

RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS (IOR).



Ricardo Alcudia Yániz & Rodolfo De la Fuente Pérez.
Director de Tesis: Ing. Gaspar Franco Hernández.
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO. FACULTAD DE INGENIERÍA.

AGRADECIMIENTOS.

Dedicada a Vicente, hermano y amigo del alma.

La vida pasa y nos llena de aprendizaje, éxitos, logros y experiencias las cuales nos han labrado para llegar a ser las personas que somos hoy en día, este trabajo va dedicado a todas esas personas que con su apoyo, cariño y confianza han hecho posible el desarrollo de este trabajo y a las cuales agradecemos inmensamente. Agradecemos a la UNAM por formarnos como ingenieros responsables y éticos.

Agradecemos también a nuestro Director el Ing. Gaspar Franco Hernández y a nuestros sinodales por ayudarnos a hacer este trabajo posible y mejor.

A dios...

A mis padres Rodolfo De La Fuente Morales y María del Carmen Pérez Hdez. A mis hermanos y familia. Por su apoyo incondicional durante esta etapa de mi vida y por siempre creer incondicionalmente en mí y en las decisiones que he tomado a lo largo de toda mi vida. . .

A mi novia Karla J. Chávez Zambrano por siempre apoyarme y motivarme a salir adelante, por todo el cariño y confianza que pones en mí el cual se ve reflejado en este trabajo. . .

A la UNAM por brindarme una de las mejores etapas de mi vida y brindarme las herramientas necesarias para asegurarme nuevas y mejores experiencias a lo largo de toda mi vida. . .

Gracias.

De La Fuente Pérez Rodolfo

Llega la culminación de una vida de estudiante y nada me llena más de orgullo que agradecer a las personas que me han apoyado hasta este momento y sobre todo a la UNAM por todas las experiencias inolvidables que viví estos años, la gente que conocí y por todo lo que aprendí, estaré siempre agradecido con mi alma mater.

Agradezco a mi madre María Concepción Yániz, por siempre apoyarme en cada paso, preocuparse por mí y darme su cariño incondicional, a mi padre Benedicto Alcudia Peralta por sus consejos, tolerancia y todo el apoyo que siempre me ha dado.

También agradezco a mis hermanas Berenice Alcudia y Adriana Alcudia por preocuparse por mi futuro y siempre apoyarme y brindarme su cariño.

Por último agradezco a todos mis amigos, amigas y colegas de los cuales aprendí algo durante estos años. Gracias Totales.

Alcudia Yániz Ricardo

INDICE

JUSTIFICACIÓN.....	6
OBJETIVOS.....	7
INTRODUCCIÓN.....	8
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS.....	10
1.1. DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS.....	11
1.1.1. Procesos de Recuperación Primaria.....	14
1.1.2. Sistemas Artificiales de Producción (SAP).....	16
1.1.3. Procesos de Recuperación Secundaria.	17
1.1.3.1. Inyección de agua.....	18
1.1.3.2. Inyección de gas.	19
1.1.4. Procesos de Recuperación Mejorada (EOR).	21
1.2. DIFERENCIA ENTRE IOR Y EOR.....	23
1.3. NUEVO ENFOQUE DE LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.	27
CAPÍTULO 2. PANORAMA INTERNACIONAL Y NACIONAL DE LA RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS (IOR).....	31
2.1. PANORAMA INTERNACIONAL DEL IOR.....	32
2.1.1. Tecnologías IOR aplicadas en el mundo.....	36
2.1.2.1. Brasil.....	39
2.1.2.2. Noruega.....	42
2.2. PANORAMA NACIONAL DEL IOR.	46
2.2.1. Información de la CNH y SENER en proyectos IOR.	49
2.2.1.1. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).	49
2.2.1.2. Secretaría Nacional de Energía (SENER).....	54
2.2.2. Expectativas de la Recuperación Avanzada y la Reforma Energética en.....	57
CAPÍTULO 3. PLANEACIÓN DE UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS (IOR).	64
3.1. DEFINICIÓN DE OBJETIVOS.....	66
3.1.1. Aumentar el factor final de recuperación.....	67
3.1.2. Aumento y re clasificación de reservas.....	68
3.1.3. Optimización de la producción.	68
3.1.4. Aumento de barrido en procesos de recuperación mejorada.	68

3.1.5. Reactivación de campos y producción en campos maduros.	69
3.1.6. Cambio de estrategia de producción.	69
3.2. INFORMACIÓN BÁSICA PARA LA SELECCIÓN DE UN Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (PRAH).	69
3.2.1. Información TIPO A (ITA).	70
3.2.2. Información TIPO B (ITB).	73
3.2.3. Información TIPO C (ITC).	74
3.2.4. Manejo de la información en proyectos de recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR).	75
3.2.4.1. Adquisición de datos.	75
3.2.4.2. Toma oportuna de la información.	75
3.2.4.3. Validación de la información.	76
3.2.4.5. Utilizar los datos.	76
3.3. ESCRUTINIO Y SELECCIÓN DE PROCESOS.	79
3.3.1. Descripción de los PRAH aplicables.	80
3.3.2. Procesos aplicables VS Información básica para un PRAH.	81
3.3.3. Selección de los mejores procesos a implementar.	81
3.4.1. Factores económicos a evaluar.	84
3.5. MONITOREO PERIÓDICO DE PROCESOS Y RESULTADOS.	86
CAPÍTULO 4. HERRAMIENTAS DE APOYO DESARROLLADAS PARA LA SELECCIÓN DE PROCESOS IOR.	90
4.1. GUÍA DE PARÁMETROS DE SELECCIÓN PARA PROCESOS IOR/EOR (GPS IOR/EOR).	91
4.1.1. Uso y funcionamiento.	92
4.1.2. Contenido de la GPS IOR/EOR.	95
4.2. FILTRO AVANZADO PARA LA SELECCIÓN DE PROCESOS IOR/EOR.	98
4.2.1. Uso y funcionamiento.	98
4.2.2. Contenido del filtro Selección de Procesos IOR/EOR.	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	105
CONCLUSIONES:	106
RECOMENDACIONES:	107
LISTA DE FIGURAS.	109
LISTA DE TABLAS.	112

JUSTIFICACIÓN.

Maximizar la recuperación final de hidrocarburos de un yacimiento siempre será el principal objetivo de cualquier empresa y proyecto relacionado con la industria petrolera, a través de los años la producción de aceite se ha ido complicando y ha llevado a los ingenieros e investigadores a desarrollar nuevas formas de explotación.

Actualmente existen diferentes métodos y procesos que hacen posible la producción de aceites con propiedades y en formaciones complicadas como son: aceites extra pesados, bitumen y aceite almacenado en yacimientos naturalmente complejos para la tecnología y desarrollo existente. Al ser el petróleo el energético fundamental que todavía mueve al mundo, la explotación del mismo es prioridad para muchos países y tiene influencia en cuestiones políticas y sociales, he ahí la importancia de brindar herramientas y procesos que brinden la mayor recuperación de aceite posible.

Debido a la gran importancia que tienen los hidrocarburos en el mundo y a todas las variables que existen alrededor de las actividades de explotación (exploración, perforación y producción) de este energético, se decidió abordar el tema de algo tan básico e importante como la recuperación de hidrocarburos, la cual, ha ido evolucionando con los años dejando un conjunto de procesos que combinados tienen como resultado la producción petrolera.

Todos los procesos que hoy conocemos en la industria petrolera forman parte de un concepto llamado IOR o *Improved Oil Recovery*, que significa Recuperación Avanzada de Hidrocarburos. Este tema es de reciente implementación y los métodos que lo conforman son en realidad los más utilizados en el mundo, también representa una nueva forma de ver los proyectos petroleros al enfocarlos en maximizar la producción pero no solo eso, también que implementen procesos enfocados a optimizar y mejorar constantemente.

OBJETIVOS.

1. Definir la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos, sus características y clasificación así como el panorama de este concepto en México y en el mundo.
2. Proponer la implementación de proyectos de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos en la cartera de proyectos de la industria petrolera mexicana para apuntar siempre a la recuperación final máxima de aceite.
3. Introducir y proponer una forma de planear proyectos de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (IOR) que pueda ser implementada en un futuro para la administración integral de yacimientos y en la industria petrolera.
4. Diseñar una guía interactiva en Microsoft PowerPoint que ayude a la comunidad petrolera de la Facultad de Ingeniería UNAM a informarse de manera rápida y práctica del concepto de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos, todos los métodos y tecnologías que forman parte de esta.
5. Diseñar un Macros en Microsoft Excel que pueda elegir los métodos más eficaces de acuerdo a las propiedades del fluido y del yacimiento que se tengan a partir de un filtrado avanzado de datos.

INTRODUCCIÓN.

A lo largo de la historia, la Ingeniería Petrolera ha ido evolucionando y mejorando gracias a los avances tecnológicos y a la constante optimización en métodos, procesos, maquinaria y personal, lo que deriva en una industria más capaz y con mejores resultados en la recuperación final de aceite de los yacimientos petroleros. Durante la vida productiva de los yacimientos se encuentran tres “etapas” que se refieren a tres distintas recuperaciones de aceite de acuerdo a la presión y la producción que cualquier yacimiento pueda presentar.

La primera etapa (comportamiento primario) consta de la producción de fluidos del yacimiento con la energía natural del mismo (P_i) la cual empezará a declinar hasta llegar a la segunda etapa o recuperación secundaria. En la recuperación secundaria, se busca reestablecer o mantener la energía (presión) del yacimiento mediante la inyección de agua, gas o la inyección de ambos fluidos alternadamente (WAG). Finalmente el yacimiento entra a la etapa final de producción en donde se utilizan métodos de recuperación mejorada o EOR, por sus siglas en inglés (Enhanced Oil Recovery) para obtener la recuperación final de hidrocarburos que en la mayoría de las ocasiones representa el aceite residual que debido a las condiciones del fluido y del yacimiento, es incapaz de fluir. Este ha sido el plan de explotación por excelencia en la industria petrolera, pero, ¿será el más eficaz?

Los yacimientos petroleros presentan características únicas que se pueden o no repetir en otro yacimiento, pero aun cuando esto pasa, todos los yacimientos se deben analizar por separado ya que cada uno requiere métodos distintos de explotación (distinto número de pozos productores, pozos inyectoros, etc.), es por eso que la costumbre de utilizar métodos EOR en una etapa final de producción de un yacimiento debe desaparecer.

