado. Está previsto la construcción de dos octápodos en Arenque, denominados Arenque 'D' y Arenque 'E'. El manejo de la producción de esta área será transportada a la plataforma de enlace Arenque 'B' y de ahí a la batería Arenque. No se contempla ningún tipo de proceso en las plataformas (nuevas y/o existentes).

Para la Faja de Oro Marina (FOM), las reservas remanentes de los campos Atún, Bagre, Carpa y Marsopa serán drenadas mediante recuperación primaria con la perforación de pozos no convencionales (horizontales) que serán terminados en agujero descubierto utilizando un aparejo sencillo. Se realizarán exclusivamente reparaciones mayores que consisten en la aplicación de algún tratamiento o actividad para control de agua. Está prevista la construcción de dos plataformas nuevas denominadas Marsopa 'B' y Bagre 'E'. La producción de las plataformas Atún 'D' y Atún 'B' será enviada mediante la construcción de un oleogasoducto a Bagre 'A' y de este la producción será enviada a la batería de separación en Punta de Piedra. La producción de la Plataforma Bagre 'E', será enviada al oleogasoducto que va de Bagre 'A' – Marsopa 'A'. Para el caso de la producción de Marsopa 'B' será necesaria la construcción de un oleogasoducto que irá de dicha plataforma a Marsopa 'A'. La producción total de los pozos de cada una de las plataformas es enviada a la batería de separación Punta de Piedra.

Opción No. 2

Esta opción difiere de la opción 1 porque contempla drenar las reservas remanentes del campo Arenque aplicando un método de recuperación secundaria (inyección de agua) únicamente para el yacimiento Jurásico San Andrés, bloque AI. El resto de los yacimientos se explotarán solo por recuperación primaria. Para ello, contempla la construcción de 3 acueductos, el primero de 12" de diámetro por 20.6 km. de longitud de la planta de inyección de agua a la batería Arenque, el segundo de 12" de diámetro por 4.4 km. de longitud de la plataforma Arenque 'B' a la Arenque 'E' y un tercero de 12" de diámetro por 5.6 km. de longitud de la plataforma Arenque 'E' a la Arenque 'D'; convertir el oleogasoducto existente de 12" de diámetro por 32 km. que va de la plataforma Arenque 'B' a batería Arenque, en la extensión del acueducto desde batería Arenque a la plataforma Arenque 'B'. También considera un sistema de inyección de agua el cual incluye una planta de inyección y dos estaciones de bombeo; estas últimas ubicadas en las plataformas Arenque 'D' y Arenque 'E'.

Opción No. 3

Esta opción difiere de la opción 1 porque contempla drenar las reservas remanentes del campo Atún mediante la perforación y terminación de 2 pozos direccionales, la terminación al igual que el caso base, será en agujero descubierto.

Se tiene contemplada la tecnología de inyección de químicos en el fondo de pozo para liberar la columna de líquidos, ésta consiste en utilizar una válvula modificada que permite proporcionar la trayectoria del químico del flujo, alrededor de la válvula de aleta por medio de un adaptador en el árbol de válvulas, se coloca el tubo capilar el cual queda colgado debajo; dicho capilar llega hasta el intervalo productor por medio de éste se inyecta de manera continua el químico el cual se encuentra almacenado en un tanque en la plataforma. El efecto del químico es incrementar la producción de gas, inhibe corrosión y carbonatos. Para llevar a cabo esta actividad se requiere de la unidad de línea de acero, personal especializado para las desconexiones y conexiones, transporte para el personal y materiales necesarios, herramientas instaladoras: tubería capilar, válvulas InjectSafe, adaptador al árbol de InjectSafe, tanque de químico, entre otros.

Capítulo 4 Principios básicos de la evaluación de riesgo económico

Para que la evaluación de un proyecto en la Industria petrolera esté completa se debe de hacer tanto una evaluación técnica como económica, puesto que no siempre la mejor opción que resulta de una evaluación técnica es rentable y esto puede generar pérdidas monetarias; por ende la empresa sería afectada. De aquí, la importancia de hacer una evaluación conjunta.

En este capítulo se mencionarán conceptos básicos que se deben conocer para hacer una evaluación económica, Figura 4.1.

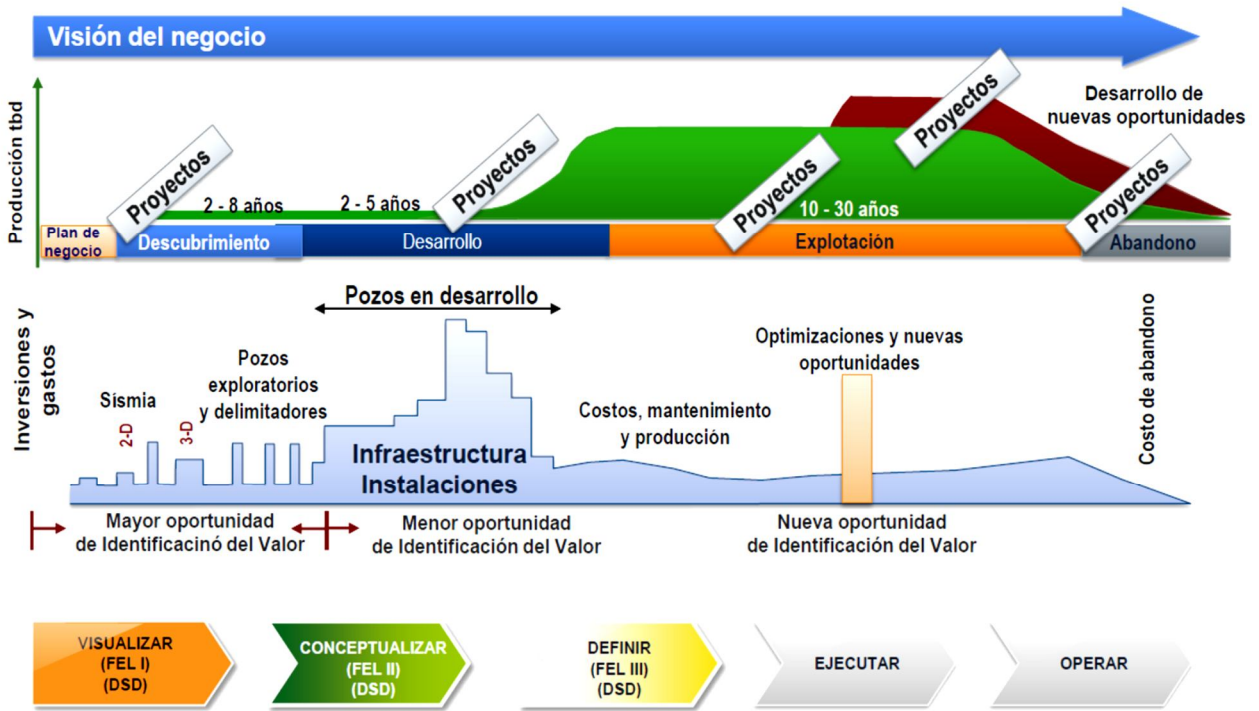


Figura 4.1 Evaluación técnica y económica (PEP 2011)

4.1 Metodología FEL

A raíz de la necesidad de medir la rentabilidad de los proyectos de desarrollo surgen nuevas metodologías que generan un mayor orden en el desarrollo de procesos y proyectos de una empresa. Están basadas en métodos clásicos matemáticos, estadísticos, analíticos, etcétera, que establecen lineamientos a seguir para garantizar la rentabilidad y éxito de los estudios realizados.

Front End Loading (FEL) nace en 1987. Esta metodología juega un papel importante en el logro de los costos, planificación y rendimiento de un proyecto. Es el proceso mediante el cual una compañía determina el alcance de un proyecto para lograr los objetivos del negocio mediante la aplicación de obras de mejora, minimizando las variaciones (producción, tiempo y costos) en los proyectos. Aumentando así la seguridad de la rentabilidad a nivel económico, operacional y técnico. Por lo anterior, FEL fue adoptada y aceptada como una mejor práctica por las principales compañías operadoras y la industria de Exploración y Producción (E&P) en general.

Las fases que comprende la metodología FEL son las siguientes:

4.1.1 Visualización

Se basa en una lluvia de ideas sobre los escenarios de explotación que puedan generar al caso base. Es la etapa que permite evaluar el caso del proyecto, riesgos e incertidumbres mayores, identificación de tecnologías y/o procesos nuevos, definición de costos Clase V ($\pm 50\%$ - 30% rango de exactitud del costo de inversión), escenarios factibles y elaborar documentos de soporte técnico-económico. Se realiza un análisis FODA para estudiar cada una de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de cada uno de los escenarios. Esta fase cuenta con la integración y participación de todas las organizaciones y corporaciones que tengan relación con el proyecto.

4.1.2 Conceptualización

Es en la que se realiza la cuantificación de las variables técnicas y económicas, con el fin de seleccionar el mejor escenario de todos los previamente estudiados en la fase visualización. Se efectúa un análisis de riesgo e incertidumbres para reducirlos y definir detalladamente los conceptos del proyecto y mejorar la estimación de los costos para llevarlos a Clase IV ($\pm 25\%$ - 15%). Este proceso tiene como objetivo plantear opciones para el desarrollo del activo y el ciclo de vida, y seleccionar la mejor opción económica y de riesgo para formular el Plan de desarrollo del Activo y validar el proyecto con estimados de costos Clase IV o Clase III ($\pm 25\%$ - 15%).

Es en esta etapa donde se seleccionará el mejor escenario. Para esto se requiere de una planificación para alcanzar los objetivos, garantizar la selección de la mejor opción y solicitar los fondos para ejecutar las actividades que permitan obtener un estimado de costo Clase II ($\pm 15\%$ - 10%), necesaria para la siguiente fase (FEL Definición).

4.1.3 Definición

Durante esta fase se desarrollará en detalle el alcance y el plan de ejecución del escenario seleccionado. Para ello, se debe tomar como insumo, la información generada en la fase de conceptualización con el fin de:

- Permitir al Activo solicitar los fondos y obtener el financiamiento requerido para ejecutar el proyecto.
- Preparar la documentación que sirva de base para la contratación y ejecución del proyecto.
- Confirmar si el valor esperado del proyecto cumple con los objetivos del negocio.

4.2 Evaluación determinística

Para llevar a cabo una evaluación determinística de un proyecto en la Industria Petrolera se requieren de variables de entrada como son:

4.2.1 Pronósticos de producción

El conocimiento de los volúmenes de hidrocarburos, es una información de vital importancia para la Industria Petrolera y todos aquellos sectores, que de una u otra manera están relacionados con los procesos petroleros. De esta manera es posible contar con elementos ciertos para la planificación de los insumos y estrategias de explotación a aplicar.

4.2.2 Precios

Se refiere a la cantidad de dinero que se tendrá que pagar para obtener los hidrocarburos. El precio del barril de petróleo es un parámetro incierto puesto que no se tiene un control sobre él. Depende de otras variables que afectan directamente la oferta y demanda de hidrocarburos; por ejemplo, si la demanda no crece tanto como se espera, los precios actuales podrían descender.

4.2.3 Costos

Son todos los gastos necesarios para mantener en operación el proyecto, esto incluye los bienes y servicios que se han requerido, o se requerirán para obtener el producto de nuestro proyecto. Los costos son erogados para mantener el proceso de producción; los gastos realizados al inicio del proyecto, con el propósito de ponerlo en marcha no se consideran costos.

Los costos serán determinados en función de la infraestructura y su mantenimiento requerido de los productos y los servicios que se necesitan, así como de la eficiencia en el uso de estos recursos. Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto en: variables o fijos.

4.2.3.1 Costos variables

Son los costos que incurre la empresa y guarda una dependencia importante con los volúmenes de fabricación. Los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio, entre los principales podemos destacar: materias primas, mano de obra directa, materiales, costo de operación del equipo, impuestos generados por la producción.

4.2.3.2 Costos Fijos

Son aquellos gastos que existen por el solo hecho de existir la empresa, independientemente si la empresa produce o no, o provee o no sus servicios y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa, entre estos podemos mencionar: sueldo y honorario de los empleados de base, mantenimiento, servicios, impuestos fijos, alquileres, cargo por depreciación.

4.2.4 Tiempo

El tiempo juega un papel fundamental en el proyecto, para cualquier metodología de evaluación, el tiempo será un factor determinante, pues al transcurrir de este las condiciones de mercado cambian y con ello el valor de los proyectos sobre fechas de descuento.

4.2.5 Inversiones

La inversión es todo desembolso de recursos financieros para adquirir bienes concretos durables o instrumentos de producción, denominados bienes de equipo, y que la empresa utilizará durante varios años para cumplir su objeto social.

4.3 Indicadores económicos

En la industria petrolera, como en cualquier otra industria, es necesario seguir una metodología para determinar el valor que tiene un proyecto, éste proceso consta de varias etapas. La primera etapa de la evaluación económica utiliza diferentes métodos de análisis o criterios para calcular la rentabilidad económica del proyecto. Se valen de diversos tipos de indicadores económicos como:

el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que determinan el valor del dinero en el tiempo, y otros que no lo hacen así, pero que son de gran utilidad a la hora de verificar el valor que puede generar el proyecto. En este proceso de evaluación se busca la viabilidad (posibilidad de realización) tanto objetiva y técnica, como económica y de mercado para el proyecto.

Los indicadores permiten ver, desde diversos enfoques, los beneficios y costos esperados para evaluar proyectos o jerarquizarlos y discriminarlos como parte del portafolio de inversión. La evaluación económica se compone principalmente de cuatro elementos básicos: Los egresos. Los ingresos. El momento en que ocurren estos ingresos y egresos. El abandono de pozos y desmantelamiento de estructuras y plataformas.

- Los egresos corresponden a las inversiones requeridas desde la puesta en marcha del proyecto hasta su terminación o abandono. Para citar algunos ejemplos se tienen la perforación de pozos, la infraestructura requerida, equipo necesario (compresores, bombas, etcétera). Además se encuentran los egresos de operación y se conforman con los costos de operación y mantenimiento, que incluyen los costos de transporte, entre otros.
- Los ingresos de operación constituyen todas las entradas de la caja y corresponden principalmente a la producción obtenida multiplicada por el precio.
- El momento en que ocurren los ingresos y los egresos dependen de la planeación integral del proyecto, particularmente de los programas de perforación, de producción, de adquisiciones, de mantenimiento, etcétera.
- El abandono de pozos y desmantelamiento de estructuras y plataformas, corresponde a los ingresos derivados del valor del rescate de algunos activos y a los egresos realizados al finalizar el proyecto, como el costo del desmantelamiento de plataformas.

4.3.1 Valor Presente Neto VPN

Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Resulta de la suma de los egresos, descontados a una tasa de interés estipulada. El método del Valor Presente Neto es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión.

Para la selección de la mejor alternativa de un mismo proyecto se debe escoger aquella que maximice el VPN, la metodología de selección es muy simple. Todo lo que se requiere hacer es determinar el Valor Presente Neto de los flujos de efectivo que genera cada alternativa y entonces seleccionar aquella que tenga el máximo valor. Sin embargo, conviene señalar que el VPN de la alternativa seleccionada deberá ser mayor que cero, ya que al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa empleada.

Lo anterior expresado en forma matemática quedaría representado como:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

VPN = valor presente neto

St = flujo de efectivo neto del período t (ingresos-egresos)

n = número de períodos de vida del proyecto

i = tasa de interés considerada
t = periodo en el que nos encontramos

El criterio de decisión consiste en que si el VPN es mayor que cero (positivo) se considera que el proyecto es aceptable, debido a que cubre en su totalidad la inversión inicial y el nivel mínimo o de rechazo representado por la tasa de descuento, es decir, retorna más que la tasa requerida de rendimiento, dando lugar a la existencia de excedentes de flujo de efectivo. Si el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente (ni se acepta ni se rechaza), lo que quiere decir que el rendimiento es el justo para compensar tanto a acreedores como a accionistas. Si el VPN resulta negativo quiere decir la capacidad del proyecto para generar ganancias se encuentra por debajo de la tasa de aceptación, por lo tanto el proyecto debe ser descartado ya que se comprobó que solo generará pérdidas económicas a la compañía.

4.3.2 Valor presente de inversión VPI

Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Resulta de la suma de los egresos, descontados a una tasa de interés estipulada.

4.3.3 Eficiencia de utilidad o relación VPN/ VPI

También llamado índice de utilidad. Es importante mencionar que otro criterio discriminante es el análisis de la siguiente razón:

$$EFu = \frac{VPN}{VPI} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Que es el cociente del Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión, representa el beneficio dado como proporción del capital invertido.

4.3.4 Tasa Interna de Retorno TIR

La Tasa Interna de Retorno o Rendimiento es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente equivalente de una serie de ingresos y egresos. Es decir, matemáticamente la TIR es la tasa de interés a la cual el VPN se hace cero; y financieramente la TIR es la tasa a la cual son descontados todos los flujos de caja de forma tal que los ingresos y egresos sean iguales.

La tasa interna de descuento es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, es decir, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros. Por lo tanto la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés i que satisface la siguiente ecuación:

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0 \quad \text{Ecuación (4)}$$

S = Flujo de efectivo del período t
n = Vida de la propuesta de inversión
i = tasa interna de rendimiento
t = periodo en el que nos encontramos

No obstante, la rentabilidad no es un índice confiable para la toma de decisiones, a menos, que se hayan tomado las precauciones del caso, esta es una de las razones por las cuales el índice TIR no es un índice universal como sí lo es el VPN.

En términos económicos la TIR representa el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión. El saldo no recuperado de una inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto, se puede ver como la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese tiempo.

En conclusión, de las ideas anteriores surge el significado fundamental de la TIR: “Es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero”.

4.3.5 Relación Beneficio Costo (B/C)

La relación beneficio/costo es el cociente que resulta de dividir los beneficios actualizados a una fecha establecida entre los costos actualizados a esa misma fecha y con la misma tasa de descuento. Es la medida de rentabilidad de un proyecto que indica cuanto reditúa cada unidad monetaria invertida en él.

Si B/C es mayor que 1 significa que el proyecto es rentable, pues cada unidad invertida se recupera una cantidad mayor.

Si B/C es menor que la unidad, quiere decir que el proyecto no es rentable.

Si B/C vale 1 el proyecto no proporciona ganancias ni implica pérdidas.

La relación beneficio/costo es invariante en el tiempo, su valor siempre es el mismo, no importando el momento elegido para la actualización.

4.3.6 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo. Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que VPN y la TIR, permite optimizar el proceso de toma de decisiones. El Periodo de Recuperación de la Inversión es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

4.4 Límite Económico

El límite económico es el punto en el tiempo en el que los egresos se vuelven mayores a los ingresos. Define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto un proyecto nunca debe exceder este periodo de vida útil, ya que el hacerlo provocaría pérdidas para la compañía.

Para que un proyecto sea rentable, el límite económico debe ser mayor que el periodo de recuperación, es decir que haya pasado el tiempo suficiente para que el proyecto haya generado las ganancias suficientes para al menos recuperar las inversiones y los gastos.

4.5 Análisis de sensibilidad

Una vez estimados los ingresos, egresos e indicadores económicos del proyecto, como parte de una evaluación del proyecto, se debe realizar un análisis de sensibilidad. Este análisis tiene como fin determinar cuáles son las variables que presentan mayor incertidumbre y afectan más la rentabilidad de nuestro proyecto. Cuando se realiza una evaluación del proyecto, es muy importante realizar este análisis, ya que con él podemos determinar los puntos críticos de nuestro proyecto, cuáles son las variables a las que se les debe prestar más atención, y por lo tanto tratar de reducir su incertidumbre, ya que a menor incertidumbre en nuestras variables se traduce en menor riesgo de nuestro proyecto.

Con el objeto de facilitar esa labor puede efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual nos indicará las variables que más afectan el resultado del proyecto y cuáles son las que tienen poca incidencia en el resultado final del proyecto. El análisis de sensibilidad debe hacerse con respecto a los parámetros más inciertos; por ejemplo, si se tiene una incertidumbre con respecto al precio de venta, es importante determinar qué tan sensible es el VPN o la TIR con respecto al precio de venta, si se tienen varias alternativas es importante determinar las condiciones en que una alternativa es mejor que otra.

El análisis de sensibilidad de un proyecto petrolero se puede presentar de muchas formas en la industria petrolera, es presentado en dos formas genéricas: a) Diagrama de Tornado y b) Diagrama de Araña.

4.5.1 Diagrama de Tornado

Estos diagramas muestran gráficamente los cambios que se producen en la utilidad esperada cuando varía una cantidad o valor específico. Si se selecciona varios parámetros (un parámetro es cualquier valor susceptible de cambio), y se va cambiando cada uno de ellos en su valor, mientras los demás se dejan en su valor original; se obtendrá así un rango de utilidades esperadas por cada uno de los parámetros. Estos rangos se representan como barras en una gráfica. Ellas se ordenan de arriba abajo y de la más larga a menos larga y así se podrán comparar. Las más largas indican que el cambio de los valores del parámetro que representan implica un mayor cambio en la utilidad esperada. Es decir, que la importancia de este parámetro para obtener una salida es más grande, cuanto más grande sea la barra correspondiente en un diagrama de tornado, ver Figura 4.2.

4.5.2 Diagrama de Araña

Estos diagramas representan los mismos valores y los rangos de valores que los diagramas de tornado, pero su representación gráfica varía, ya que aquí se representan cambios porcentuales respecto a valores fijos de referencia. Es decir, que para cada uno de los parámetros, se varía su valor en un determinado rango de porcentajes, respecto a su valor original o de referencia y se ve la utilidad esperada (manteniendo fijos los valores del resto de parámetros). De esta manera, se obtiene una serie de puntos y que en su conjunto se asemejan a un segmento, que indica la variación de la utilidad esperada respecto a la variación porcentual del valor de referencia.

Por cada uno de los parámetros de estudio se obtiene una línea. Si se junta en el mismo diagrama todas las líneas, se observa que se juntan en un punto correspondiente al valor de referencia del diagrama de influencia, sin realizar análisis de sensibilidad, ver Figura 4.3.

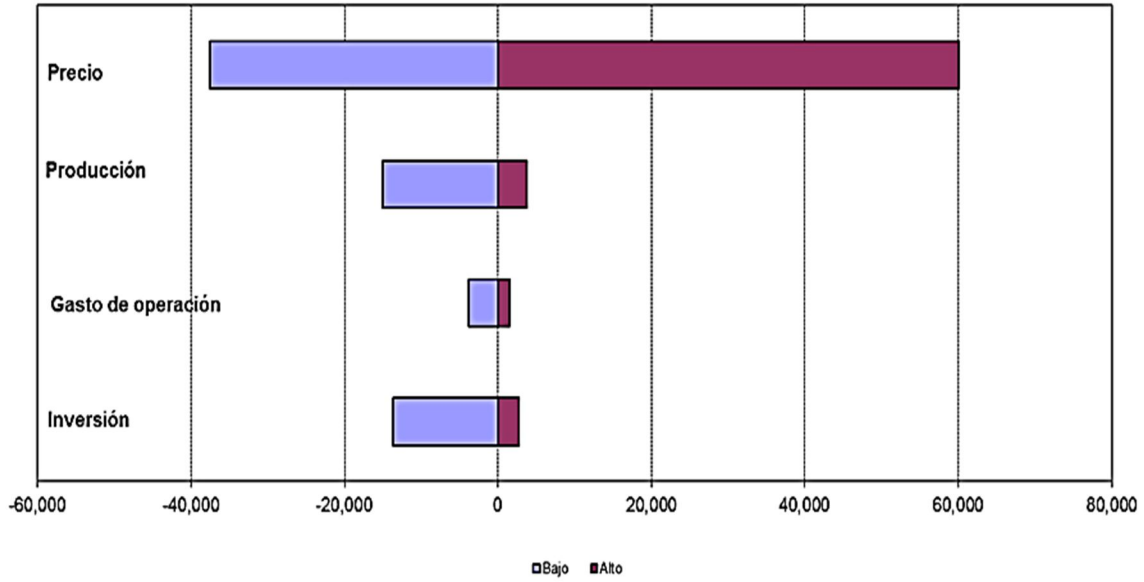


Figura 4.2 Diagrama de Tornado (PEP 2010).

Cuanto más inclinada sea la línea de un parámetro respecto a la horizontal, más significativo es el cambio del valor de la utilidad cuando cambia el valor del parámetro. Es decir, la pendiente de la línea es un indicador de lo significativo que es un parámetro para el cálculo de la utilidad.

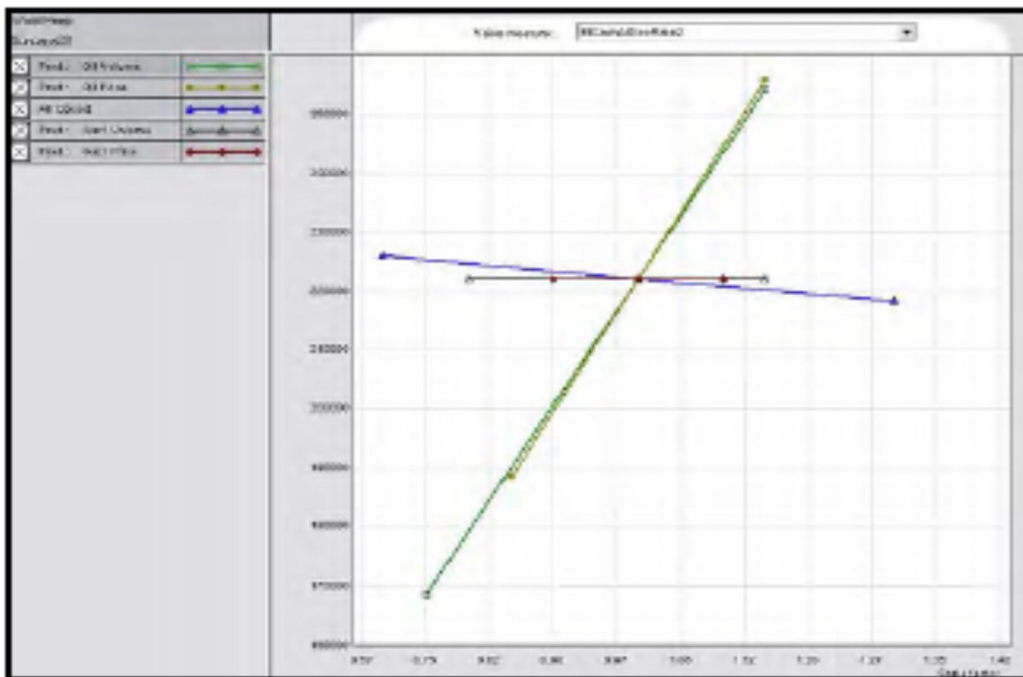


Figura 4.3 Diagrama de Araña (PEP 2010).

4.6 Resultados de los Análisis de sensibilidad y costos de las opciones

Los resultados del análisis de sensibilidad, indican que para el periodo 2013 - 2027, el proyecto no incurrirá en pérdidas a pesar de que la inversión física sufra un aumento de hasta 392 %, permaneciendo la producción y precios sin variación. Así mismo, el proyecto seguirá siendo rentable, aún en caso de sufrir una reducción hasta de 79 % en los volúmenes de producción. El proyecto no incurrirá en pérdidas a pesar de que en el mercado se presente una caída de precios de hidrocarburos de hasta 71 %.

Considerando los resultados de las evaluaciones económicas y análisis de sensibilidad efectuadas para la opción 1, es la que ofrece mejores indicadores, tal como se observa en la Tabla 4.1 y Figura 4.4.

Tabla 4.1 Análisis de sensibilidad de la opción seleccionada

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores económicos)	VARIACIÓN %		
	Valor actual	Antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión :		374%	22%
millones de pesos	18,273	86,619	22,292
Volumen :		-79%	-18%
Aceite (MMB) -	112	24	92
Gas (MMMPC) -	222	46	182
Precio :		-71%	-4%
Aceite (DI/BI) -	72.1	21.2	69.1
Gas (\$/MPC) -	5.5	1.6	5.3

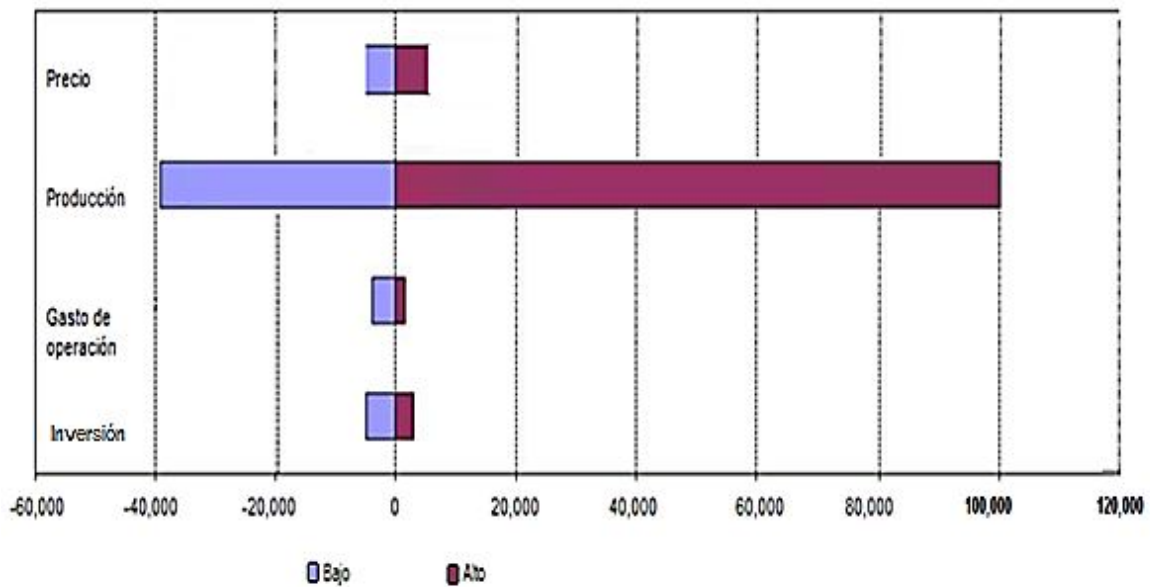


Figura 4.4 Diagrama de tornado de la opción seleccionada (PEP 2010).