Existen muchos casos alrededor del mundo en donde se ha descubierto que la implementación de métodos EOR en etapas tempranas de producción es o hubiera sido una decisión acertada. Una idea que se tiene respecto a la recuperación mejorada es que debe aplicarse para recuperar el aceite residual (aceite no movible), pero existen yacimientos que necesitan de estos métodos para que los hidrocarburos puedan fluir, es por esto que los planes de Recuperación Avanzada o IOR proponen

una forma de explotación en donde los métodos EOR, la inyección de fluidos, la perforación de pozos de relleno (Infill drilling), la caracterización avanzada del yacimiento y todas las actividades que pueden estar dentro del plan de explotación de un campo petrolero, sean opciones que se analicen y no se encasillen con una etapa de producción específica, sino que se consideren en todo momento del proyecto.

La idea de implementar proyectos IOR surge de la propuesta de romper con el proceso lineal con el que se planean los proyectos e introduce un nuevo enfoque para la recuperación final de aceite en los yacimientos. De acuerdo a un estudio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) acerca de los yacimientos candidatos potenciales a la implementación de métodos de recuperación mejorada se menciona lo siguiente:

“El potencial de EOR desarrollado dentro de una estrategia de recuperación avanzada (Improved Oil Recovery o IOR) podría duplicar las reservas probadas de petróleo del país e incrementar hasta en un millón de barriles la producción nacional; a la luz de las restricciones legales, tecnológicas, ambientales y de gestión.¹”

Lo anterior indica que todavía hay mucho que hacer y mucho campo que desarrollar en el ámbito petrolero. La forma de implementar proyectos y las nuevas estrategias de explotación nos llevarán a alcanzar producciones más grandes e incluso aumentar las reservas en un porcentaje considerable, que es de donde proviene realmente la importancia de implementar proyectos desde un enfoque IOR.

Hemos llegado a un punto en la historia de la industria petrolera en donde la tecnología proporciona nuevas y atractivas alternativas de explotación. La decisión del mejor momento, qué tipo de proceso utilizar y que además esté dentro de una estrategia de recuperación avanzada que considere todas las posibilidades necesarias y aplicables dentro de los límites legales, tecnológicos, ambientales y de gestión, debe estar enfocada al aumento de la recuperación final de hidrocarburos.

¹ Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada.”, México D.F., pág. 7., 2012.

CAPÍTULO 1.

CONCEPTOS BÁSICOS DE LA
RECUPERACIÓN AVANZADA
DE HIDROCARBUROS.

1.1. DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS.

Algunas definiciones de Recuperación Avanzada descritas por diferentes autores en artículos alrededor del mundo nos ayudarán a entender mejor este concepto:

“Un método para la recuperación adicional de aceite que va más allá de la expansión del fluido, la compresibilidad de la roca, la segregación gravitacional, decremento de la presión y el empuje natural de agua o gas. Este término es usado en diferentes sentidos tanto general como estricto. En sentido estricto, es un proceso, tal como inyección de agua e inyección de gas, que añade energía al yacimiento para estimular la producción de aceite e incrementar el factor de recuperación. En un sentido más general, es cualquier actividad que incremente la producción de aceite y el factor de recuperación. En este sentido también se incluye, por ejemplo, métodos de recuperación mejorada, Infill drilling, fracturamiento hidráulico y la perforación de pozos horizontales y multilaterales.” [2]

“IOR se refiere a cualquier práctica para incrementar la recuperación de aceite. Esta puede incluir procesos EOR, así como también prácticas para incrementar el barrido de aceite tal como Infill drilling, pozos horizontales y polímeros para el control de la movilidad o mejora de la continuidad. En la práctica, las actividades como caracterización de yacimientos o simulación (que son casi siempre parte y partido de cualquier práctica de recuperación) se incluyen en la planeación, ejecución y en el análisis técnico económico de los resultados.” [3]

“Los métodos de recuperación avanzada de aceite (IOR) engloban a la recuperación mejorada de aceite (EOR) así como nuevas tecnologías de pozos y de perforación, manejo y control inteligente de yacimientos, técnicas avanzadas de monitoreo de yacimientos y la aplicación de diferentes procesos avanzados u

² Schlumberger Oilfield Glossary.

³ J. Roger Hite, Business Fundamentals Group; George Stosur, Consultant; Norman F. Carnahan, Carnahan Corp.; and Karl Miller, Consultant Guest editorial.

optimizados de recuperación primaria y secundaria.” [4]

Uno de los objetivos de este trabajo es la unificación de los conceptos existentes de este tema para desarrollar una definición propia de lo que significa la Recuperación Avanzada (IOR):

“La Recuperación Avanzada de Hidrocarburos o IOR, se refiere a todos los procesos, tecnologías (i.e. Tecnologías referentes a cualquier área de la industria petrolera), estudios, análisis y alternativas aplicables que tienen como objetivo aumentar el factor de recuperación final de un yacimiento, al igual que sus reservas tomando como referencia un punto en el tiempo y que son aplicables en cualquier momento de la vida productiva del yacimiento, aunado a un enfoque de explotación racional optimizada”

Muchas empresas energéticas han estimado cómo será el consumo de energía en las próximas décadas como se puede observar en la Figura 1.1. La demanda de hidrocarburos irá aumentando en relación con otras fuentes de energía renovables y no renovables, por lo tanto la importancia de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos será mayor en los próximos años para reducir la brecha entre el abastecimiento de hidrocarburos y la demanda mundial de energía.

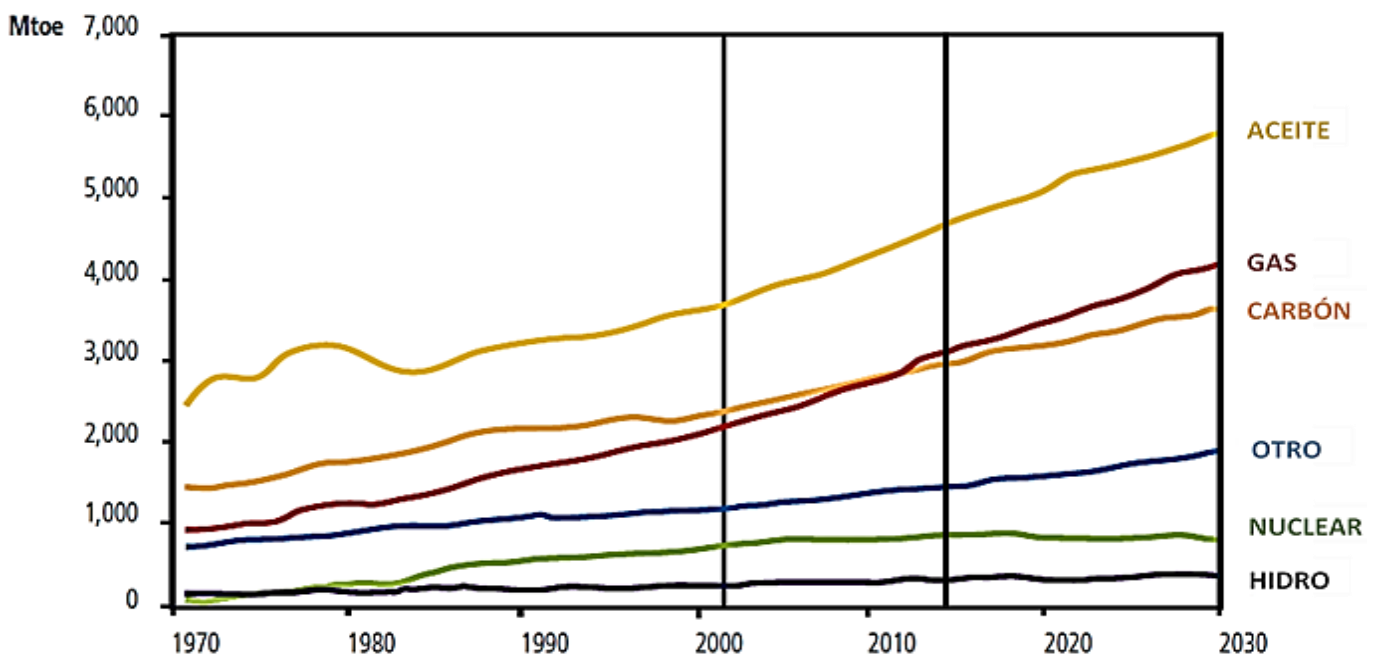


Figura 1.1. Modificado de Demanda mundial de energía con el tiempo. (CNH, 2012).

Desarrollar nuevos campos costa afuera (Offshore) y reservas de aceites no convencionales así como los métodos IOR intentan modificar esta situación brindando soluciones inteligentes para impulsar y potenciar la recuperación de aceite en campos maduros, yacimientos geológicamente complejos, de baja permeabilidad y yacimientos carbonatados en el futuro. La Figura 1.2. Muestra la producción mundial de aceite por tipo de fuente y es clara la importancia de desarrollar reservas existentes. Los aspectos ambientales son un papel cada vez más importante en la evaluación de estrategias IOR/EOR. La captura de gases invernadero y el desarrollo de áreas sensibles en costa afuera representan los retos ambientales que estos proyectos tienen.

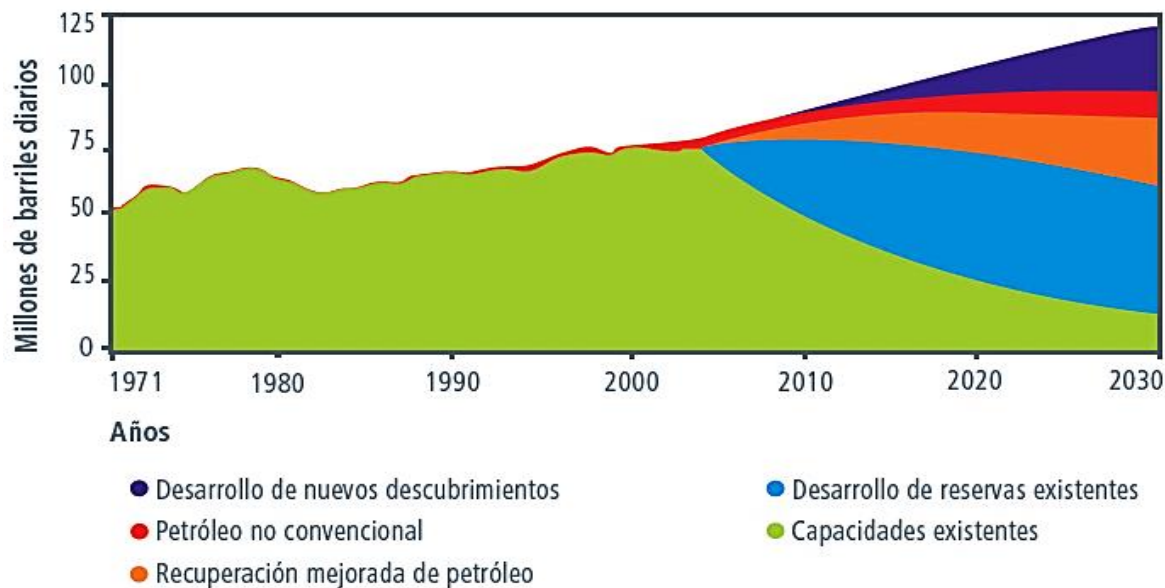


Figura 1.2. Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día. (CNH, 2012).