El análisis de sensibilidad para la opción 2, (Tabla 4.2 y Figura 4.5), indica que para el periodo 2013 – 2027, el proyecto no presentará pérdidas a pesar de que la inversión física sufra un aumento de hasta 331% permaneciendo la producción y precios sin variación. Así mismo, el proyecto seguirá siendo rentable, aún en caso de sufrir una reducción hasta de 77% en los volúmenes de producción. El proyecto no incurrirá en pérdidas a pesar de que en el mercado se presente una caída de precios de hidrocarburos de hasta 69 %.

Tabla 4.2 Análisis de sensibilidad de la opción 2

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores económicos)	VARIACIÓN %		
	Valor actual	Antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión :		323%	9%
millones de pesos	21,837	92,401	23,772
Volumen :		-77%	-8%
Aceite (MMB) -	117	28	108
Gas (MMMPC) -	217	51	199
Precio :		-68.3%	-1.9%
Aceite (DI/BI) -	67.8	21.5	66.6
Gas (\$/MPC) -	5.7	1.8	5.6

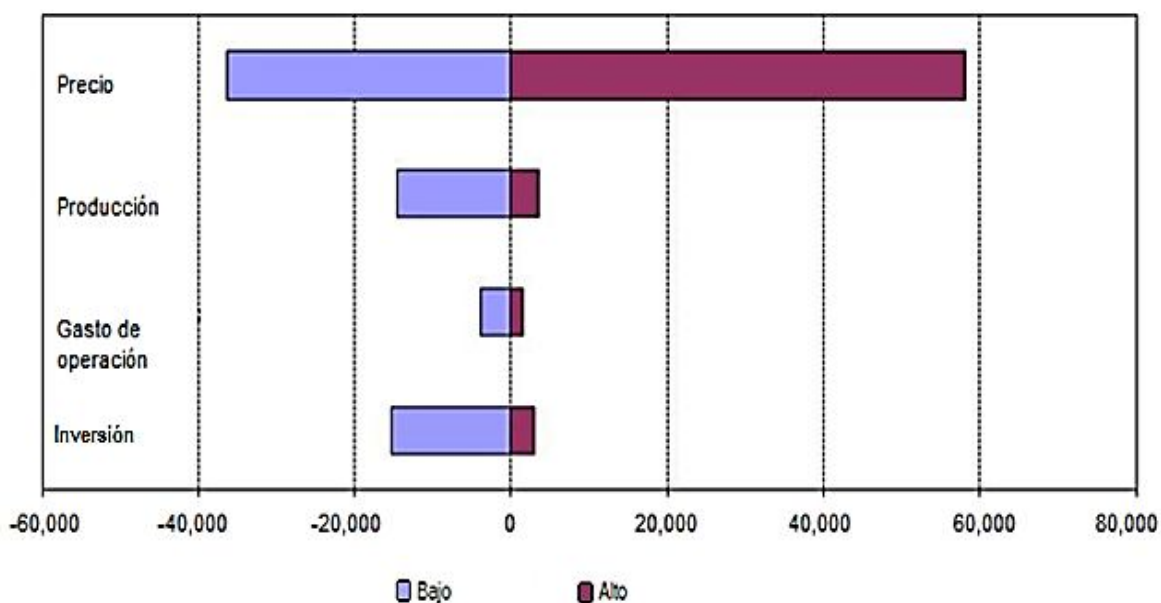


Figura 4.5 Diagrama de tornado de la opción 2

Mientras que el análisis de sensibilidad de la opción 3, (Tabla 4.3 y Figura 4.6) indica que para el periodo 2013 - 2027, el proyecto no presentará pérdidas a pesar de que la inversión física sufra un aumento de hasta 323 %, permaneciendo la producción y precios sin variación. Así mismo, el proyecto seguirá siendo rentable, aún en caso de sufrir una reducción hasta de 78% en los

volúmenes de producción. El proyecto no incurrirá en pérdidas a pesar de que en el mercado se presente una caída de precios de hidrocarburos de hasta 70 %.

Tabla 4.3 Análisis de sensibilidad de la opción 3

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores económicos)	VARIACIÓN %		
	Valor actual	Valor actual	Valor actual
Inversión :		353%	16%
millones de pesos	19,202	87,013	22,271
Volumen :		-78%	-14%
Aceite (MMB) -	112	25	96
Gas (MMMPC) -	212	47	183
Precio :		-69.7%	-3.2%
Aceite (DI/BI) -	72.1	21.9	69.8
Gas (\$/MPC) -	5.5	1.7	5.4

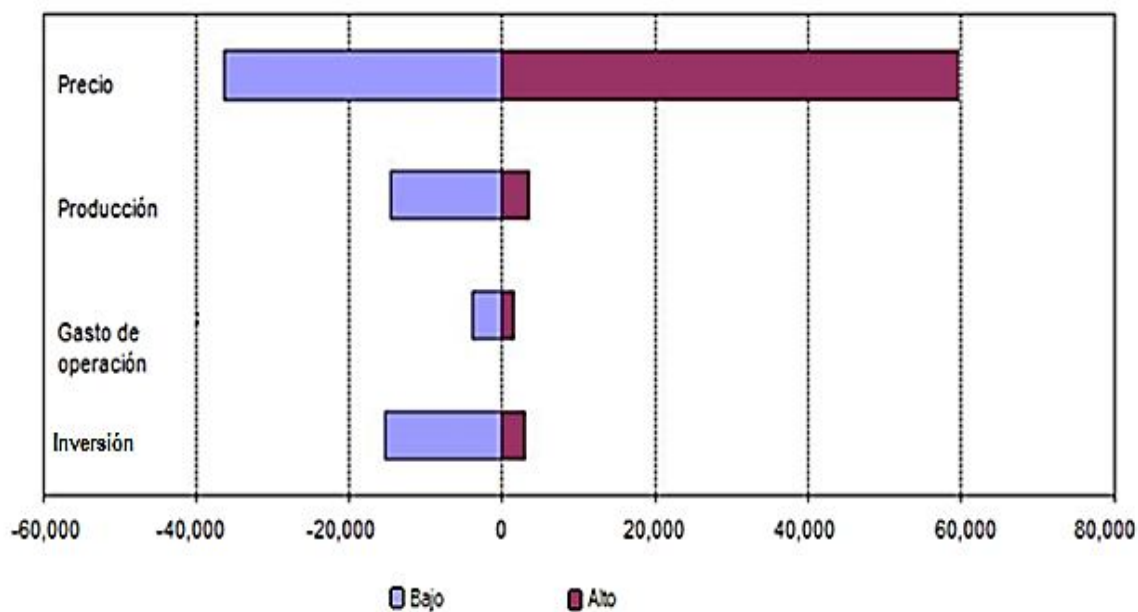


Figura 4.6 Diagrama de tornado de la opción 3

Después de observar el análisis de sensibilidad de cada una de las opciones, podemos deducir que la variable de inversión es la que marca la diferencia más significativa entre las 3 opciones.

4.7 Evaluación de alternativas

4.7.1 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos

En la Tabla 4.4, Tabla 4.5 y Tabla 4.6 se presentan los resultados de la evaluación de las opciones y la inversión, ingresos, producción y gastos operativos en un horizonte de 15 años en el cual se recupera la reserva 2P.

Opción 1.

Tabla 4.4 Inversión, ingresos, producción y gastos operativos opción 1

Año	Inversión (mm pesos)	Inversión de Abandono (mm pesos)	Ingresos antes de impuestos (mm pesos)	Qo (mbpd)	Qg (mm pcd)	Gastos Operativos (mm pesos)
2011	3,076	0.76	7,837	19	34	1,161
2012	3,954	-	12,124	29	57	1,164
2013	2,636	0.76	12,136	29	55	1,079
2014	2,111	-	10,919	26	49	956
2015	2,492	0.26	10,985	27	48	972
2016	1,254	-	11,026	27	49	1,084
2017	1,077	0.26	10,418	25	49	1,072
2018	944	-	9,724	23	47	1,057
2019	185	0.15	8,974	21	45	1,080
2020	109	-	7,881	19	40	938
2021	90	0.09	6,876	16	36	820
2022	72	-	5,949	14	30	701
2023	71	0.09	5,148	12	26	604
2024	73	-	4,472	11	23	523
2025	127	51.18	3,923	9	20	460
Total	18,273	54	128,390	112	222	13,670

Opción 2.

Tabla 4.5 Inversión, ingresos, producción y gastos operativos, opción 2.

Año	Inversión (mm pesos)	Inversión de Abandono (mm pesos)	Ingresos antes de impuestos (mm pesos)	Qo (mbpd)	Qg (mm pcd)	Gastos Operativos (mm pesos)
2011	3,075	1	7,831	19	34	1,161
2012	3,954	0	12,124	29	57	1,164
2013	2,636	1	12,136	29	55	1,079
2014	2,111	0	10,919	26	49	956
2015	3,007	0	10,985	27	48	972
2016	1,772	0	11,026	27	49	1,084
2017	1,566	0	10,418	25	49	1,072
2018	1,621	0	9,724	23	47	1,057
2019	631	0	8,974	22	40	1,075
2020	328	0	7,881	20	37	976
2021	282	0	6,876	18	34	880
2022	241	0	5,949	16	29	767
2023	220	0	5,148	14	25	673
2024	204	0	4,472	13	22	595
2025	191	51	3,923	11	20	534
Total	21,837	53	128,385	117	217	14,045

Opción 3.**Tabla 4.6 Inversión, ingresos, producción y gastos operativos, opción 3.**

Año	Inversión (mm pesos)	Inversión de Abandono (mm pesos)	Ingresos antes de impuestos (mm pesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Gastos Operativos (mm pesos)
2011	3,076	0.76	7,837	19	34	1,161
2012	3,954	0	11,874	29	53	1,164
2013	2,636	0.76	11,999	29	52	1,079
2014	2,546	0	10,835	26	46	956
2015	2,538	0.26	10,910	27	45	972
2016	1,299	0	10,955	27	47	1,084
2017	1,122	0.26	10,355	25	47	1,072
2018	989	0	9,667	23	45	1,057
2019	230	0.15	8,924	21	43	1,080
2020	154	0	7,834	19	39	938
2021	135	0.09	6,835	16	35	820
2022	117	0	5,938	14	29	701
2023	116	0.09	5,137	12	25	604
2024	118	0	4,462	11	22	523
2025	172	51.18	3,914	9	20	460
Total	19,202	53.55	127,475	112	212	13,670

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla del crudo de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto de 72.11 dólares por barril para el aceite y 5.54 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 % anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar; en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.

Las opciones aquí presentadas se evaluaron con las mismas premisas.

Considerando los niveles de inversión requeridos así como los perfiles de producción relativos a cada una de las opciones analizadas, se obtienen los siguientes indicadores económicos antes y después de impuestos, para el horizonte de análisis del 2013 al 2027, considerando las premisas de precios de hidrocarburos, tasas de descuento y paridad peso/dólar mencionadas.

Los resultados económicos de las opciones se muestran en la Tabla 4.7, Tabla 4.8, Tabla 4.9 y Tabla 4.10

Tabla 4.7 Indicadores económicos antes y después de impuestos, opción 1, 2 y 3.

Parámetros	Opción 1 Seleccionada		Opción 2		Opción 3	
	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
Inversión total, MM\$	18,273	18,273	21,837	21,837	19,202	19,202
Ingresos MM\$	128,390	128,390	128,385	128,385	127,475	127,475
VPN	51,254	3,014	49,526	1,358	50,156	2,270
VPI	13,703	13,703	15,327	15,327	14,203	14,203
VPN / VPI	3.74	0.22	3.23	0.09	3.53	0.16

Opción 1.

Tabla 4.8 Indicadores económicos antes de impuestos, opción 1

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total Ingresos (mmpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	1161	3076	6,909	928	7,837	3,600
2012	1164	3954	10,577	1,546	12,124	7,006
2013	1079	2636	10,649	1,488	12,136	8,421
2014	956	2111	9,604	1,315	10,919	7,852
2015	972	2492	9,684	1,300	10,985	7,520
2016	1084	1254	9,667	1,359	11,026	8,688
2017	1072	1077	9,059	1,359	10,418	8,269
2018	1057	944	8,401	1,322	9,724	7,723
2019	1080	185	7,711	1,263	8,974	7,709
2020	938	109	6,740	1,140	7,881	6,833
2021	820	90	5,860	1,016	6,876	5,966
2022	701	72	5,099	851	5,949	5,176
2023	604	71	4,413	735	5,148	4,473
2024	523	73	3,818	653	4,472	3,875
2025	460	127	3,340	583	3,923	3,336
Total	13,670	18,273	111,532	16,858	128,390	96,447

Opción 2.

Tabla 4.9 Indicadores económicos antes de impuestos, opción 2

Año	Gastos de Operación	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite	Ingresos de Gas	Total Ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
2011	1,161	3,075	6,900	931	7,831	3,595
2012	1,164	3,954	10,577	1,546	12,124	7,006
2013	1,079	2,636	10,649	1,488	12,136	8,422
2014	956	2,111	9,604	1,315	10,919	7,852
2015	972	3,007	9,684	1,300	10,985	7,005
2016	1,084	1,772	9,667	1,359	11,026	8,170
2017	1,072	1,566	9,059	1,359	10,418	7,780
2018	1,057	1,621	8,401	1,322	9,724	7,046
2019	1,075	631	7,711	1,263	8,974	7,268
2020	976	328	6,740	1,140	7,881	6,577
2021	880	282	5,860	1,016	6,876	5,714
2022	767	241	5,099	851	5,949	4,941
2023	673	220	4,413	735	5,148	4,255
2024	595	204	3,818	653	4,472	3,673
2025	534	191	3,340	583	3,923	3,198
Total	14,045	21,837	111,523	16,862	128,385	92,502

Opción 3.

Tabla 4.10 Indicadores económicos antes de impuestos, opción 3

Año	Gastos de Operación	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite	Ingresos de Gas	Total Ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
2011	1,161	3,076	6,909	928	7,837	3,600
2012	1,164	3,954	10,434	1,440	11,874	6,756
2013	1,079	2,636	10,597	1,402	11,999	8,283
2014	956	2,546	9,592	1,243	10,835	7,333
2015	972	2,538	9,675	1,235	10,910	7,399
2016	1,084	1,299	9,658	1,298	10,955	8,572
2017	1,072	1,122	9,051	1,304	10,355	8,162
2018	1,057	989	8,394	1,273	9,667	7,622
2019	1,080	230	7,706	1,218	8,924	7,614
2020	938	154	6,735	1,099	7,834	6,742
2021	820	135	5,855	980	6,835	5,880
2022	701	117	5,110	828	5,938	5,120
2023	604	116	4,421	717	5,137	4,417
2024	523	118	3,825	636	4,462	3,821
2025	460	172	3,347	567	3,914	3,282
Total	13,670	19,202	111,308	16,166	127,475	94,603

Capítulo 5 Estrategia de desarrollo y producción

5.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada

El proyecto contempla la perforación de 23 pozos y terminación de 24 pozos, así como la realización de 12 reentradas, la recuperación de un pozo exploratorio, 4 cambios de intervalo y una estimulación, para alcanzar una producción acumulada de 112 millones de barriles de aceite y 222 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el período de 2013-2027.