El enfoque IOR es en realidad una forma nueva de planear la explotación de un yacimiento aplicando nuevas tecnologías y nuevos métodos para aumentar la productividad de los pozos. Algunas de las actividades de IOR son por ejemplo:

- ◆ Perforación de pozos de relleno (Infill drilling).
- ◆ Caracterización Avanzada.
- ◆ Simulación Avanzada.
- ◆ Terminaciones inteligentes.
- ◆ Métodos de recuperación mejorada (EOR).

- ◆ Métodos de recuperación secundaria.
- ◆ Administración Avanzada de Yacimientos.
- ◆ Pozos horizontales.

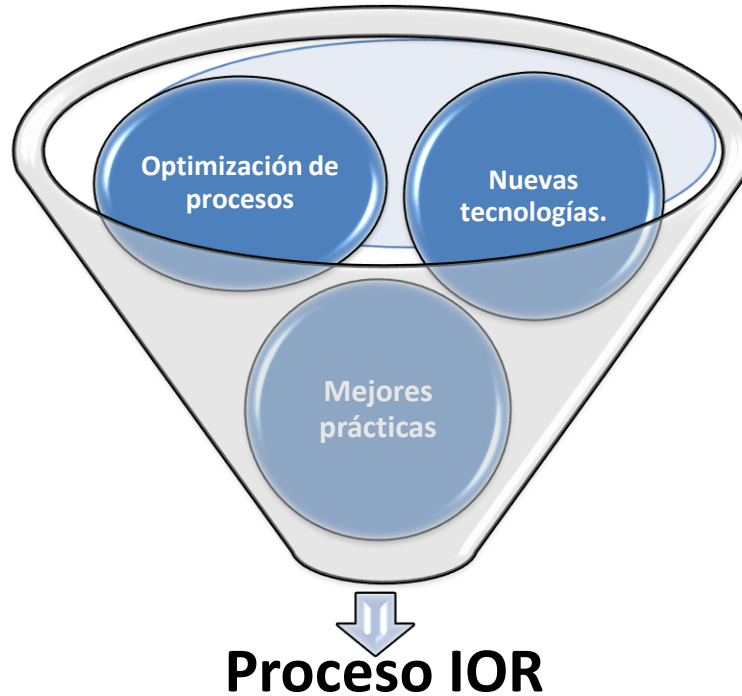


Figura 1.3. Visualización del Proceso IOR. (Alcudia, De La Fuente., 2015).

Para tener un concepto más completo de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos o IOR, es necesario conocer bien los métodos que conforman la recuperación avanzada, por lo tanto a continuación se describen las áreas de aplicación de las tecnologías IOR.

1.1.1. Procesos de Recuperación Primaria.

La recuperación primaria o comportamiento primario comprende la producción debida a la energía natural del yacimiento (P_i) que es suficiente para llevar los fluidos del yacimiento a los pozos y después a la superficie. En esta etapa, el movimiento de fluidos está regido por las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de empuje o de producción que se presentan en el yacimiento, para entender mejor los mecanismos

de desplazamiento de hidrocarburos en el yacimiento, la Tabla 1.1. Nos muestra la eficiencia de cada uno:

- ◆ Expansión del sistema roca-fluidos.
- ◆ Expansión por el gas disuelto.
- ◆ Expansión por casquete de gas.
- ◆ Imbibición espontánea.
- ◆ Empuje por acuífero asociado.
- ◆ Segregación gravitacional.
- ◆ Versiones anteriores utilizando un sistema de levantamiento artificial.

Tabla 1.1 Datos de escrutinio para procesos de recuperación primaria. (CNH, 2012).

MECANISMO	PRESIÓN DEL YACIMIENTO	RGA	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA	OTROS
EXPANSIÓN ROCA-FLUIDO	Declina rápido y continuamente.	Permanece baja y constante.	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	1-10%	
EMPUJE POR GAS DISUELTO	Declina rápido y continuamente.	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	5-35%	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%	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%	N calculado por balance de materia
SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	Declina rápido y continuamente.	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas.	Ausente o insignificante	40-80%	

1.1.2. Sistemas Artificiales de Producción (SAP).

Inicialmente, la presión del yacimiento (P_y) es considerablemente más elevada que la presión del fondo fluyendo en los pozos (P_{wf}), es decir: $P_y > P_{wf}$. Esta elevada presión diferencial natural desplaza los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, de la misma forma lo hace esta diferencia de presiones. Para reducir la P_{wf} o incrementar la diferencia entre P_y y P_{wf} y aumentar o mantener la producción de hidrocarburos, es necesario implementar un sistema artificial de producción (SAP) o de levantamiento artificial, tales como:

- ◆ Bombeo Neumático o BN, inyección de gas al pozo.
- ◆ Bombeo Mecánico o BM, bomba de varilla.
- ◆ Bombeo Electro-Centrífugo o BEC, con una bomba sumergible.
- ◆ Bombeo de Cavidades Progresivas o PCP.
- ◆ Bombeo Hidráulico o de émbolo.

La producción utilizando Sistemas Artificiales de Producción (SAP) se considera como recuperación primaria, la elección de un SAP depende de las propiedades del pozo y del aceite que se produce, como se explica en la Tabla 1.2.

La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas. Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje del volumen original, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de aceite.

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, ingeniería de diseño, etc.) permite obtener diferentes porcentajes de recuperación.

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.

Tabla 1.2. Consideraciones de los Sistemas Artificiales de Producción., (J.D. Clegg., S.M. Bucaram., N.W. Heln Jr., 1993)

TIPO DE SISTEMA	Viscosidad cP	Temperatura °C	Volumen bpd	Profundidad m	°API
Bombeo Neumático Continuo	>20	<205	<30000	<5000	16 A 20
Bombeo Neumático Intermitente	>20	<205	<30000	<5000	16 A 20
Bombeo Mecánico Reciprocante	<200	<288	<5000	<4877	>8
Bombeo de Cavidades Progresivas	<200	<121	<4500	<2000	<40
Bombeo Electro centrífugo Sumergido	<200	<205	<60000	<4572	<10
Bombeo Hidráulico Tipo Jet	<800	<288	<20000	<4572	>8
Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	<500	<288	<8000	<5182	>8
Bombeo por Émbolo o Pistón Viajero	NC	<288	<200	<5791	>15

Conocer todo lo referente a la recuperación primaria es primordial para el éxito de un proyecto ya que es el punto de partida para todo tipo de procesos. Para este propósito se ha destinado un espacio dentro de la GPS IOR/EOR (Véase Cap. 4) en donde se engloban todos los procesos definidos en la literatura como recuperación primaria además de los criterios de escrutinio y descripción de cada uno de ellos.

1.1.3. Procesos de Recuperación Secundaria.

El objetivo de estos procesos es mantener o reestablecer la energía del yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional a los fluidos del yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible que no afectan las propiedades físicas y químicas de los fluidos, por lo tanto se inyecta gas, agua y combinación agua-gas (París de Ferrer, 2001).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, mediante la inyección de un fluido inmiscible.

El momento óptimo para implementar un proceso de recuperación secundaria tendrá que decidirse con base en la rentabilidad del mismo, la producción que exista en ese momento, la declinación de la presión-producción y de las características del yacimiento.

1.1.3.1. Inyección de agua.

Es un proceso donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua, esta operación fue realizada por primera vez en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1985 y fue utilizada en los 40's. Para la inyección se utiliza el agua salada dado que se prohíbe desde el punto de vista contractual y ecológico el uso de agua fresca, el agua inyectada tendrá las siguientes características, la Figura 1.4. Esquematiza la inyección de agua (París de Ferrer, 2001):

- ◆ No debe ser corrosiva.
- ◆ Los componentes minerales como BaSO_4 , SrSO_4 , CaSO_4 , $2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 ocasionan la formación de conchas por lo que se debe tratar de eliminar del agua este tipo de minerales.
- ◆ Debe eliminarse los sólidos o líquidos en gran volumen que produzcan la obstrucción de los pozos de inyección.
- ◆ Muchos de los minerales arcillosos que se encuentran en el yacimiento al unirse con el agua, producen el aumento del volumen de los mismos (hinchamiento de arcillas), por eso el agua inyectada no debe reaccionar con estos.
- ◆ El agua preparada para la inyección debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento para que sean compatibles y pueda funcionar el método.

Hoy en día el método de recuperación secundaria más utilizado en el mundo es la inyección de agua, la Figura 1.4 esquematiza muy básicamente como ocurre el desplazamiento de hidrocarburos por el agua inyectada:

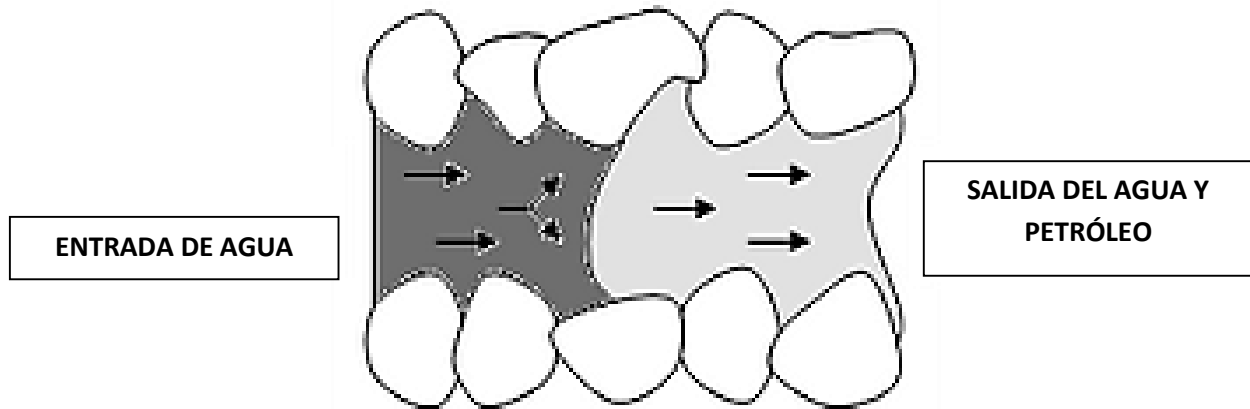


Figura 1.4. Modificado de Modelo de inyección de agua., (Paris de Ferrer, 2001).

La inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectoros:

- 1. Inyección periférica o externa:** Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, desde la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-aceite.
- 2. Inyección en arreglos o dispersa:** Se encarga de inyectar agua en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. También se conoce como inyección interna.

1.1.3.2. Inyección de gas.

Proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, disminuir la tasa de producción del crudo y para conservar el gas que se utilizará para la venta. Se usó a principios de los años 1900, con el objetivo de mantener la presión dentro del yacimiento. La inyección de gas es un proceso

inmiscible a menos que el gas inyectado se efectuó a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos (París de Ferrer, 2001).

Como se puede observar en la Figura 1.5. El gas inyectado desplaza al aceite de manera distinta al agua, por lo que debe tenerse en cuenta el tipo de empuje con el que cuente el yacimiento.

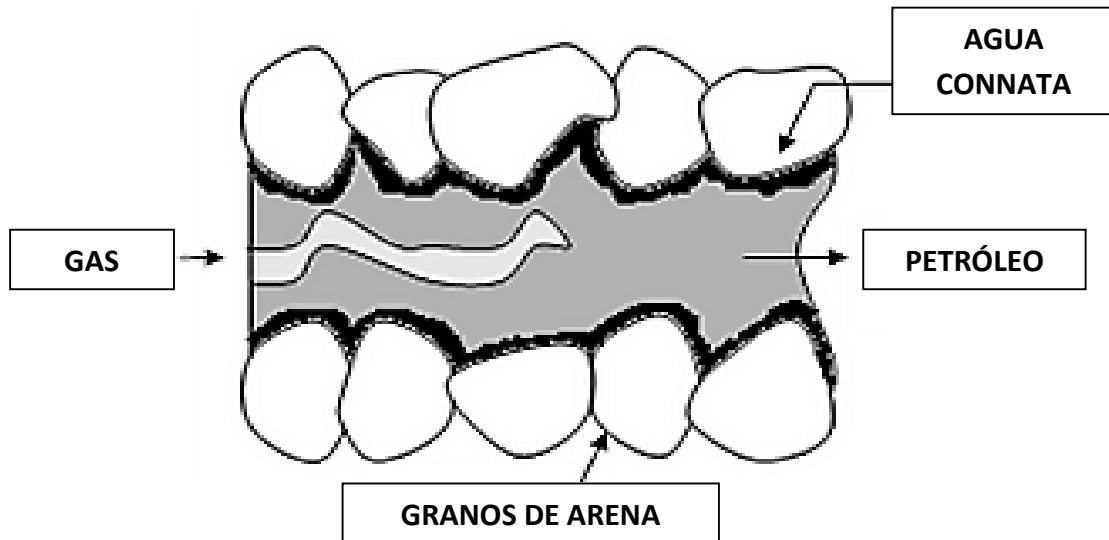


Figura 1.5. Modificado de Modelo de inyección de Gas., (París de Ferrer, 2001).

Un proceso de alta presión se refiere a la combinación del petróleo existente en el yacimiento y el gas inyectado, que produce la formación de una fase homogénea simple, el proceso enriquecido de hidrocarburos varía según el proceso de inyección de gas a alta presión principalmente por la manera que los hidrocarburos son transferidos de una fase a otra, este proceso puede ser aplicado a menores presiones que la del proceso de alta presión.

Factores importantes que intervienen en la cantidad de petróleo que se puede extraer mediante la inyección de gas:

- ◆ Las propiedades de los fluidos del yacimiento.
- ◆ El tipo de empuje.
- ◆ La geometría del yacimiento.
- ◆ La continuidad de la arena.
- ◆ El relieve estructural.

- ◆ Las propiedades de la roca.
- ◆ Temperatura y presión del yacimiento.

1. Inyección de gas interna o dispersa: Consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el crudo, dicha inyección se utiliza en yacimientos con casquete de gas inicial, por empuje del gas disuelto y donde no hay tendencia a capas de gas secundarias.

2. Inyección de gas externa: Es el proceso de inyección de gas cerca de la cima de producción del yacimiento, lugar donde está el casquete de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo.

1.1.4. Procesos de Recuperación Mejorada (EOR).

Los métodos de recuperación mejorada están enfocados a producir el aceite no movible mediante la inyección de 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.

Una definición aplicada actualmente de EOR es la siguiente:

"Métodos sofisticados de recuperación para aceite crudo los cuales van más allá de las técnicas secundarias de recuperación convencionales de mantenimiento de presión e inyección de agua. Los métodos de recuperación mejorada utilizados actualmente incluyen surfactantes-micelares, inyección de vapor, polímeros, hidrocarburos miscibles, CO₂ y métodos térmicos de remojo. Los métodos EOR no están restringidos como una recuperación secundaria o terciaria. Algunos campos requieren la aplicación de alguno de los métodos mencionados incluso desde la recuperación inicial de aceite." [5]

Los hidrocarburos explotables mediante métodos EOR entran en un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad hasta crudos con gravedades API muy bajas y de viscosidad muy alta.

⁵ Glossary of petroleum Industry.

Los métodos existentes en la recuperación mejorada o EOR se dividen en 3 grupos de acuerdo a la reacción o la naturaleza del proceso. A continuación se presentan todos los métodos EOR existentes, los cuales se encuentran en la GPS IOR/EOR y en la Selección de tecnologías IOR (Véase Cap. 4).

◆ **Métodos Térmicos:**

Combustión In-Situ, Inyección Continua de Vapor, Inyección Alternada de Vapor, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor O SAGD, Inyección de Agua Caliente.

◆ **Métodos de Inyección de gases miscibles:**

Inyección de Gases Hidrocarburos, Inyección de CO₂, Inyección de N₂.

◆ **Métodos Químicos:**

Inyección Micelar, Inyección de Alcalinos, Inyección de Surfactantes, Inyección ASP, Inyección de Polímeros.

◆ **MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery):**

Distintos microbios y bacterias.

Los avances tecnológicos, las nuevas aplicaciones de herramientas, el nivel de caracterización en el yacimiento y la capacitación del personal juegan un papel muy importante al momento de definir los pasos para la aplicación de un proceso de recuperación EOR. Los métodos de recuperación mejorada normalmente están enfocados a la recuperación de aceite, pero también existe la aplicación de estos métodos a yacimientos de gas y condensado durante su etapa de agotamiento natural o con acuífero asociado, para estos casos se utilizan los siguientes métodos:

- ◆ Inyección de agua a alta presión.
- ◆ Inyección de gas seco a alta y baja presión.
- ◆ Inyección de N₂, mezclas o aire a alta y baja presión.
- ◆ Inyección de CO₂, a alta y baja presión.
- ◆ Inyección alternada de gas-agua.
- ◆ Recirculación de gas.

En los yacimientos de gas y condensado debe cuidarse que la P_y esté ligeramente arriba de la presión de rocío ya que los condensados bloquean el flujo de hidrocarburos hacia los pozos productores disminuyendo su productividad.

1.2. DIFERENCIA ENTRE IOR Y EOR.

Un porcentaje considerable de la producción mundial de petróleo proviene de yacimientos y campos maduros, yacimientos que se encuentran en etapa de declinación, incluso algunos con un volumen residual de aceite.

Los métodos de recuperación mejorada o EOR se presentan como alternativas para la recuperación final de hidrocarburos, es decir, son métodos que generalmente se aplican al final de la vida productiva de un yacimiento o en un momento con una declinación tan grande que la recuperación secundaria no es suficiente (Dr. Leonid S, Dr. Eduardo M, Prof. Vladimir Alvarado., 2005).

En la actualidad existe cierta confusión en la diferencia entre Improved Oil Recovery (IOR) y Enhanced Oil Recovery (EOR), los dos conceptos se enfocan a la recuperación de aceite; en México y en otros países sin embargo el EOR es un subconjunto del IOR, lo que quiere decir que dentro de este proceso entran un rango amplio de actividades que se llevan a cabo como técnicas de recuperación mejorada, caracterización de yacimientos, administración de yacimientos y tecnologías en perforación de pozos.

Ha habido algunos esfuerzos para tratar de llegar a un consenso acerca de la correcta definición de estos conceptos. A continuación se presenta el resultado de dichos esfuerzos (Gunnar V. Sjøiland., 2006):

- ◆ **EOR** es el término internacional para referirse a la recuperación mejorada. Comprende la inyección de fluidos que originalmente no están presentes en el yacimiento y que generan desplazamientos de aceite más efectivos que los que se obtienen por los mecanismos de empuje asociados al mismo. No incluye el mantenimiento de presión ni la inyección de agua.
- ◆ El término **IOR** abarca cualquier proyecto que pueda incrementar la recuperación de hidrocarburos. Dentro de las prácticas de IOR se encuentran las técnicas EOR y además otras concernientes con la perforación de pozos (perforación direccional y

multilateral, el uso de información en tiempo real, menores distancias entre pozos, etc.), las operaciones de producción (cambios en la estrategia de producción, reducción en los costos de operación, separación y transporte, intervención de pozos, sistemas artificiales de producción, etc.) y la caracterización del yacimiento (modelos integrados de yacimiento, identificación de nuevos horizontes, etc.).

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en ciertos casos, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, tomando en cuenta las características de los procesos de recuperación avanzada, el EOR se referirá a las técnicas de recuperación de aceite empleadas para optimizar la recuperación del hidrocarburo el cual podría ser desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que **no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria**. En años recientes, el término IOR se ha usado con mayor frecuencia en lugar del tradicional EOR o del más restrictivo Recuperación Terciaria.