Para la perforación, terminación y reparación de pozos convencionales y no convencionales (horizontales, alcance extendido) se utilizarán herramientas especiales y prácticas, perforación con liner o TR en formaciones con problemas (Casing, Liner Drilling) y perforación bajo balance en zonas de pérdida total.

5.1.1 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección.

El proyecto de explotación Arenque comprende dos áreas: Arenque – Lobina y Faja de Oro Marina, cuya descripción general de las instalaciones de producción se explica a continuación:

5.1.1.1 Área Arenque – Lobina

Actualmente el sector Arenque – Lobina consta de 2 octápodos de producción con 10 pozos cada uno (Arenque 'A' y 'C'), 1 octápodo con 12 pozos (Arenque 'B') y un trípode con 3 pozos (Lobina 'A').

Adicionalmente, cuenta con un oleogasoducto de 12" de diámetro por 5.4 km. de longitud que va de la plataforma Arenque 'A' a la plataforma Arenque 'B'; un oleogasoducto de 12" de diámetro por 3.1 km. de longitud que va de Arenque 'C' hacia la plataforma Arenque 'B'; un oleogasoducto de 12" de diámetro y 14.7 km. de la plataforma Lobina 'A' hacia la plataforma 'B'; un oleogasoducto de 12" de diámetro por 29.8 km. de longitud de Arenque 'B' a la Batería de Separación Arenque, Figura 5.1. Adicional a esta infraestructura, se cuenta con un oleoducto de 16" de diámetro por 2.2 km. de longitud y va de la Batería Arenque a la Refinería Madero y dos gasoductos de 12" de diámetro por 14 km. de longitud cada uno. Un acueducto de 12" de diámetro por 12 km de longitud y va de la Batería Arenque al Centro de Recolección (CR). Además, se tienen 2 tanques de almacenamiento de 55,000 bls y 3 tanques de almacenamiento de 10,000 bls, 6 separadores para 25 mmpcd de gas y 2 rectificadores para 70 mmpcd de gas respectivamente, Figura 5.1.

Para el manejo de la producción a futuro, se contempla la adquisición de 2 plataformas nuevas, que se denominarán Arenque 'D' y 'E'. Se construirán 2 oleogasoductos, uno de 12" de diámetro por 5.6 km de longitud de la plataforma Arenque 'B' a la Arenque 'D', otro de 12" de diámetro por 1.7 km de longitud de la plataforma Arenque 'E' a Arenque 'B', Figura 5.2.



Figura 5.1 Manejo actual de la producción Arenque – Lobina. (PEP 2010).



Figura 5.2 Manejo de la producción a futuro Arenque – Lobina. (PEP 2010).

5.1.1.2 Área Faja de Oro

Actualmente el área Faja de Oro Marina consta de la siguiente infraestructura:

El campo Carpa cuenta con 2 plataformas instaladas: Carpa 'A' y 'B', con 4 pozos nuevos, 3 pozos operando y 1 cerrado por infraestructura. La producción total del campo fluye a través de un oleogasoducto de 16" de diámetro por 22 km de longitud hacia el campo Marsopa, y del campo Marsopa por un oleogasoducto de 20" de diámetro por 34 km de longitud hacia la Bateria Punta de Piedra.

El campo Bagre cuenta con 1 plataforma nueva instalada Bagre 'C' con 6 pozos nuevos y 12 pozos operando. La producción total del campo fluye a través de un oleogasoducto de 16" de diámetro por 14 km de longitud hacia el campo Marsopa.

El campo Atún cuenta con 1 plataforma instalada Atún 'D' con 1 pozo nuevo pendiente de recuperación. La producción fluye a través de un oleogasoducto de 12" de diámetro por 13 km de longitud hacia el campo Bagre, Figura 5.3. Adicional a esta infraestructura, se realizó un mantenimiento a ductos y una readecuación a la Bateria Punta de Piedra, al Centro de Procesamiento de Gas de Poza Rica y Centro de Almacenamiento y Bombeo.

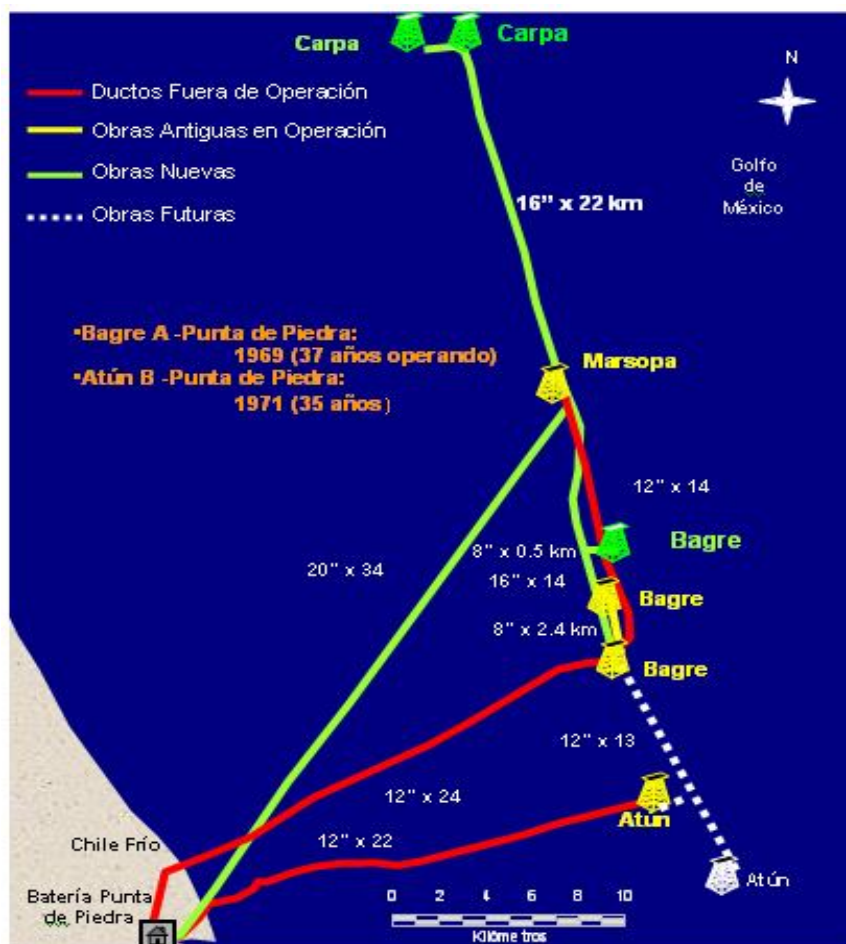


Figura 5.3 Manejo actual de la producción Faja de Oro Marina. (PEP 2010).

Para el manejo de la producción a futuro, se contempla la adquisición de 2 nuevas plataformas que se denominarán Bagre 'D' y Marsopa-B. Se construirá 1 interconexión de 8" de diámetro por 1 km de longitud de la plataforma Bagre-D a disparo, Figura 5.4.

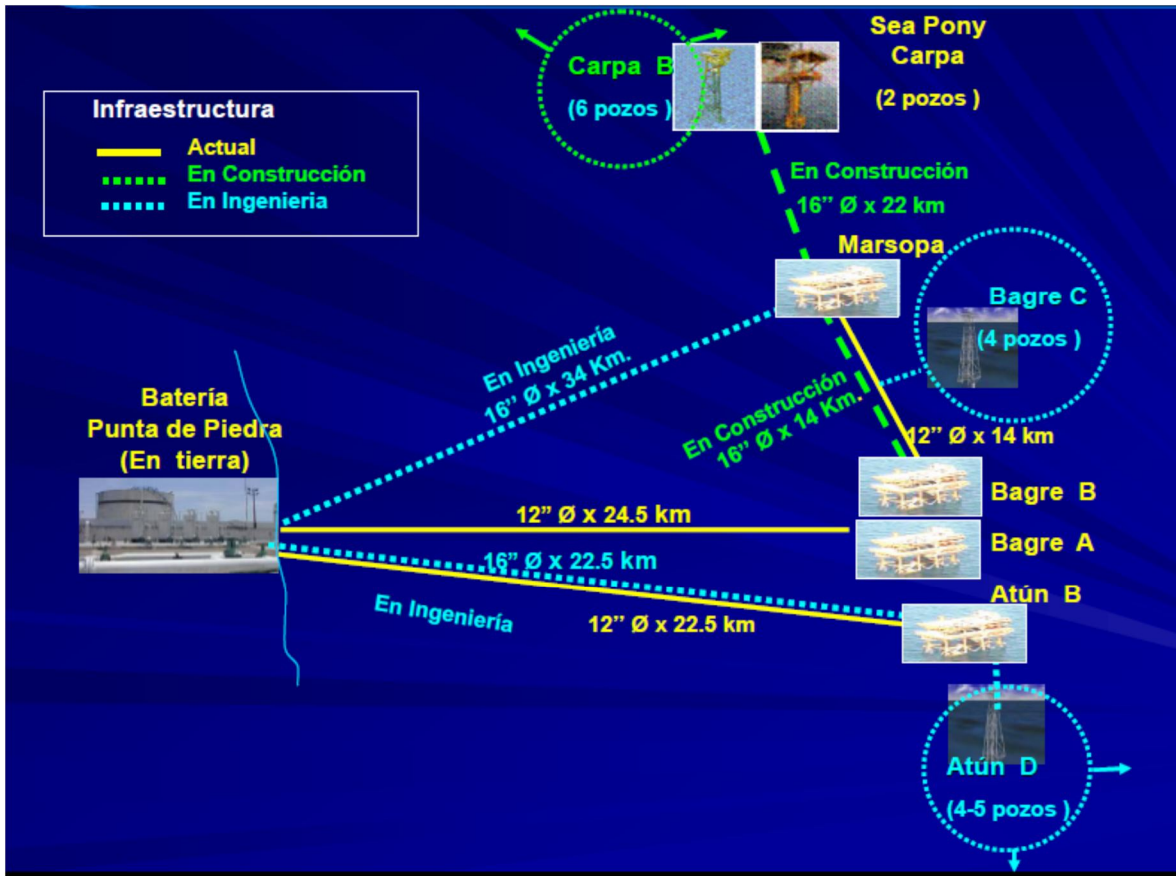


Figura 5.4 Manejo de la producción a futuro Faja de Oro Marina. (PEP 2010).

La producción total de hidrocarburos del área Arenque–Lobina proviene de las plataformas Arenque A, B, C y Lobina, fluyendo hacia la Batería Arenque a través de un oleogaseoducto de 12" de diámetro por 29.8 km. de longitud. En la Batería Arenque, la mezcla de hidrocarburos pasa por una primera etapa de separación y en consecuencia el gas fluye a un rectificador. De esta forma, el gas seco se envía hacia el Centro de Procesamiento de Gas Arenque (CPGA). Los condensados recuperados del rectificador se mezclan con el líquido de la primera etapa, pasando a una segunda etapa de separación en donde el gas separado fluye hacia otro rectificador. El gas seco, aproximadamente 0.8 mmpcd de gas, se envía a un quemador mientras que los condensados se mezclan con el líquido de la segunda etapa, fluyendo así hacia un deshidratador para continuar su proceso antes de llegar al punto de venta, Figura 5.5.

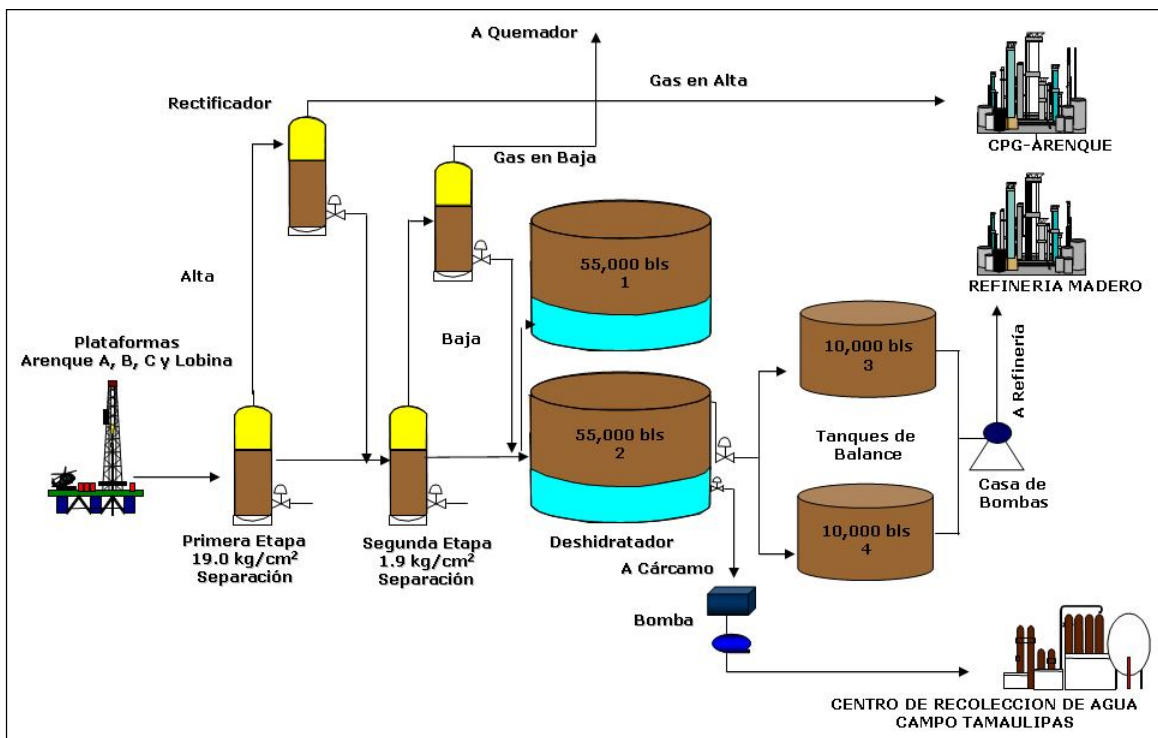


Figura 5.5 Diagrama del proceso actual del área Arenque - Lobina. (PEP 2010).

5.2 Muestras y análisis para corroborar calidad de los hidrocarburos

Para corroborar la calidad de los hidrocarburos, se realizan constantemente muestreos y análisis detallados del aceite crudo (análisis fisicoquímico), en los cuales se determinan los parámetros de salinidad, viscosidad, densidad, % de agua, etc. Por otro lado, se realizan periódicamente análisis de la presión de vapor Reid, y análisis ASSAY para determinar otra información complementaria como son calidad de destilación, especificación de rangos de ebullición, puntos de flasheo, etc.

5.3 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores

La ingeniería consiste en el diseño de diversos parámetros para controlar el proceso de perforación y al mismo tiempo considerar las condiciones de explotación. Cabe mencionar que aún dentro del mismo proyecto, se tiene particular atención a cada pozo y su diseño específico. La perforación de pozos, como se ha mencionado, se realiza en trayectorias direccionales, las cuales se originan desde una plataforma y alcanzan su objetivo con el desplazamiento necesario.

La Figura 5.6 y Figura 5.7 presentan estados mecánico tipo vertical, direccional y horizontal dependiendo del área y objetivo.

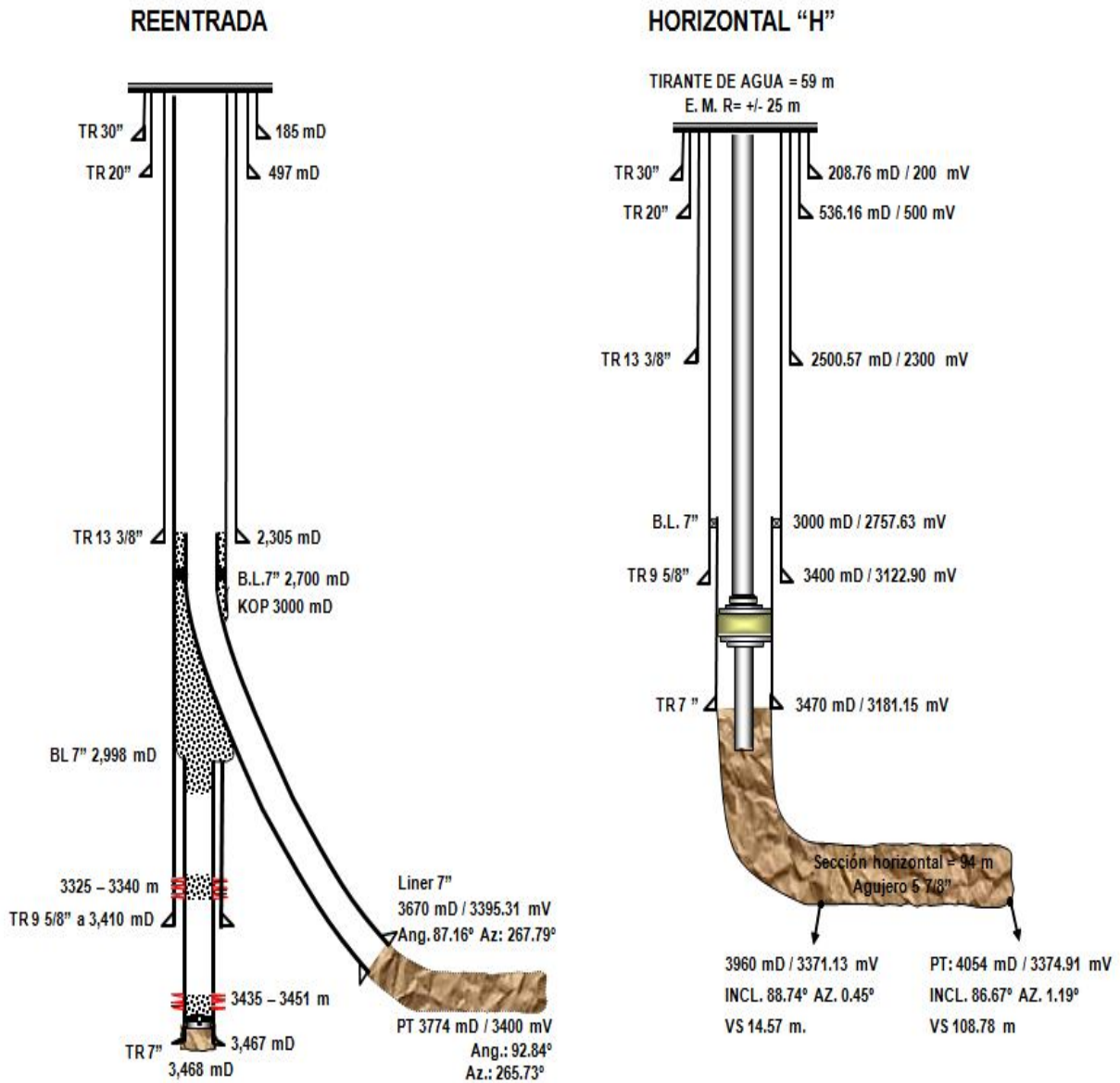


Figura 5.6 Pozos tipo del area Arenque – Lobina (PEP 2010).

Para mejorar los procesos de perforación, terminación y reparación de pozos convencionales y no convencionales (horizontales, alcance extendido), se requiere herramientas especiales y prácticas, aislamiento del espacio anular en zonas de pérdida total (empacadores hinchables), perforación con liner o TR en formaciones problemáticas (Drilling with Liner), sistema de transmisión de datos (tuberías de perforación inteligentes: MWD-LWD-APWD), registros geofísicos y parámetros operacionales (análisis de muestreo, corte de núcleos), diseño de fluidos para la perforación bajo balance en zonas de pérdida total de circulación y disminución del daño originada por el proceso de disparos, utilizando un sistema bajo balance.

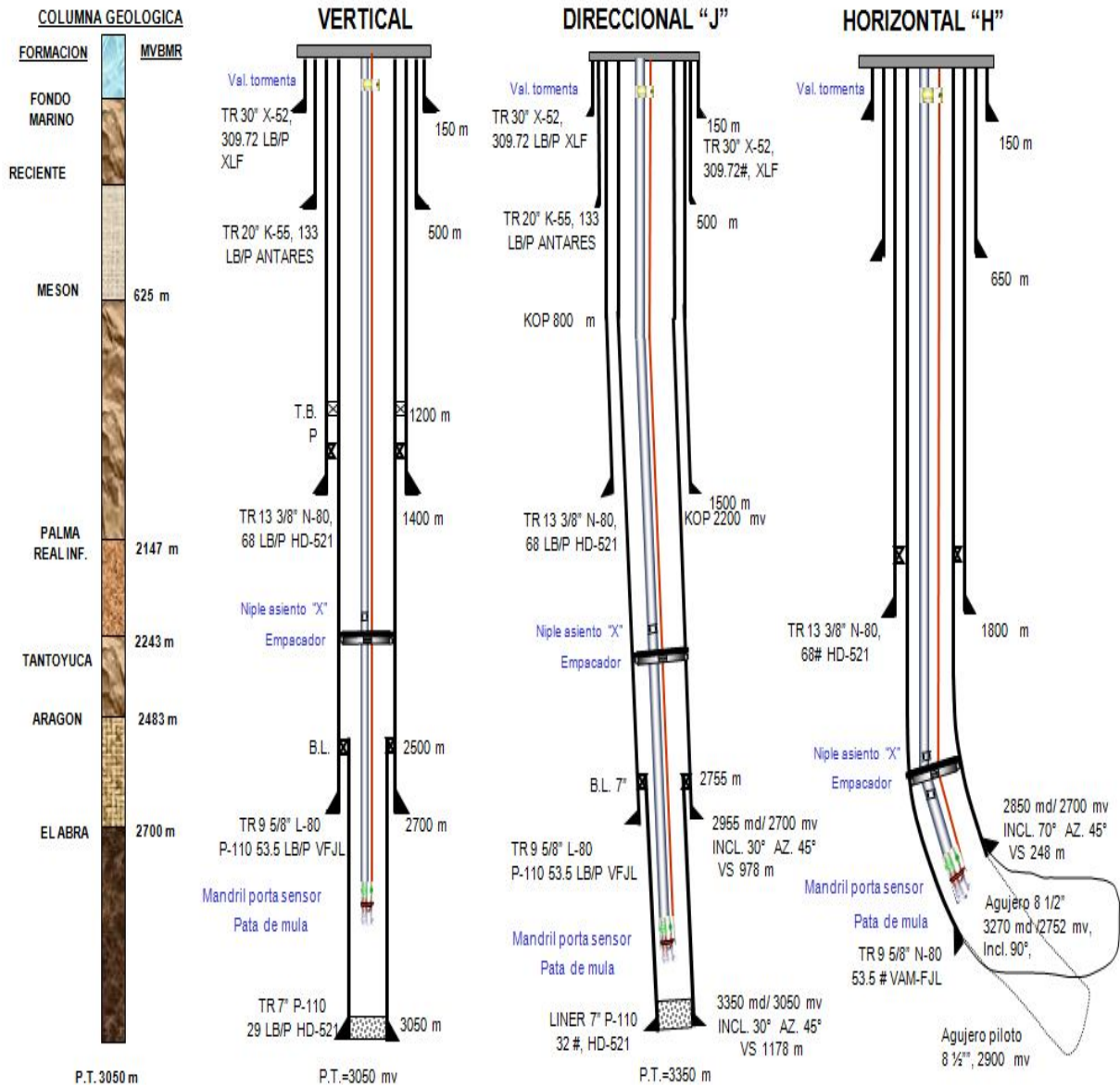


Figura 5.7 Pozos tipo del área Faja de Oro Marina. (PEP 2010).

5.4 Recuperación primaria, secundaria y/o mejorada

En la recuperación primaria, el yacimiento produce con energía propia. No requiere energía adicional. Aplica para los campos: Arenque, Atún, Bagre, Carpa, Lobina y Marsopa.

Para el sistema de recuperación secundaria, se analizó el potencial para inyección de agua únicamente para el campo Arenque, yacimiento Jurásico San Andrés, bloque AI. Los resultados resaltan los siguientes aspectos:

- El yacimiento, en su porción central, presenta un significativo depresionamiento (~200 kg/cm² debajo del punto de burbuja), lo que ha originado una zona con alta saturación de gas.

- Las curvas de permeabilidades relativas no son favorables para esperar un desplazamiento tipo pistón, ni flujo fraccional y estudios de laboratorio indican que la formación es preferentemente mojable por aceite.
- Debido a la saturación actual de gas y a la baja permeabilidad del yacimiento, implicaría perforar pozos con poco espaciamiento para alcanzar tiempos de llenado rentables para un proyecto costa afuera.
- A pesar de lo anterior, y asumiendo condiciones del yacimiento muy favorables, el volumen de aceite recuperable durante la vida de la inyección no justifica la inversión, ello sin incluir toda la logística que requiere un proyecto de inyección de agua.

5.4.1 Programa de recuperación primaria, secundaria y mejorada

El programa de perforaciones de recuperación primaria que contempla el proyecto de explotación Arenque, se muestra en la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 así como la inversión por año,

Tabla 5.3 y Tabla 5.4.

Tabla 5.1 Perforación de pozos por campo

CAMPO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ARENQUE			4	2	4	1	2	2								15
LOBINA		2														2
CARPA	1															1
ATÚN	2															2
BAGRE		1														1
MARSOPA		2														2

Tabla 5.2 Terminación de pozos por campo.

CAMPO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ARENQUE			4	2	4	1	2	2								15
LOBINA		2														2
CARPA	2															2
ATÚN	2															2
BAGRE		1														1
MARSOPA		2														2

Tabla 5.3 Inversión de perforaciones por campo

CAMPO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ARENQUE			1,154	567	1,135	284	567	567								4,274
LOBINA		639														639
CARPA	254															254
ATÚN	436															436
BAGRE B		214														214
MARSOPA		422.8119														423

Tabla 5.4 Inversión de terminaciones por campo

CAMPO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ARENQUE				286	284	477	189	189								1,425
LOBINA		213														213
CARPA	173															173
ATÚN	145															145
BAGRE B		71														71
MARSOPA		140.9373														141

5.5 Desincorporación de activos y/o abandono

La estrategia del Activo para el abandono y desincorporación de instalaciones consiste en taponar los pozos, tan pronto como llegan a su límite económico, en el caso de la infraestructura no ha sido posible desmantelar toda aquella que ya llegó a su vida útil, por lo que se tienen instalaciones que han incrementado los costos de operación. En adelante se pretende desincorporar y/u optimizar aquellas instalaciones en las cuales se tenga actividades de desarrollo, evitando en lo posible daños colaterales y mantener un balance ecológico en las zonas de influencia.

El abandono de pozos, ductos e infraestructura se planteó mediante el programa descrito en la Tabla 5.5 Tabla 5.5 y la inversión en la

Tabla 5.6

Tabla 5.6.

Tabla 5.5 Programa físico de abandono de instalaciones

Actividad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Taponamiento de pozos																
AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30
Desmantelamiento de ductos	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	8
Desmantelamiento y recuperación de estructuras marinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1

Tabla 5.6 Programa de inversión para abandono de instalaciones

mpesos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Taponamiento de pozos																
AC															31	31
Desmantelamiento de ductos	0.76		0.76		0.26		0.26		0.15		0.09		0.09		0	3
Desmantelamiento y recuperación de estructuras marinas															20	20

5.6 Información económica financiera del proyecto

5.6.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables

Para el horizonte 2013-2027, el proyecto requiere una inversión 18,273 millones de pesos, Tabla 5.7 El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 13,670 millones de pesos.

Tabla 5.7 Programa de inversiones

PROGRAMA NEP	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INVERSION ESTRATEGICA															
BR Mantenimiento de Estructuras Marinas	1	3	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FC Ductos	10	45	94	100	40	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FR Estructuras Marinas	72	196	180	166	135	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
QA Desarrollo de Campos	1,008	1,701	1,154	853	1,418	760	756	756	-	-	-	-	-	-	-
PD Intervenciones Mayores a Pozos	704	1,091	483	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FQ Instalaciones de Producción	63	63	-	-	90	69	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CZ Modernización y Optimización de Infraestructura	63	27	18	-	90	45	149	32	45	-	-	-	-	-	-
PB Recuperación Secundaria	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma UNIDAD DE INVERSION	1,928	-	1,931	1,213	1,775	948	905	788	45	0	0	0	0	0	0
UNIDAD OPERACIONAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BC Mantenimiento de Ductos	43	17	9	11	36	7	1	1	1	6	6	1	1	1	5
BQ Mantenimiento de Instalaciones de Producción	261	243	171	115	109	36	34	30	24	21	9	5	6	5	8
BR Mantenimiento de Estructuras Marinas	59	26	34	20	25	4	8	6	3	3	3	3	3	6	3
BS Mantenimiento de Infraestructura de Equipos de Perforac	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FC Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FR Estructuras Marinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PH Conservación de Pozos	-	-	-	325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
QA Desarrollo de Campos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EZ Seguridad Industrial	32	28	30	26	29	11	12	10	11	5	5	5	5	5	5
PD Intervenciones Mayores a Pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BT Mantenimiento de Infraestructura de Servicios Generales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PF Abandono de Campos	1	-	1	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	51
F6 Infraestructura de Mobiliario y Equipo de Oficina	1	-	-	1	0	0	0	-	0	0	-	-	0	-	2
H5 Equipo de Cómputo y Periféricos	3	4	-	0	3	4	0	-	0	0	-	-	0	0	-
CV Modernización de Infraestructura de Equipos de Perforaci	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FQ Instalaciones de Producción	64	-	-	-	117	108	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KG Gestión de Activos	263	264	213	175	184	90	72	67	54	27	25	23	22	20	19
DZ Protección Ecológica	19	18	19	20	20	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
GZ Desarrollo Tecnológico de Explotación	64	60	60	50	45	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
KC Capacitación y Actualización	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
CZ Modernización y Optimización de Infraestructura	318	149	149	155	147	34	31	29	34	35	31	23	23	24	22
JR Sinistros en Estructuras Marinas	19	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma UNIDAD OPERACIONAL	1,147	828	706	898	717	306	171	155	140	109	90	72	71	73	127
TOTAL INVERSIÓN	3,076	3,954	2,636	2,111	2,492	1,254	1,077	944	185	109	90	72	71	73	127
GASTO DE OPERACIÓN	1,161	1,164	1,079	956	972	1,084	1,072	1,057	1,080	938	820	701	604	523	460

5.7 Premisas económicas

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla del crudo de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto de 72.11 dólares por barril para el aceite y 5.54 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 % anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar; en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.