La mayoría de los ingenieros petroleros conoce el significado de tales palabras y frases, pero nuestra comunicación técnica mejorará si usamos los términos adecuados según su significado técnico y aplicando cada uno de estos en la correcta etapa del proceso al que se esté refiriendo, con lo cual podemos llegar al siguiente consenso, la Figura 1.6. Ejemplifica el alcance de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (IOR) (CNH, 2012):

- ◆ La IOR se refiere a cualquier método utilizado para aumentar la recuperación final de aceite en un yacimiento o un campo petrolero, máxima recuperación de aceite y aceite residual, así como de gas.
- ◆ La EOR se refiere a los métodos de recuperación terciaria o mejorada que se utilizan para incrementar la cantidad de crudo que puede recuperarse de un campo petrolero, normalmente estos métodos se utilizan en la etapa final de producción y están enfocados a la recuperación de aceite residual, que es el que ya no tiene las propiedades ni la saturación necesaria para fluir y es necesario alterar sus condiciones mediante métodos de recuperación mejorada.

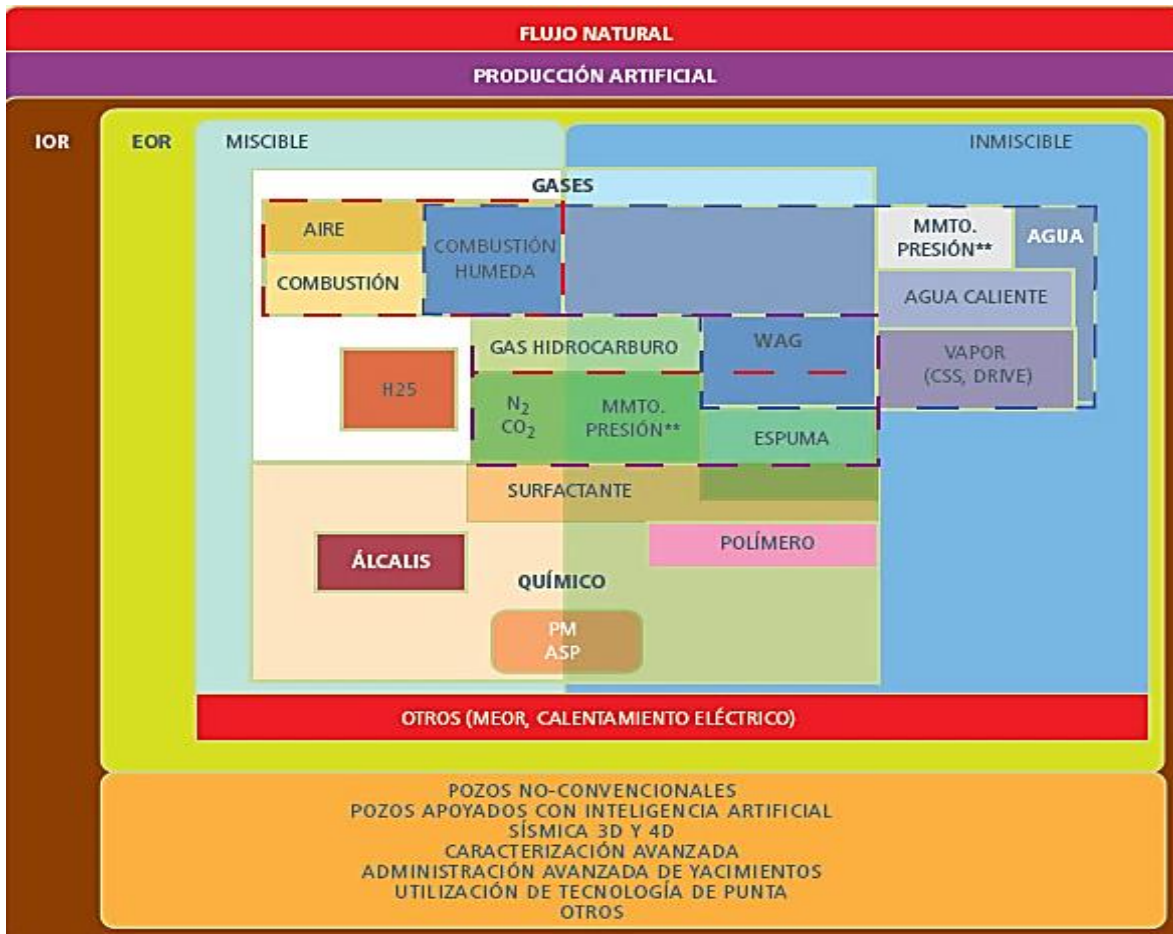


Figura 1.6. Una nueva propuesta de clasificación de métodos IOR-EOR. (CNH, 2012).

De acuerdo a todas las definiciones y descripciones de la recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR) que existen a nivel mundial, y a los objetivos de este trabajo hemos llegado a la determinación de una nueva clasificación para este concepto, la cual se muestra a continuación en la Figura 1.7. Así como la clasificación de las Tecnologías de Producción en la Figura 1.8. Que son una nueva propuesta de esta tesis:

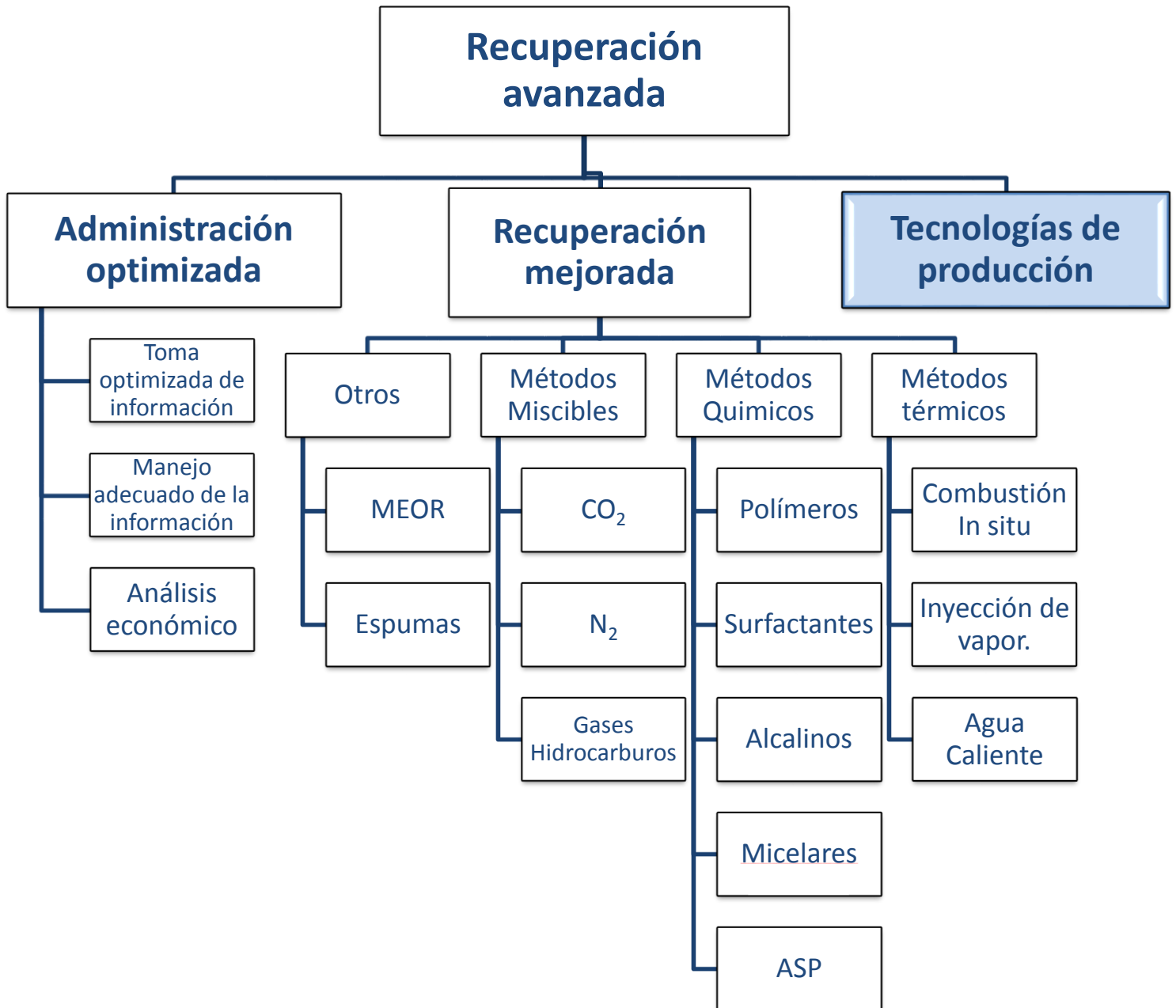


Fig. 1.7. Clasificación de los Métodos IOR, Modificado de Classification of IOR Methods (Joseph Lach, 2010)

Como se observa en la figura anterior, la clasificación de IOR incluye Tecnologías de producción, para entender a qué se refiere esta parte de la clasificación se ejemplifica en la Figura 1.8. Donde se muestra la clasificación de las Tecnologías de producción.