5.7.1 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos

La evaluación económica se realizó considerando las inversiones para el horizonte 2013-2027 hasta agotar la reserva 2P.

Los gastos de operación del proyecto se actualizaron con la aplicación de las premisas del portafolio de proyectos 2010.

En la Tabla 5.8 se presentan las inversiones, ingresos, flujo de efectivo y gastos de operación.

Tabla 5.8 Inversión, ingresos, flujo de efectivo, gasto de operación

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)	Flujo de Efectivo después de impuestos (mmpesos)
2012	1,164	3,954	10,577	1,546	12,123	7,006	-1,042
2013	1,079	2,636	10,649	1,488	12,137	8,421	358
2014	956	2,111	9,604	1,315	10,919	7,852	594
2015	972	2,492	9,684	1,300	10,984	7,520	214
2016	1,084	1,254	9,667	1,359	11,026	8,688	1,360
2017	1,072	1,077	9,059	1,359	10,418	8,269	1,354
2018	1,057	944	8,401	1,322	9,723	7,723	1,275
2019	1,080	185	7,711	1,263	8,974	7,709	1,763
2020	938	109	6,740	1,140	7,880	6,833	1,615
2021	820	90	5,860	1,016	6,876	5,966	1,416
2022	701	72	5,099	851	5,950	5,176	1,236
2023	604	71	4,413	735	5,148	4,473	1,063
2024	523	73	3,818	653	4,471	3,875	916
2025	460	127	3,340	583	3,923	3,336	741
Total	13,670	18,273	111,531	16,858	128,390	96,447	11,188

Los resultados económicos correspondientes del proyecto se muestran en la Tabla 5.9 siguiente:

Tabla 5.9 Indicadores económicos.

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	51,254	3,014	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	13,703	13,703	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	3.74	0.22	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	&	0.26	peso/peso
Tasa interna de retorno	TIR	3.41	1.04	%

El proyecto obtendría un VPN de 51,254 millones de pesos antes de impuestos y de 3,014 millones de pesos después de impuestos.

5.7.2 Análisis de sensibilidad y riesgos

De acuerdo al análisis de sensibilidad efectuado, el cual se realizó modificando de forma independiente las variables económicas de inversión, producción y precio, llegando al punto de equilibrio del proyecto, los resultados indican que el proyecto generará ganancias en valor presente a pesar de que la inversión sufra un aumento de hasta 392 % en tanto que el precio podría disminuir 71 % y el volumen podría disminuir 79 % siempre y cuando las demás variables permanezcan constantes y el proyecto no incurra en pérdidas. Lo anterior se muestra en la Tabla 5.10 siguiente:

Tabla 5.10 Análisis de sensibilidad

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores económicos)		VARIACIÓN %	
	Valor actual	Antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión :		392%	28%
millones de pesos	18,273	86,619	22,292
Volumen :		(79%)	(18%)
Aceite (MMB) -	112	24	92
Gas (MMMPC) -	222	46	182
Precio :		(71%)	(4%)
Aceite (DI/BI) -	72.1	21.2	69.1
Gas (\$/MPC) -	5.5	1.6	5.3

5.7.3 Diagrama de tornado

En la Figura 5.8 se muestra el diagrama de tornado con las variables que impactan al valor presente del proyecto, en donde se observa que la producción y la inversión son las que muestran mayor sensibilidad.

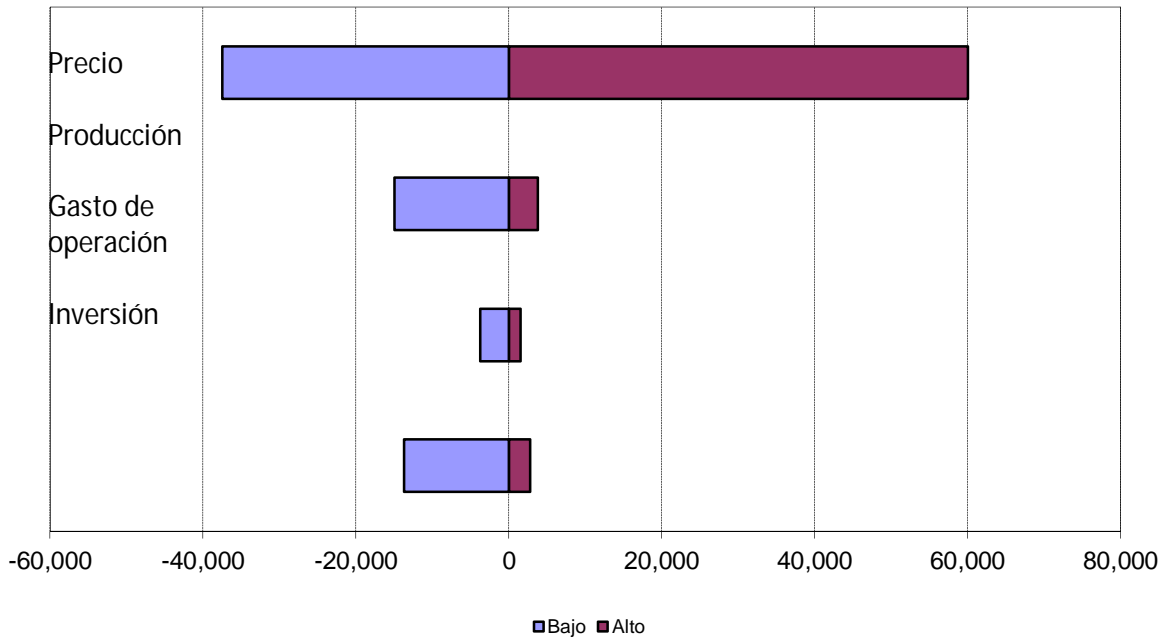


Figura 5.8 Análisis de tornado para la evaluación de las variables.

5.8 Plan de ejecución del proyecto para la alternativa seleccionada

5.8.1 Programa de perforación y reparación de pozos

El proyecto de explotación Arenque contempla las siguientes actividades de explotación: 23 perforaciones y 24 terminaciones de pozos de desarrollo, así como la realización de 12 reentradas, la recuperación de un pozo exploratorio, 4 cambios de intervalo y una estimulación.

Los equipos de perforación requeridos son plataformas A/E (autoelevables) para tirantes de agua de 300 pies, con una capacidad de perforación a la profundidad de 30,000 pies, debe ser de 1,000 toneladas con 1,150 HP, torque continuo perforando de 62,500 libra-pie mínimo, a 260 rpm como máximo; un torque intermitente de 96,000 libra-pie máximo para 7,500 psi de presión de trabajo y la presión en el conjunto de preventores (BOP) de 10,000 psi.

El número de pozos programados para su perforación, terminación, reparación e intervención para los pozos marinos para los pozos marinos se describe en la

Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Programa de perforación, terminación y reparación de pozos marinos, 2013-2027.

Nombre de Pozo	Coordenadas geográficas		Tipo de pozo		Fecha		Costo	Tipo de equipo
	X	Y	Convencional	No convencional	inicio	Fin		
Perforación								
Arenque 60H	97°31'18.325" W	22°16'49.665" N	X		08/09/2019	15/12/2019	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 120H	97°30'58.669" W	22°16'03.835" N	X		05/03/2015	11/06/2015	378.17	Jack Up
Arenque 150H	97°30'47.186" W	22°14'25.983" N	X		12/10/2016	18/01/2017	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 180H	97°31'38.269" W	22°16'33.789" N	X		15/08/2014	21/11/2014	394.56	Jack Up
Arenque 220H	97°32'07.753" W	22°16'08.984" N	X		24/11/2014	02/03/2015	378.17	Jack Up
Arenque 310H	97°31'09.542" W	22°14'39.700" N	X		21/01/2017	28/04/2017	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 370H	97°31'34.849" W	22°15'07.782" N	X		23/04/2014	30/07/2014	378.17	Jack Up
Arenque 380H	97°31'30.457" W	22°15'36.798" N	X		31/07/2018	06/11/2018	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 560H	97°31'47.953" W	22°15'39.463" N	X		18/02/2019	27/05/2019	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 1010H	97°32'00.625" W	22°15'41.839" N	X		10/01/2018	18/04/2018	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 170H	97°30'58.274" W	22°13'28.345" N	X		13/12/2015	21/03/2016	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 231H	97°31'38.414" W	22°13'12.578" N	X		03/10/2013	09/01/2014	387.54	Jack Up
Arenque 201H	97°32'19.131" W	22°12'23.005" N	X		03/07/2016	09/10/2016	378.17	Eq. Empaquetado
Arenque 230H	97°31'09.542" W	22°13'03.901" N	X		12/01/2014	20/04/2014	378.17	Jack Up
Arenque 232H	97°31'37.514" W	22°12'54.757" N	X		24/03/2016	30/06/2016	378.17	Eq. Empaquetado
Lobina 23H	97°28'10.120" W	22°09'52.441" N	X		09/02/2013	01/01/2015	425.68	Eq. Empaquetado
Lobina 44H	97°28'34.672" W	22°10'17.211" N	X		31/05/2013	17/09/2013	425.68	Eq. Empaquetado
Atun 130	96°59'45.82"W	20°50'15.19"N	X		17/05/2011	12/10/2016	290.50 871	Jack Up
Atun 140	96°59'45.83"W	20°50'15.05"N	X		08/08/2011	13/10/2016	290.50 873	Jack Up
Bagre 220	96°3'11.32"W	20°59'43.11"N	X		17/09/2012	14/10/2016	285.92 597	Jack Up
Carpa 13	96°6'52.75"W	21°13'43.55"N	X		25/12/2010	08/01/2011	100.33 8435	Jack Up
Carpa 21	96°6'52.75"W	21°13'43.62"N	X		12/01/2011	22/03/2011	253.81 964	Jack Up
Marsopa-19H	96°3'51.20"W	21°5'4.57"N	X		23/02/2012	29/04/2012	317.82 5375	Jack Up
Marsopa-20H	96°3'38.08"W	21°5'0.61"N	X		03/05/2012	08/07/2012	317.82 5375	Jack Up
Terminación								
Carpa-3	69°56'72.2"W	2348490.24"N	x					Jack Up
Atun-101	96°59'45.83"W	20 50 15.13"N		x	40632	40676	218.62 62	Jack Up
Reparación								
Arenque 56	97°31'54.001" W	22°15'11.526" N	x		30/10/2013	26/02/2014	109.24 098	Eq. Aligerado

Arenque 46	97°31'02.881" W	22°16'40.916" N	x	22/05/2010	18/10/2010	91.88	Eq. Aligerado
Arenque 6	97°31'03.097" W	22°16'40.772" N	x	16/06/2012	13/10/2012	91.88	Eq. Aligerado
Arenque 10	97°31'02.845" W	22°16'40.808" N	x	16/04/2012	14/06/2012	91.88	Eq. Aligerado
Arenque 16	97°31'02.917" W	22°16'40.844" N	x	18/04/2011	17/06/2010	104.27	Eq. Aligerado
Arenque 22	97°31'02.953" W	22°16'40.664" N	x	20/10/2010	16/04/2011	91.88	Eq. Aligerado
Arenque2 4	97°31'02.917" W	22°16'40.736" N	x	18/10/2011	14/04/2012	91.89	Eq. Aligerado
Arenque 48	97°31'02.989" W	22°16'40.808" N	x	19/06/2011	16/10/2011	91.89	Eq. Aligerado
Arenque 54	97°31'54.037" W	22°15'11.634" N	x	29/10/2012	25/02/2013	109.23 098	Eq. Aligerado
Arenque 58	97°31'53.857" W	22°15'11.598" N	x	30/06/2013	27/10/2013	109.24 098	Eq. Aligerado
Arenque 102	97°31'53.965" W	22°15'11.598" N	x	28/02/2013	27/06/2013	91.888 78	Eq. Aligerado
Arenque 103	97°31'54.001" W	22°15'11.418" N	x	01/07/2014	28/10/2014	91.888 78	Eq. Aligerado
Arenque 104	97°31'53.965" W	22°15'11.490" N	x	01/03/2014	28/06/2014	91.888 78	Eq. Aligerado
Lobina 1	97°28'54.580" W	22°09'53.846" N	x	29/11/2012	06/02/2013	303	Eq. Aligerado
Bagre-130	97°3 11.28 "W	20°59 46.12"N	x	03/11/2011	02/12/2011	197.73	Jack Up
Marsopa-5	97°3 35.84"W	21°3 58.09"N	x	12/07/2012	10/08/2012	197.73	Jack Up
Marsopa-18	97°3 47.52"W	21°4 40.58"N	x	14/08/2012	12/09/2012	197.73	Jack Up
Bagre-8	97°2 50.86"W	20°57 48.37"N	x	21/12/2012	19/01/2013	197.73	Jack Up

A continuación se describe el tipo de equipo de perforación que se ha utilizado en la perforación de pozos, Tabla 5.12.

Tabla 5.12 Tipo de equipo de perforación de pozos

Equipos	Capacidad (Ft)
Jack-Up	300
Semi-sumergible	1000

5.8.2 Programa de infraestructura

El programa de infraestructura contemplado para el desarrollo en el periodo 2013-2027 en el proyecto de explotación Arenque, Tabla 5.13, y su inversión correspondiente, Tabla 5.14, está integrada la modernización y optimización de instalaciones de producción.

Tabla 5.13 Programa metas físicas para infraestructura

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
SEA HORSE, SEA PONY, T HORSE	0.50	0.50														1
OCTAPODOS DE PRODUCCION			0.20	0.20	0.30	0.30										1
OLEOGASODUCTOS		0.25	0.75	1.00	1.00	1.00										4
SUSTITUCION TOTAL DE DUCTOS		1.00	1.00		1.00	1.00				1.00						5
SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREC	0.50	0.50														1
MODIFIC DE INSTALACIONES	0.50	0.50						1.00	1.00							3
ESTACIONES DE BOMBEO IP					1.00	1.00										2

Tabla 5.14 Inversión de la infraestructura

Millones de pesos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
SEA HORSE, SEA PONY, T HORSE	63	180							0	0						243
OCTAPODOS DE PRODUCCION			164	166	135	54			0	0						519
OLEOGASODUCTOS		45	94	100	40	19			0	0						298
SUSTITUCION TOTAL DE DUCTOS		18	18		90	45			45	0						216
SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO	63	63							0	0						126
MODIFIC DE INSTALACIONES	63	9					149	32	0	0						252
ESTACIONES DE BOMBEO IP					90	69			0	0						159
Total general	189	315	276	266	355	187	149	32	45	0	0	0	0	0	0	1.812

En cuanto a la desincorporación de activos, se tiene contemplado taponar pozos, desinertizar ductos marinos así como la recuperación de la superestructura de las plataformas marinas.

5.9 Seguridad industrial

En la Región Norte, los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental tienen la misma prioridad que la producción y la operación, por ello, en las instalaciones tanto existentes como futuras se aplican sistemas de protección de paro por emergencias y de detección de fuego y fuga de gas de última tecnología, con el propósito de garantizar la integridad física tanto del personal que labora en plataforma como las instalaciones mismas.

Los proyectos petroleros, por su naturaleza propia, son proyectos de alto riesgo en cuanto a seguridad industrial se refiere, por lo que en cada una de las iniciativas que constituyen el proyecto de explotación Arenque se consideran aspectos relacionados con este tópico, cumpliendo no sólo con la normatividad interna sobre sistemas de seguridad en instalaciones de producción costa afuera sino también con los lineamientos solicitados por las instancias externas tales como SEMARNAT, PROFEPA, compañías aseguradoras, etc.

5.9.1 Identificación de peligros

Los principales problemas ecológicos que podrían afectar el desarrollo del proyecto son la contaminación por residuos peligrosos. Sin embargo, Pemex Exploración y Producción tiene como programa, que una compañía especializada y autorizada en el manejo de residuos peligrosos los recoja y los transporte a centros autorizados para su disposición final, lo cual, se realiza por licitación pública mediante contratos de servicio.

Para minimizar los riesgos, se tienen las siguientes medidas y planes de contingencia:

- Pemex Exploración y Producción tiene implantado el Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA) en el cual se incluyen los lineamientos y procedimientos para la Capacitación, Análisis de Riesgos, Planes y Respuesta a Emergencias, Integridad Mecánica, así como el Control y Restauración en las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente, así como el mantenimiento preventivo a instalaciones, bajo normatividad y lineamientos internacionales de seguridad y protección ambiental.
- Dentro del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos tales como: Sistemas de Gestión Ambiental, Análisis e Interpretación de la Norma ISO 14000, Legislación Ambiental, Manejo de Materiales y Residuos Peligrosos, Estudios de Impacto Ambiental, Auditorías Ambientales, Talleres de Análisis de Riesgos, etc.

5.9.2 Zonas Protegidas

Se cuenta con un estudio de Impacto Ambiental Regional según el oficio No S.G.P.A/DGIRA.DG1.0306.05 con sello de recibo por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales el día 01 de Marzo de 2005.

5.9.3 Niveles de conflicto potencial identificados

No existen riesgos sociales o políticos que pongan en riesgo la realización de las actividades exploratorias del proyecto.

5.9.4 Evaluación de riesgos operativos

Pemex y sus organismos subsidiarios han instaurado una serie de programas en materia de seguridad, salud y protección al medio ambiente, dando lugar a un cambio radical en la cultura de la organización, haciendo la seguridad industrial parte esencial de su política empresarial.

La evaluación de los riesgos y peligros identificados se hace a través de una evaluación detallada de consecuencias y frecuencias.

La evaluación detallada de consecuencias incluye el modelado de tasa de descarga, evaporación de charco, dispersión de nube de vapor tóxica, incendio y explosión así como también el desarrollo de árboles de eventos, y de la elaboración de una base de datos de frecuencias de fallas de componentes y de probabilidades de errores humanos. Es importante asegurar que las suposiciones de riesgo en el efecto potencial de un evento de dispersión de sustancias tóxicas consideradas, y de daños de incendio y/o explosión. Así mismo, asegura que las suposiciones del equipo de análisis de riesgo en los procesos sean razonables. La evaluación de frecuencias realizada se usa para confirmar las expectativas del equipo de análisis de riesgo en los procesos.

Adicionalmente, se realizan recorridos de inspección a los Centros de Proceso del proyecto de explotación Arenque, con el objeto de detectar anomalías y establecer los programas de

corrección considerando priorizar la corrección para las de mayor riesgo según la calificación realizada por los grupos que realizan los recorridos de inspección.

Se ha optado por la implementación de mecanismos para la reducción de los operativos y la exposición de sus trabajadores a condiciones de riesgo, entre tales medidas se encuentra:

- Realizar evaluaciones de riesgo operativo implementando las recomendaciones en las instalaciones.
- Incorporar Sistemas de Paro de Emergencia.
- Incorporar sistemas instrumentados de seguridad independientes del sistema de control de proceso y/o separadores.

Durante la identificación de los peligros y riesgos a los que pudieran estar expuestas las instalaciones del proyecto de explotación Arenque, por la naturaleza de su proceso y sustancias que maneja, están los siguientes eventos:

- Fugas de hidrocarburo en las distintas etapas del proceso (tanques atmosféricos, tanques sometidos a presión, líneas de llegada, líneas de salida, succión y descarga de equipo dinámico).
- Fugas en instrumentos.
- Rupturas por golpes externos.

Hoy en día, a través de los diferentes análisis de riesgo, no se han observado riesgos mayores en condiciones normales de operación. Para el caso de una ruptura causada por algún fenómeno, se cuenta con el Plan de Respuesta a Emergencias a nivel coordinación, administración, región e institucional; el cual, sube de mando en función de las consecuencias que pueden ir desde un derrame a nivel planta o plataforma o hasta la explosión, contaminación, pérdidas humanas y lograr su control en periodo de menos de 72 horas.

5.9.5 Jerarquización de riesgos

Para la elaboración de la Matriz de Jerarquización de Riesgos, se evalúan y analizan las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HAZOP, donde se le asigna una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación.

El índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para la simulación de consecuencias, mismas que son evaluadas por medio de los "Radios Potenciales de Afectación", que se realizan mediante la etapa de "Análisis Consecuencias" a través de un software (PHAST) que permite predecir las consecuencias de acuerdo al tipo de producto por diversas concentraciones de interés, límites de explosividad y daños a la salud; además, automáticamente selecciona el modelo correcto según el comportamiento de la nube y predice todos los efectos físicos, radiación y nube explosiva.

5.9.6 Análisis de consecuencias

El Análisis de consecuencias permite evaluar la magnitud de los efectos negativos potenciales de la instalación y la propagación de un incidente que generalmente involucra modelos de liberación accidental de sustancias peligrosas, desarrollándose una variedad de escenarios y cuyo análisis determina el impacto potencial al personal, instalación y población circundante.

Para el tipo de actividad, es necesario considerar las investigaciones del International Risk Institute en las cuales se ha reconocido que una fuga de grandes cantidades de gases inflamables puede ocasionar una nube explosiva en espacios abiertos, que pueden causar severos o catastróficos daños a extensas áreas de una planta o comunidad.

5.9.7 Metodología de análisis de consecuencias

La metodología para la evaluación de consecuencias consistirá en el análisis mediante modelos matemáticos de eventos de riesgo identificados en la etapa de "identificación y jerarquización de riesgos".

5.9.7.1 Estimación de consecuencias

Posterior a la determinación de los efectos físicos negativos, se procederá a estimar las consecuencias sobre los elementos vulnerables del entorno al escenario del incidente, especialmente los daños a las personas, instalaciones y medio ambiente.

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, deben aplicarse los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias, lo anterior se representa en la Tabla 5.15

Tabla 5.15 Clasificación de riesgos.

Intolerable	Indeseable	Aceptable c/controles	Razonablemente Aceptable
Tipo I / A	Tipo II / B	Tipo III / C	Tipo IV / D

Para la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas se posicionan de acuerdo a la siguiente matriz de riesgos, Tabla 5.16, Tabla 5.17 y Tabla 5.18.

Tabla 5.16 Matriz de asignación de riesgo.

F R E C U E N C I A	Alta (F4)	II / B	II / B	I / A	I / A
	Media (F3)	III / C	II / B	II / B	I / A
	Baja (F2)	IV / D	III / C	II / B	I / A
	Remota (F1)	IV / D	IV / D	III / C	II / B
		Menor (C1)	Moderada (C2)	Grave (C3)	Catastrófica (C4)
		Consecuencia			

Tabla 5.17 Anomalías atendidas.

Tipo	Rezago 2009	Enero – Septiembre 2010
I / A		
II / B	18	2
III / C	28	1
IV / D	25	1
Total	71	4

Tabla 5.18 Anomalías por atender.

Tipo	2010-2012
I / A	
II / B	8
III / C	23
IV / D	38
Total	69

5.10 Medio ambiente

La seguridad y protección ambiental, resultan prioritarias en el desarrollo sustentable del proyecto de explotación Arenque, por tanto, se ha identificado que uno de los principales problemas ecológicos que podrían presentarse y afectar el desarrollo de este proyecto, es la contaminación por residuos peligrosos. Para resolver esta situación, PEMEX Exploración y Producción recolectará y transportará este producto a centros autorizados para tal fin; en contraparte, para el caso de las actividades exploratorias, no existen aspectos sociales o políticos que pongan en riesgo la realización de dichas actividades.

Para minimizar los riesgos que pudieran presentarse en el desarrollo del proyecto, PEMEX Exploración y Producción tiene contempladas las siguientes medidas y planes de contingencia: Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) en el cual se incluyen los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como el control y restauración en las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al medio ambiente. Así mismo, el mantenimiento preventivo a instalaciones, bajo normatividad y lineamientos internacionales de seguridad y protección ambiental.

Dentro del programa de capacitación, se imparten cursos tales como: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la Norma ISO-14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, etc.

Se cuenta con un estudio de impacto ambiental regional según oficio No. S.G.P.A./DGIRA.DG1.0306.05, con sello de recibo por parte de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, de fecha 1 de Marzo de 2005.

Derivado de la aplicación del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), se han generado 3 líneas de acción basadas en:

5.10.1 Personal

Se deberá poner especial atención en la capacitación y certificación de personal operativo, con el compromiso y la comunicación efectiva entre subordinados y supervisores de línea (mandos medios), así como fomentar en forma permanente el uso del equipo de protección personal adecuado al ingresar a las instalaciones y al realizar sus actividades.

5.10.2 Métodos

Los métodos empleados para la implantación de la política de seguridad y protección ambiental se llevarán a cabo a través de los siguientes programas:

- Disciplina operativa
- Análisis de seguridad en el trabajo
- Análisis de riesgo
- Análisis e investigación de accidentes/incidentes
- Programa de salud en el trabajo
- Aplicación del Sistema de Permisos Para Trabajos con Riesgo (SPPTR)
- Análisis de seguridad en el trabajo.

5.10.3 Instalaciones

Para mantener las instalaciones seguras y en buen estado, se dará prioridad a los factores de integridad mecánica, seguridad de pre arranque, orden y limpieza, señalización, equipamiento de los centros de control de emergencias, manejo y control de residuos peligrosos, implementación de recuperadores de vapores en tanques de almacenamiento así como tratamiento de agua de formación, lo cual tendrá lugar en las centrales de proceso y su disposición en pozos letrina.

CONCLUSIONES

En la industria petrolera nos debemos enfrentar con dos medios importantes ligados entre sí, el técnico y el económico. El éxito que tenga un proyecto petrolero para producir hidrocarburos depende de la determinación de la rentabilidad de éste. Es de suma importancia realizar un conjunto de análisis Económicos que a la par con la evaluación técnica determinan si un proyecto es o no rentable, es por eso que se debe de encontrar un equilibrio de ambas evaluaciones. Para que un proyecto sea aprobado debe tener un esquema coherente desde el punto de vista técnico, ya que así se podrá obtener la utilización eficiente y administración de los recursos limitados para obtener la máxima satisfacción.

Existe una gran incertidumbre en cada etapa, exploración, producción, perforación, distribución, administración, entre otras; además de enfrentar nuevos riesgos con frecuencia. Por lo tanto es necesario utilizar diversos métodos y enfoques para evaluar los riesgos a los que nos enfrentamos. En la industria existe una gran cantidad de riesgos e incertidumbres, la mayoría de las decisiones que se toman en cualquiera de las áreas para algún proyecto conllevan algún porcentaje de riesgo, a medida que mejor evaluemos las alternativas posibles de una decisión y contamos con la mayor información posible, el éxito de un proyecto aumenta cuando el riesgo disminuye.

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa fueron:

- Mayor valor presente neto después de impuestos
- Alta eficiencia de la inversión
- Escenario de menor riesgo técnico
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos.

Adicionalmente, se precisa que para la selección de la opción se consideraron también aspectos técnicos, logísticos y operativos, entre otros, como los estratégicos inherentes a la ejecución de este proyecto. Por otra parte, las iniciativas aquí presentadas, son susceptibles de cambios de acuerdo a los resultados obtenidos de las pruebas y actualizaciones de premisas por lo que la actividad no es limitativa y se continúa en la búsqueda de otras opciones

Los factores críticos de éxito del proyecto con base en la información obtenida de los análisis de sensibilidad, se determinó que la rentabilidad del proyecto se mantendrá, siempre que:

- La inversión incremental no se eleve más de lo considerado inicialmente.
- Los precios de los hidrocarburos no disminuyan más de lo planteado en el análisis.
- Que el volumen de hidrocarburos que se considera recuperar con la ejecución del proyecto no disminuya por debajo de lo planteado inicialmente.

En PEMEX Exploración y Producción, se evaluaron 5 riesgos que impactan de manera directa a los procesos de la cadena de valor, mismos que podrían influir en el éxito del proyecto. Estos riesgos son:

- Volumen incorporado y reclasificado de reservas menor al programado
- Acceso oportuno de tecnologías encaminadas a mantener la competitividad de los costos de descubrimiento, desarrollo y producción en un periodo máximo de 4 años
- Escasez de oportunidades exploratorias para descubrir campos de mayor tamaño
- Producción real obtenida menor a la mínima estimada del rango establecido

-
- Calidad de hidrocarburos diferente a la establecida contractualmente.

Los riesgos asociados a la ejecución del proyecto están plenamente identificados siendo de impacto técnico, económico, social y ambiental. Sin embargo, con la adecuada planeación e implantación de los programas correspondientes de mitigación de riesgos, éstos se controlan a niveles que permiten la operatividad segura y rentable del proyecto.

El riesgo ambiental se produce debido a que el área del proyecto está situada en zonas marinas altamente sensibles, lo que puede afectar seriamente los planes y ritmo de perforación de pozos y construcción de infraestructura. Dado que se prevé realizar el proyecto de acuerdo a las normas de seguridad y de protección al ambiente se minimiza el riesgo social por afectaciones, ya que para ello, se cuenta con la Unidad de Asuntos Externos de la Región Norte.

Después del análisis de los indicadores económicos y analizando los escenarios de producción de las tres alternativas documentadas, la mejor opción es la Alternativa 1 la cual resultó la más rentable dados los escenarios vistos, ya que maximiza la producción y por consiguiente la recuperación de aceite. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.

La evaluación de los factores y variables para determinar la mejor opción, indicaron que la opción 1 presenta el mayor beneficio. Esta selección se realizó utilizando el criterio de rentabilidad económica y sopesando los riesgos asociados.

Una vez que se realizó el estudio económico, los resultados que se obtuvieron son los siguientes:

- En los diagramas de tornado, pudimos observar que las variables que más impacto tienen en la producción y rentabilidad de los proyectos, son en primer lugar el volumen de producción. y en segundo lugar el precio del aceite.
- En los proyectos muchas veces se toma el escenario o alternativa que mayor satisfacción económica nos ofrezca, pero se deja a un lado el riesgo que representa ese método, ya que muchas veces la alternativa que mayor satisfacción económica nos ofrece también puede tener gran riesgo.