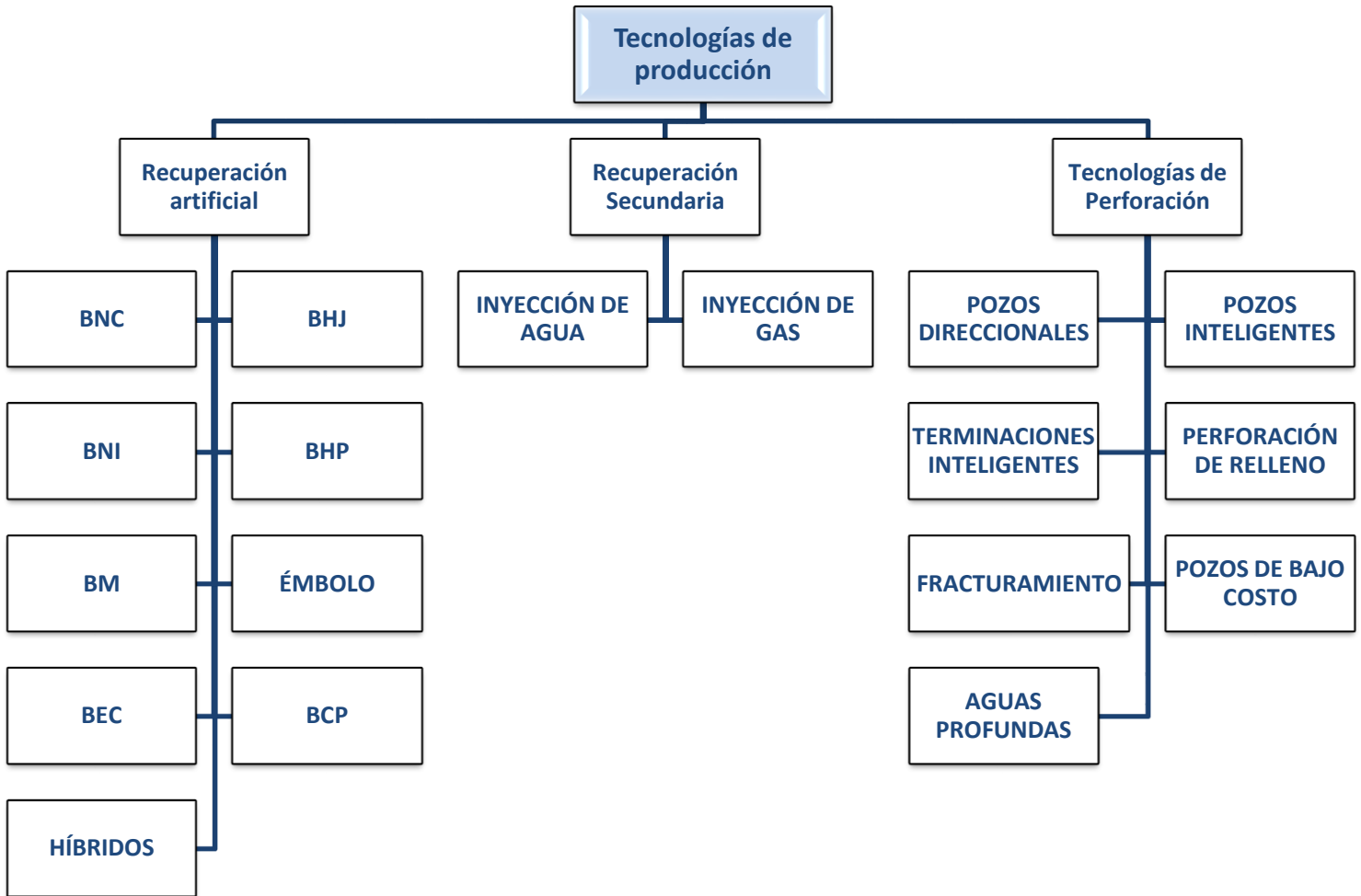


Fig. 1.8. Clasificación de las Tecnologías de Producción, Modificado de Classification of production technologies (Joseph Lach, 2010).

1.3. NUEVO ENFOQUE DE LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.

La necesidad de optimizar los procesos de explotación dentro de la industria petrolera recae en definir las etapas de los mismos de manera que el personal sepa cuáles son las mejores alternativas al momento de aplicar las tecnologías disponibles de acuerdo al tipo de fluido y tipo de yacimiento al cual se le aplique estos procesos.

El incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable es el objetivo de cualquier empresa petrolera en el mundo, un estudio temprano de las características del yacimiento, nos dará las herramientas necesarias para una administración adecuada del mismo, debe ser primordial al determinar las etapas del proyecto.

El enfoque IOR es sin duda una nueva estrategia para recuperar mayor volumen de aceite y aceite residual, por lo tanto se habla de la implementación de cualquier alternativa que aumente el factor de recuperación final de un yacimiento o campo petrolero, pero ¿cuál es el nuevo enfoque?, ¿qué diferencia hay entre ver un proyecto de manera convencional a verlo desde el enfoque IOR?

La diferencia es muy simple, un proyecto convencional tiene como objetivo la recuperación de aceite con los métodos y etapas de producción convencionales, es decir, aplicar los métodos y tecnologías de manera secuencial y monótona, en cambio, en un proyecto de recuperación avanzada (IOR), se busca implementar los métodos y/o tecnologías que den como resultado la máxima recuperación de hidrocarburos sin importar la etapa en la que se apliquen, es decir, no necesariamente encasillar los métodos por etapas, sino tenerlos como alternativas viables en cualquier momento de la explotación.

Como se sabe, existe una amplia clasificación de los tipos de yacimientos de acuerdo a su forma, tipo de fluido, tipo de trampa geológica, tipo de empuje, etc.; debido a esto, las técnicas y tecnologías utilizadas en cada uno de estos deben ser las adecuadas para generar una óptima recuperación de hidrocarburos.

Al ser México uno de los mayores productores de hidrocarburos en el mundo, éste debe afrontar muchos retos al momento de producir la materia prima que mueve al país, la mayor producción de hidrocarburos proviene de campos maduros, yacimientos naturalmente fracturados (YNF) y yacimientos carbonatados, lo cual hace imprescindible que los procesos utilizados en la explotación de éstos sean precisos para generar los máximos volúmenes de recuperación.

Es necesario el desarrollo de una guía, la cual nos ayudará a optimizar de forma continua y precisa los procesos que se presenten en estos campos, es decir, dejar a un lado el proceso convencional y dar paso a un proceso optimizado para la recuperación de hidrocarburos o IOR.

Cuando hablamos de un nuevo enfoque, nos referimos a que normalmente un yacimiento se explota en etapas fijas de producción, es decir:

- I. Recuperación primaria (Mecanismos de empuje y Sistemas artificiales de producción).
- II. Recuperación secundaria (Inyección de agua y/o gas).
- III. Recuperación mejorada (Métodos EOR).
- IV. Tecnologías de producción.

Por lo tanto, la diferencia entre la planeación de un proyecto convencional y uno con enfoque IOR, consiste en dejar a un lado las etapas secuenciales y cambiar a planes de desarrollo de campo que incluya todos los métodos necesarios que maximicen el factor de recuperación final de aceite, en la Figura 1.8. Se habla de esta diferencia de acuerdo a un estudio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Cuando se planea un proyecto IOR se incluyen todas las alternativas disponibles por lo tanto los métodos EOR pueden ser aplicados desde la etapa primaria de explotación.



Figura 1.9. Rompiendo el paradigma histórico (CNH, 2011).

Las estrategias de explotación de yacimientos no convencionales deberán ser desde el enfoque IOR ya que muchos de estos yacimientos requieren la aplicación de métodos EOR desde el principio de la explotación del yacimiento, tal es el caso de la producción de aceites pesados y extra pesados que necesitan de métodos térmicos desde el principio de la explotación para disminuir su viscosidad y hacer que fluyan hacia los pozos.

Bibliografía.

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012), "El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada.", México D.F: CNH.
2. Dr. Leonid Surguchev. Dr. Eduardo Manrique. Prof. Vladimir Alvarado (2005). Improved Oil Recovery: Status and Opportunities. Johannesburgo, South África: 18th World Petroleum Congress, 25-29 Septiembre, WPC-18-0886.
3. J. Roger Hite, George Stosur, Norman F. Karl Miller (2003). "The alphabet Soup IOR AND EOR: Effective communication requires a definition of terms". Kuala Lumpur, Malaysia: SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, 20-21 October, SPE-84908-MS.
4. Jorge Palma Bustamante. Introducción a los métodos de recobro. Universidad industrial de Santander. Documento gráfico formato ppt.
5. Gunnar V. Sjøiland (2006). "IOR - EOR Confusing terminology? Why do government need to about it?" Yakarta: Conference Petroleum Policy and Management (PPM).
6. Magdalena París de Ferrer (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo Venezuela: Segunda Edición.
7. H. Kjørholt, R.H. Utseth, and S. Strøm (2007). *Implementation of IOR Technologies*. 2007 Offshore Technology Conference auspicious in Houston, Texas, U.S.A. OTC 18750.

CAPÍTULO 2.

PANORAMA INTERNACIONAL
Y NACIONAL DE LA
RECUPERACIÓN AVANZADA
DE HIDROCARBUROS (IOR).

2.1. PANORAMA INTERNACIONAL DEL IOR.

Para entender mejor el potencial y alcance de los proyectos IOR es necesario saber cómo se encuentran dichos proyectos alrededor del mundo y en México. El panorama mundial y nacional del IOR es en realidad muy atractivo tanto para las empresas operadoras como para las de servicios; la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías para optimizar la recuperación final de aceite son los nuevos retos de la industria lo que da lugar a nuevas oportunidades de crecimiento técnico y económico así como la probable incorporación de reservas con la implementación de nueva tecnología y mejores prácticas.

Las reservas de petróleo son un indicador de gran importancia para el mercado de petróleo crudo, estas son uno de los pilares de las finanzas y la planeación de las compañías petroleras y, por ende, de los países productores. Geográficamente las reservas de crudo se encuentran concentradas en algunas regiones específicas.

El volumen de éstas es cambiante, ya que depende de los descubrimientos derivados de la actividad exploratoria, reclasificación de reservas, avances tecnológicos y ritmo de producción.

La evolución de estos volúmenes incide directamente sobre la seguridad energética y geopolítica de los países. Cabe mencionar que el precio del petróleo juega un papel importante en la determinación de las reservas, ya que éste puede favorecer la viabilidad del desarrollo de proyectos de explotación e incluso es un determinante para reclasificar el tipo de reservas.

Al cierre de 2012, las Reservas probadas mundiales de petróleo crudo ascendieron a 1,652.6 miles de millones de barriles (MMMb), 1.9% por arriba de 2010. Los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que en su mayoría se encuentran ubicados en las regiones de Medio oriente y África, aportaron 77.2% de dicho volumen. La Figura 2.1. Muestra las reservas de petróleo en miles de millones de barriles de las distintas regiones petroleras del mundo al cierre del 2012.

Los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) contribuyeron con 14.2% de las reservas mundiales. Esto demuestra la importancia del comercio internacional de petróleo crudo, ya que en conjunto, estos últimos países demandan la mayor cantidad de crudo.⁶

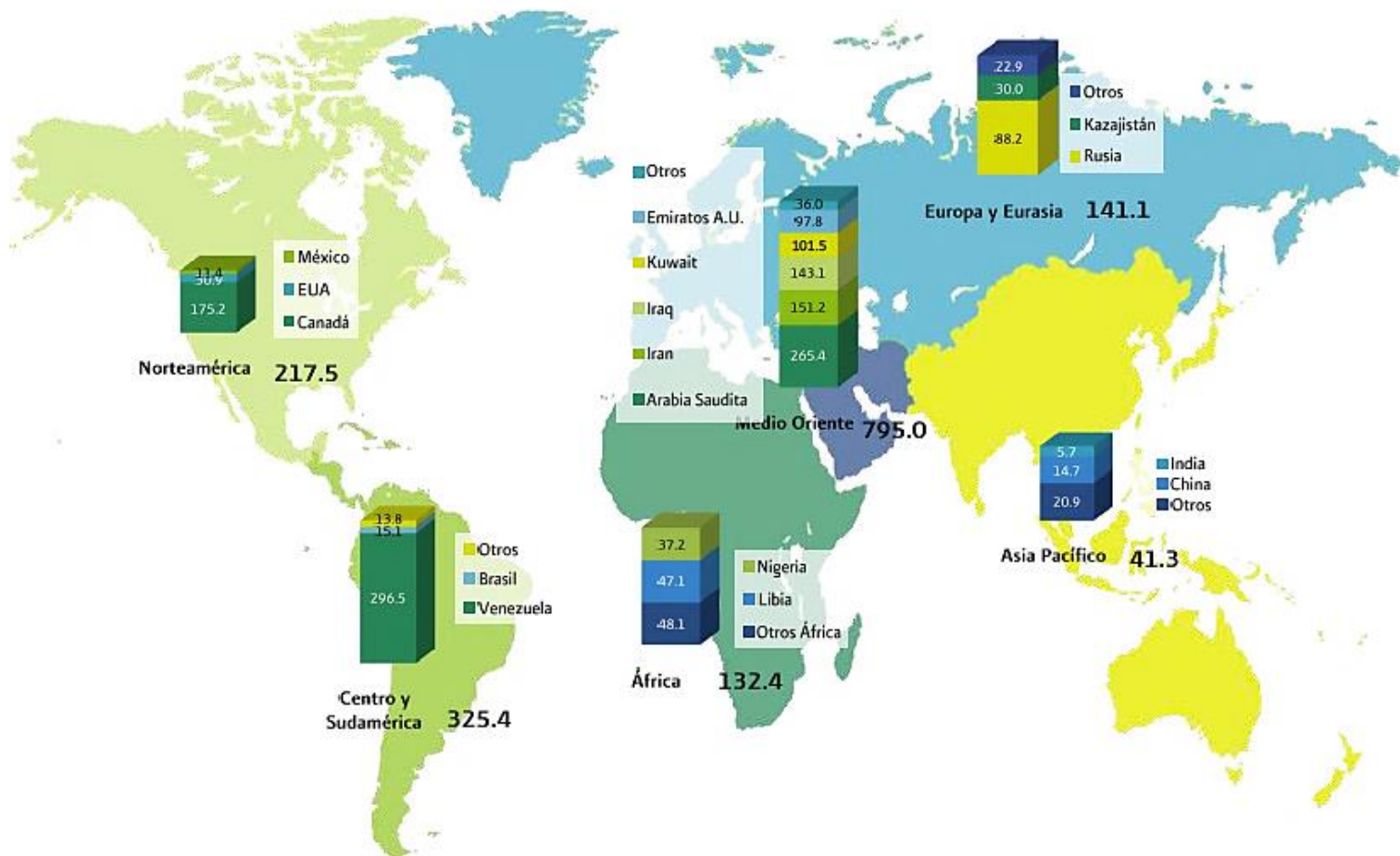


Figura 2.1. Reservas probadas por región, al cierre de 2012 (mmbbl). (SENER, 2013).

Los métodos de Recuperación Avanzada (desde ahora IOR) engloban los métodos de Recuperación Mejorada (EOR) así como las nuevas tecnologías de perforación y control de pozos, monitoreo inteligente de yacimientos, técnicas avanzadas de monitoreo y la aplicación de diferentes mejoras en el proceso de recuperación primaria y secundaria.

⁶ Secretaría de Energía. "Prospectiva de petróleo y petrolíferos 2013-2027". México, 2013.

El máximo potencial del IOR recae en la reducción de riesgos y gastos de capital (CAPEX) haciendo mejor uso de la infraestructura existente y alargando la vida productiva de los campos.

Es bien conocido que los proyectos EOR han sido fuertemente influenciados por la economía actual, los precios del crudo y la tecnología.

La implementación de estos proyectos depende de la preparación y el compromiso de los inversionistas para manejar el riesgo y la exposición económica ante otras oportunidades más atractivas de inversión (Dr. Leonid S., et al, 2005):

- ◆ En Estados Unidos los proyectos químicos y térmicos de EOR han ido en constante decline desde mediados de los ochentas, debido al incremento de los proyectos de inyección de gas que han sido preferidos en la última década como método de recuperación.
- ◆ Los proyectos de inyección de gas, principalmente la inyección de CO₂, se han ido expandiendo así como un sin número de proyectos térmicos desde el 2002. El incremento de la producción de aceite de los proyectos de inyección de gas alcanzo 345,514 BPD correspondiente a un 52% de la producción de IOR en Estados Unidos.
- ◆ En Rusia, los métodos químicos, el fracturamiento y las tecnologías de pozos han sido los responsables del incremento en la producción de aceite en el periodo de 2000-2004.
- ◆ La inyección de agua y gas ha sido establecida como método de recuperación secundaria en el Mar del Norte para los campos de aceite, se ha observado que la recuperación de aceite es muy efectiva debido al radio de movilidad del contacto agua-aceite (w-o). El promedio del factor de recuperación de estos métodos es de un 45% y se prevé que puede aumentar hasta un 50%.

RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS

La siguiente Tabla muestra las tecnologías IOR más utilizadas en los últimos años en Rusia.

Tabla 2.1. Modificado de Producción de aceite por procesos IOR en Rusia. (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado., 2005)

IOR	2000	2001	2002	2003	2004
Fracturamiento	13,1	11,5	11,4	11,6	12
Pozos horizontales	4,1	5,6	6,8	7,8	8,6
Pozos side track	1,7	2,5	3,3	4,1	5
Métodos térmicos EOR	13,3	12,95	12,85	12,9	12,54
Inyección de gas	0,15	0,14	0,14	0,14	0,16
Inyección de agua convencional y otros tipos de inyección.	6,09	6,18	6,09	6,27	6,29
Recuperación total IOR (MMb)	41,14	41,65	43,48	45,86	47,86

La siguiente tabla muestra la un resumen de aproximadamente 1400 proyectos EOR reportados alrededor del mundo basados en la litología del yacimiento. La tabla reúne información publicada y reportada de la aplicación de métodos EOR durante los últimos 40 años.

Tabla 2.2. Modificado de Métodos IOR implementados por tipo de litología. (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado., 2005).

Procesos de recuperación		Litología de la formación		
		Arenas	Carbonatos	Otros
Métodos térmicos	Inyección de vapor	513	7	12
	Inyección de aire	27	10	1
	Inyección de agua caliente	17	-	-
Inyección de gas	CO ₂	117	92	10
	Hidrocarburos	45	47	25
	N ₂	19	14	2
Métodos químicos	Alcalinos	22	-	-
	Polímeros	267	64	9
	Miscelar polímeros	38	-	-
	ASP, AS, S, AP	27	-	-

2.1.1. Tecnologías IOR aplicadas en el mundo.

Las tecnologías IOR representan una amplia gama de métodos aplicables a yacimientos de distintas litologías y características, éstas son utilizadas en distintas regiones del mundo y algunas de ellas en México. Éstas se están o han sido utilizadas en los países productores de petróleo más importantes del mundo. Algunos procesos EOR se han aplicado en países como Canadá, Estados Unidos, Brasil, Venezuela y China por mencionar algunos.

Ejemplos exitosos de la implementación de estos procesos son:

- ◆ Canadá: implementación de procesos de drenado con vapor (SAGD) en el Campo Dover Field.
- ◆ Trinidad y Tobago: Inyección de vapor en los campos Crude E.
- ◆ Brasil: Inyección de vapor, inyección cíclica o también llamada estimulación huff and puff implementados desde 1969, derivado del descubrimiento de aceite pesado en Sergipe-Alagoas y Potiguar, cuencas costa dentro del territorio. La inyección de vapor cubre un amplio rango de viscosidades y es responsable de casi la tercera parte de los procesos de recuperación, esto un 3% de la producción total (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado., 2005).

La inyección de gas representa el segundo método EOR más importante de la última década. El CO₂ y la inyección de hidrógeno, ya sea miscible o inmisible, son los procesos más aplicados. El CO₂ se ha convertido en el proceso EOR más importante en los Estados Unidos.

Canadá, Turquía y Trinidad y Tobago son otros países que utilizan la inyección de CO₂ junto con los Estados Unidos, otros países como Australia, Croacia y Noruega ya están en planeación y evaluación para la implementación de proyectos de inyección de CO₂ en un futuro próximo. La inyección de gases de hidrocarburo es también utilizado ampliamente como un proceso de inyección de gas para la recuperación de aceite mediante un desplazamiento, también conocido como WAG (Water-Alternating-Gas). Muchos proyectos de inyección de gas de hidrocarburo en condiciones de desplazamiento miscible e inmisible fueron implementados en Alaska, Noruega, Kuwait y Venezuela.

Cabe destacar que los procesos EOR son tema atractivo en la recuperación de aceite en cualquier proyecto petrolero, pero no son la única alternativa que brinda el enfoque IOR, los métodos de recuperación secundaria, la recuperación artificial, las tecnologías de producción, la perforación direccional y las estrategias de desarrollo de campos a partir de la combinación de las tecnologías mencionadas son hoy en día la mejor opción para obtener un rendimiento mayor y por su puesto un factor de recuperación final más eficiente.

Países como Noruega, Estados Unidos, Brasil, Canadá, China, entre otros, han sido pioneros y siguen a la vanguardia en el uso y aplicación de las tecnologías y métodos IOR, desde la perforación de pozos direccionales, inteligentes hasta procesos químicos de recuperación mejorada.

Actualmente la perforación en aguas profundas, la producción de shale gas y shale oil, la producción de aceites pesados y extra pesados así como la explotación de yacimientos no convencionales representan los retos de esta nueva era de la industria petrolera y para afrontarlos las tecnologías IOR son la mejor alternativa. En la Figura 2.2. Se observan los diferentes procesos EOR que realizan las diferentes operadoras internacionales y PEMEX, el cual solo está en etapa de investigación y desarrollo en la mayoría de los procesos de recuperación mejorada.