Se presentó una metodología de las estrategias que sigue PEMEX para la evaluación y factibilidad técnico – económica. Concluyendo que para que un proyecto de aceite sea rentable requiere tecnología sofisticada, además de que se debe tomar previamente la aplicación de algún método de recuperación.

RECOMENDACIONES

Se propone una metodología de selección, la cual además del análisis económico determinístico analizará el riesgo y la probabilidad de éxito del método, el mejor método sería el que mayor satisfacción económica nos ofrezca pero que a la vez presente el menor riesgo. La metodología consta de realizar primeramente una evaluación determinística en la cual obtendremos flujo de efectivo, tiempo de recuperación de la inversión y eficiencia de la inversión, posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad y se escogen las alternativas que más impactan al proyecto. La mejor opción, según la metodología propuesta es la que presente la mayor satisfacción económica en balance con el menor riesgo. Aunque finalmente la mejor decisión es aquella que cumpla los requerimientos de la empresa.

En cuanto a las estrategias de explotación, al definir un plan de explotación se debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. Se debe *evaluar métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los campos*. No se especifican las tecnologías evaluadas en la descripción de alternativas, además en las estrategias de desarrollo y producción, es necesario que se lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo, medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura.

En el proyecto se presenta la evaluación de tres alternativas, sin embargo, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- Explotación submarina.
- Sistemas artificiales de producción.
- Recuperación secundaria y/o mejorada.
- Optimización del manejo de la producción en superficie.
- Abandono de campos, taponamiento de pozos y desmantelamiento de infraestructura.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación de un plan de desarrollo.

Se debería informar más detalladamente los avances, implementación, ajustes de estrategia y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto. Describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.

Con respecto a la ingeniería de yacimientos, es necesario que se cuenten con estudios sobre los mecanismos de empuje de los yacimientos principales que intervienen en la producción de hidrocarburos, se debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y /o la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia, fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas, tales como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). Se considera necesario que se realice el cálculo probabilístico del volumen

original y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico. En este sentido, se debe revisar y actualizar sus estimaciones de volumen original.

Toma continua de registros de producción para el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos naturalmente fracturados.

Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

Se observa que hay inconsistencias en los datos proporcionados, que deberían corregir ya que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas. En relación al factor de recuperación del 29 % que está planeado a 15 años, se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

En relación a la seguridad industrial y protección al entorno ecológico, hay anomalías que deben ser atendidas de inmediato para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto. Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Arenque, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.

BIBLIOGRAFÍA

1. PEMEX Exploración y Producción "Proyecto Integral Arenque" 2011.
2. Garaicochea F., "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos" UNAM, México, 1972.
3. Reserves Definitions Committee, "Guidelines for Application of petroleum Reserves Definition", Society of Petroleum Evaluation Engineers, 1987.
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Dictamen del Proyecto Integral Arenque, Octubre, 2011.
5. Nava Pérez Laura, Alegría Luna Miguel Ángel, "Los Sistemas Petroleros de la Región Tampico-Misantla". Tesis de Licenciatura. México, UNAM, 2001.
6. Cross Bu. R, (2011), Análisis y evaluación de proyectos de inversión. Editorial Limusa, México 2011.
7. Baca Currea Guillermo "Evaluación Financiera de Proyectos". Fondo Editorial Panamericano-Colombia 2004.
8. Carcoana, Aurel. "Applied Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, EE.UU., 1992.
9. De la Torre, Joaquín (et.al) "Evaluación de Proyectos de Inversión", Editorial Pearson, México, 2002.
10. Varos Remedios "Valuación de Proyectos de Inversión a través de opciones reales. México, 2011.
11. Rafael Rodríguez Nieto "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, 1987.
12. Análisis de información de las reservas de hidrocarburo de México al 1 de Enero de 2012. Edición Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012.
13. "Reservas de hidrocarburos de México al 1 de Enero de 2013", PEMEX Exploración y Producción, México, 2013.
14. Economides M. Petroleum production systems. Ed, Prentice Hall, 1994.
15. Towler B. Fundamental principles of reservoir engineering. Society of Petroleum Engineers, 2002.
16. Bolívar H. Elementos para la evaluación de proyectos de inversión, segunda edición. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2005.
17. Adams, T. et al. 2004: "Manejo de la cartera de activos para el crecimiento estratégico". Oilfield Review.
18. Barber, A. 2008: "Optimización de la producción desde el yacimiento hasta la planta de proceso". Oilfield Review.
19. Bravo, O. 2003: "Metodología para el cálculo de opciones reales en la Industria Petrolera Nacional". Ecopetrol- Dirección General de Planeación y Riesgos. Colombia.

-
20. Coopersmith, E. et al.: "La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas". Oilfield Review.
21. Díaz Vázquez Alan E. "Clasificación y Metodología para el Cálculo y Evaluación de Reservas de Hidrocarburos, Estudio de un Caso". Tesis, Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 2005.
- 22.- Barbosa S. Roberto, Ortiz O. Jesús. "Reservas y Métodos Volumétricos para evaluar los Hidrocarburos In-Situ". Tesis, Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 2001.
23. Ing. Hefferan Vera Juan, Ing. Gómez Salinas José. "Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos en un Yacimiento, usando los Métodos de Isopacas e Isohidrocarburos". Revista: Ingeniería Petrolera AIPM. Vol. XLI No.2 Febrero, 2001.
24. Katz, D. L: "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils", Drill and Prod. Prac., API (1942).
25. Atlas de Petrología Sedimentaria. 2007. (Libro electrónico) <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/petrosed/index.html>
26. McCain W. "The properties of petroleum fluids". Ed. Pen Well, segunda edición. Tulsa, Oklahoma, 1990.
27. Salager Jean-Louis. "Recuperación mejorada del petróleo". Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela, 2005.
28. Paris M. "Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros", segunda edición. Ed. Astro Data. Maracaibo, Venezuela, 2007.
29. Morales Castro Arturo y Morales Castro José Antonio. "Respuestas Rápidas para los Financieros". México. Pearson Educación, 2002.
30. Companys Pascual Ramón y Coramidas Subías Albert. "Planificación y Rentabilidad de Proyectos Industriales". Marcombo, S. A., Barcelona, España, 1988.
31. Rico Garrido Alfredo y Ojeda Cisneros José Luis. "Ejercicios Financieros con Aplicaciones a la Ingeniería Petrolera". Tesis de Licenciatura. México. UNAM, 2003.

NOMENCLATURA

bpd	barriles por día
km	kilómetros
km ²	kilómetros cuadrados
kg/cm ²	kilogramos por centímetro cuadrado
m	metros
mbnm	metros bajo el nivel del mar
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmb	millones de barriles
mmbpd	millones de barriles por día
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos por día
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmusd	millones de dólares
mmpesos	millones de pesos
pesos/usd	pesos por dólar
pesos/bpce	pesos por barril de petróleo crudo equivalente
pesos/mpc	pesos por millar de pie cúbico
UTM	Universal Transversal de Mercator (sistema de coordenadas)
usd/b	dólares por barril
usd/mpc	dólares por millar de pie cúbico
usd/bpce	dólares por barril de petróleo crudo equivalente
VPN	valor presente neto
VPI	valor presente de la inversión

GLOSARIO

Densidad. Es la capacidad de un fluido para adherirse a la roca. Y está dada por el ángulo de contacto entre la roca y el fluido, θ .

Cuando θ menor a 90° la roca es mojada por agua, mientras que cuando θ mayor a 90° la roca es mojada por aceite.

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

Densidad relativa prpr.: Es un número adimensional que está dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia.

Compresibilidad. Es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión.

La compresibilidad de la formación, está dada por la siguiente ecuación

$$C_f = -\frac{1}{V_\phi} \left(\frac{\delta V_\phi}{\delta p} \right)$$

Compresibilidad del aceite (C_o): La compresibilidad es una medida del cambio del volumen del fluido respecto al cambio de presión. Donde la compresibilidad del aceite se define como la variación en el volumen del aceite con respecto a la presión:

Compresibilidad total (C_t): La compresibilidad total se refiere a la variación que presenta el volumen del sistema roca-fluidos respecto al cambio de presión:

donde:

C_o = compresibilidad del aceite

C_w = compresibilidad del agua

C_f = compresibilidad de la formación

S_o = saturación de aceite

S_w = saturación de agua

Factor de volumen Es la relación de los fluidos típicos del yacimiento (agua, gas y aceite) medidos a condiciones de yacimiento entre el mismo fluido a condiciones estándar. A continuación se describen:

Factor de volumen del aceite (B_o): Es la relación entre el volumen de aceite más el volumen de gas disuelto que contenga medido a condiciones de yacimiento y el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar:

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite + gas disuelto @c. y.}}{\text{volumen de aceite muerto @c. s.}}$$

Factor de volumen del gas (B_g): Es el volumen que ocupa en el yacimiento un metro cubico de gas medido en la superficie a condiciones estándar:

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @c. y.}}{\text{volumen de gas @c. s.}}$$

Factor de volumen total (Bt): El factor de volumen de la fase mixta se define como el volumen de aceite más su gas disuelto más el volumen de gas libre medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar:

Factor de volumen del agua, Bw Es la relación entre el volumen de agua más gas disuelto medido a condiciones de yacimiento y el volumen de agua medido a condiciones estándar:

$$B_w = \frac{\text{volumen de agua + gas disuelto @c.y}}{\text{volumen de agua @c.s}}$$

Gravedad API 5

Según American Petroleum Institute, es la medida de la densidad de los hidrocarburos, la cual se deriva de su densidad relativa, se expresa en grados API (°API) y se define con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad API} = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

Donde:

Densidad relativa

Imbibición La imbibición ocurre cuando un sólido poroso saturado con un fluido se sumerge o se pone en contacto con otro fluido que preferentemente moja al sólido (Graham y cols. 1959). En este proceso, el fluido que imbebe (mojante) desplaza al fluido que inicialmente se encontraba en el sólido (no mojante).

Mojabilidad Es la capacidad de un fluido para adherirse a la roca. Y está dada por el ángulo de contacto entre la roca y el fluido, θ . Cuando θ menor a 90° la roca es mojada por agua, mientras que cuando θ mayor a 90° la roca es mojada por aceite.

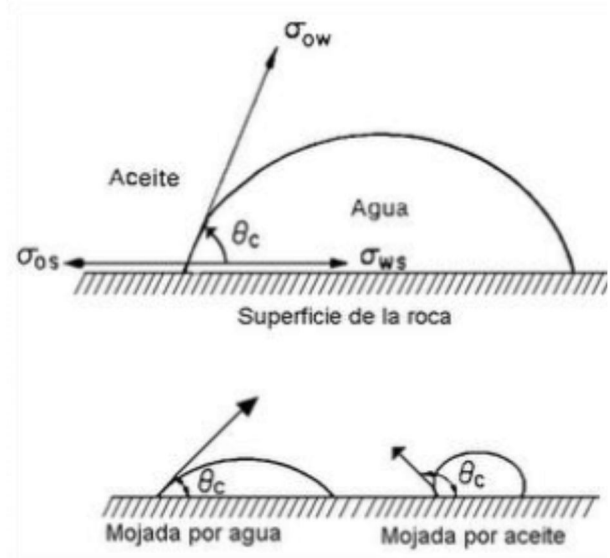


Figura 4. Ángulo de contacto

Permeabilidad Es la propiedad de la roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Se mide en Darcy. Henry Darcy fue el primero que realizó estudios relacionados con el flujo de fluidos a través de medios porosos. $V = K \left(\frac{h_1 - h_2}{L} \right) = K \frac{\Delta h}{L}$

Donde:

v = Velocidad aparente de flujo (cm/seg).

L = Longitud del empaque de arena (cm).

Δh = Diferencia de los niveles manométricos (cm).

K = Constante de proporcionalidad (permeabilidad).

La permeabilidad se divide en permeabilidad absoluta, efectiva o relativa, y se describen a continuación.

Permeabilidad absoluta: Es la permeabilidad de la roca cuando el fluido está contenido en los poros.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido para pasar por la roca cuando se encuentra saturada con dos o más fluidos.

Permeabilidad efectiva: Es una medida relativa de la capacidad de un medio poroso de transmitir un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado con más de un fluido. La suma de las permeabilidades efectivas de cada fluido (agua, aceite, gas) es menor o igual a la permeabilidad absoluta.

Petróleo crudo equivalente. El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Es la suma de petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido, un barril de petróleo crudo equivalente (bpce) es el volumen de gas expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, y que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo.

Porosidad (ϕ): Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca se define como la porción del volumen de poro V_p , entre el volumen total de la roca, V_t $\phi = \frac{V_p}{V_t}$

Presión capilar Es la fuerza por unidad de área causada por las fuerzas a la interfase de dos fluidos. Es una interacción roca-fluido causada por la tensión interfacial que actúa en un tubo capilar. Si un pequeño tubo capilar se coloca en la interfase de dos

fluidos, el fluido más pesado se coloca en la parte superior del tubo capilar, un nivel arriba de la interfase.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

Se define por:

Donde:

σ = tensión en la interfase

θ = ángulo de contacto

r = radio del tubo capilar

Presión de fondo Presión de saturación. Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases. La presión existente en el yacimiento antes de ser explotado se denomina presión original.

Propiedades de los fluidos de los yacimientos

Existen distintas formas de clasificar el aceite, una de ellas es la del American Petroleum Institute, el cual clasifica el aceite de acuerdo a su gravedad.

Para su exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Istmo: ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre en peso
- Maya: pesado con densidad de 22°API y 3.3% de azufre en peso
- Olemeca: superligero con densidad de 39.3 °API y 0.8% de azufre en peso

Relación gas-aceite, RGA. Es la relación de la producción de gas del yacimiento y la

producción de aceite, medidos a condiciones atmosféricas.

Relación de solubilidad (Rs): es el volumen de gas disuelto en el aceite a las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento, el cual se libera cuando el volumen de aceite pasa de las condiciones dichas condiciones a las condiciones estándar:

Saturación del fluido (Sf): La saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido Vf medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros Vp: Es la parte del volumen poroso que se encuentra ocupado por algún fluido, agua, gas o aceite. $sw+so+sg=100\%$

Saturación de agua, Sw: Es la parte porcentual de agua que se encuentra contenida de la roca

Saturación de aceite, So: Es la parte porcentual de aceite que se encuentra contenida de la roca. Se define como el volumen de aceite contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

donde Sw = Saturación de agua

Saturación de gas, Sg: Es la parte porcentual de gas que se encuentra contenida en la roca. Se define como el volumen de gas contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

Sistema petrolero Es un conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan simultáneamente para la generación y/o acumulación de los hidrocarburos. Se compone por roca

generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa y los hidrocarburos que contenga.

Viscosidad μ . Es la resistencia que presentan los fluidos a fluir, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia. También puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. La unidad en el sistema CGS para la viscosidad dinámica es el poise (p), Normalmente se usa el centipoise (cp) que es igual a 0,01 poise.

Se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido analizado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

1 poise = 100 centipoise = $1 \text{ g}/(\text{cm}\cdot\text{s}) = 0,1 \text{ Pa}\cdot\text{s}$.