Figura 2.2. Comparación del desarrollo de procesos de recuperación mejorada por operadoras internacionales y Petróleos Mexicanos (Dr. Rodríguez de la Garza, 2013).

RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS

Además de los procesos EOR utilizados por compañías internacionales, también es buena idea saber todas las tecnologías y procesos IOR utilizados en el mundo y en México. En la Tabla 2.3. Se muestran las diferentes tecnologías IOR y en qué países son utilizadas, es otra forma de tener un mejor panorama de México con respecto a la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos.

Tabla 2.3. Proyectos IOR/EOR en el Mundo. (Alcudia., De La Fuente., 2015).

TECNOLOGÍAS IOR	PROYECTOS IOR/EOR EN EL MUNDO											
	PAÍSES											
	Canadá	Brasil	EUA	Trinidad y Tobago	Noruega	Malasia	Rusia	Egipto	China	Venezuela	Australia	México
Combustión in situ	✓	✓							✓	✓		En prueba
Inyección de vapor		✓	✓	✓			✓	✓		✓		✓
SAGD												✗
CHOPS	✓								✓	✓		✗
ASP	✓						✓		✓	✓		✗
Inyección de surfactantes		✓					✓					En prueba
Inyección de CO2	✓		✓	✓	✓						✓	✓
Inyección de nitrógeno			✓									✓
WAG			✓		✓			✓		✓		✗
Espumas												En prueba
Gases hidrocarburos					✓							En prueba
Inyección de alcalinos		✓					✓					✗
Microbios		✓	✓		✓	✓						✗
Inyección de agua		✓	✓	✓			✓	✓		✓		✓
Inyección de agua salada		✓	✓		✓	✓					✓	En prueba
Pozos horizontales	✓	✓	✓		✓		✓		✓	✓		✓
SAP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Fracturamiento hidráulico			✓			✓			✓			✗
Aguas profundas		✓	✓		✓							En prueba

2.1.2. Ejemplos de aplicación de Tecnologías IOR.

2.1.2.1. Brasil.

Las aplicaciones de recuperación terciaria de aceite en Brasil dieron sus primeros pasos con los descubrimientos de campos petroleros derivado de los esfuerzos ingenieriles en este país. Sin embargo, la escala de aplicación no abarcó desde las pruebas piloto hasta la comercialización ni escalas de campo, excepto por los procesos de inyección de vapor, inyección de CO₂ y posiblemente inyección de polímeros.

Todos los proyectos de recuperación terciaria fueron costa dentro en cuencas maduras del noreste de Brasil, la mayoría de estos en areniscas con una buena permeabilidad. Muchos proyectos fueron implementados entre 1969 y 1985. Los bajos precios del aceite en los 80's y 90's tuvieron un efecto devastador en los esfuerzos de aplicar la recuperación terciaria a nivel mundial y Brasil no fue la excepción.

Debido al descubrimiento de yacimientos de aceite pesado en la porción costa fuera de las cuencas Sergipe-Alagoas y Potiguar, la inyección cíclica de vapor fue introducida en el país. Así debido al éxito de este proceso se implementó la inyección de vapor como segundo proceso de recuperación (Farid S, Celso C. Antonio L.S., Antonio Carlos C., Carlos R.C. Paulo R.S, 2002).

La inyección de vapor cubre un amplio rango de viscosidades para aceite y es responsable de casi la tercera parte de la producción por recuperación en el país. Otras tecnologías aplicadas fueron la combustión in-situ y el calentamiento electromagnético como tecnologías para recuperación de aceite en diferentes campos de la región.

La inyección de polímeros vino después como un método de recuperación de bastante importancia en Brasil. La primera inyección fue implementada en 1969, en el campo Carmópolis. Algunas evaluaciones posteriores demostraron que un 5% más de recuperación puede ser atribuido al uso de procesos de inyección de polímeros.

Debido a la disminución de las perspectivas para los métodos clásicos de recuperación terciaria, se abrió una excelente oportunidad para el desarrollo de procesos IOR, entendiendo este como cualquier esfuerzo para optimizar la estimación de reservas y disminuir las incertidumbres.

Para ayudar incrementar reservas derivadas de campos que no son económicamente viables para su explotación con la ayuda de la implementación de nuevas tecnologías, optimizar la economía de los procesos de producción, anticipar la forma de producción con el uso de tratamientos al pozo y para incrementar el factor de recuperación en los campos. La siguiente figura muestra las cuencas más importantes de Brasil y su ubicación.

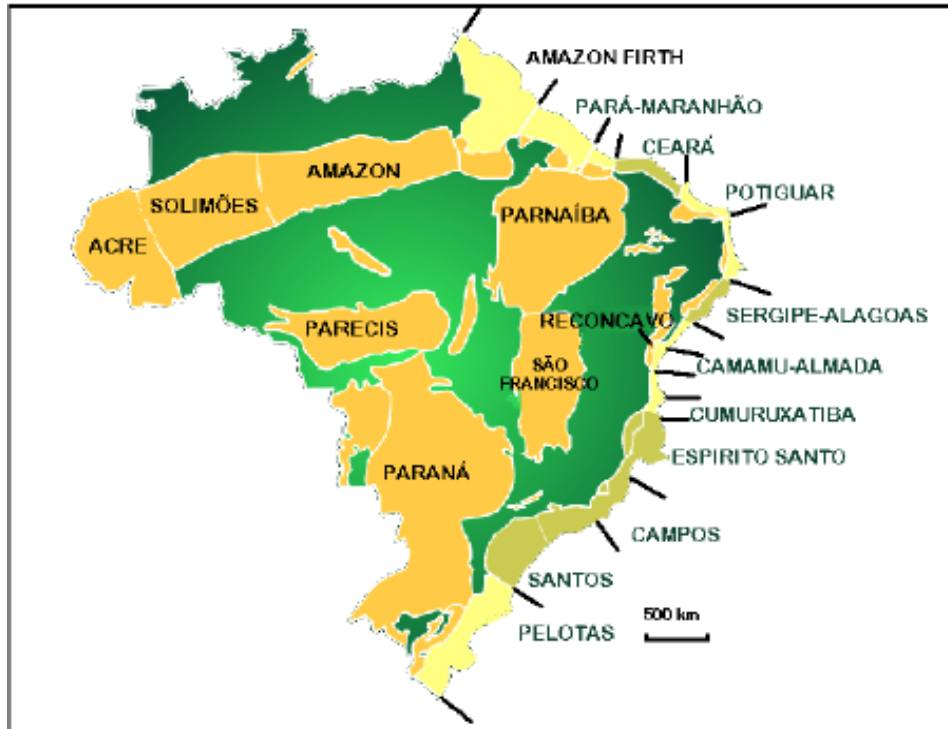


Figura 2.3. Principales cuencas sedimentarias de Brasil (Farid S, Celso C. Antonio L.S., Antonio Carlos C., Carlos R.C. Paulo R.S, 2002).

Para asegurar los beneficios de estas oportunidades, Petrobras creó en 1993 el Advanced Oil Recovery Program (PRAVAP), el cual es un programa estratégico para el diseño de optimizaciones a través de la búsqueda de tecnología y técnicas de aplicación estandarizadas para el desarrollo de campos petroleros en tiempos presentes (Roberto F., Mezzomo., 1998).

RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS

El programa opera en conjunto con universidades Brasileñas e internacionales además de instituciones dedicadas al desarrollo de tecnologías. En la siguiente tabla se muestran los procesos EOR que se han aplicado en las diferentes cuencas brasileñas de acuerdo a las propiedades de cada una:

Tabla 2.4. Modificado de Recuperación terciaria en Brasil (Farid S. Shecaira, Celso C.M. Branco, Antonio L.S de Souza, Antonio Carlos C. Pinto, Carlos R.C. Paulo R.S., 2002).

Basin	Field	Method	Rock type	Pilots	Perm.	Area	Depth	Temp.	Density	Visc.
					(md)	(acres)	(ft)	(F)	(API)	(CP)
Recôncavo	Araçás-Sergi	CO2 flood	Sand	2	15	1250	7400	225	40	1
Recôncavo	Araçás-Santiago	CO2 flood	Sand	1	250	740	3940	140	40	3
Recôncavo	Buracica	immiscible CO2 flood	Sand	1	400	2000	1970	113	37	8
Recôncavo	Rio Pojuca	CO2 flood	Sand	1	100	1235	5900	176	38	3
Recôncavo	Taquipe	CO2 flood	Sand	1	300	740	3600	140	39	5
Recôncavo	Miranga	CO2 flood	Sand	6	100-250	2000	3280-4266	140-158	41	3
Recôncavo	D. João	Alkaline	Sand	1	200	18	885	100	37	4
Recôncavo	Buracica	Fireflood	Sand	1	440	75	2300	120	35	11
Recôncavo	Fz. Alvorada	Steam	Sand	1	500	740	590-1310	95-113	30	>10
Recôncavo	D. João Terra	Steam	Sand	1	200	22	980	100	35	10
Recôncavo	Miranga	Steam	Sand	1	500	500	2300	122	18	900
Recôncavo	Buracica	Polymer	Sand	1	300	17	4600	140	34	10,5
Recôncavo	Candeias	Nitrogen flood	Sand	1	150	1480	4920	113	36	5
Sergipe-Alagoas	Carmópolis	Fireflood	Sand	3	220-650	30-120	2200	115	22	40-80
Sergipe-Alagoas	Carmópolis	Polymer	Sand	1	200	10	2300	118	22	41
Sergipe-Alagoas	Carmópolis	Polymer	Sand	1	200	90	2300	118	22	50
Sergipe-Alagoas	Carmópolis	Steam	Sand	9	80-500	80-190	2400	122	22	120-300
Sergipe-Alagoas	Siririzinho	Steam	Sand	1	230	15	1500	120	25	24
Sergipe-Alagoas	Carmópolis	Microbial	Sand	1	1000	40	2300	118	22	50
Sergipe-Alagoas	Castanhal	Steam	Sand	1	4500	1750	650	97	16	4000
Potiguar	Alto Rodriguez	Steam	Sand	1	2000	140	820	102	18	1000
Potiguar	Estreito	Steam	Sand	2	3000	250	600	100	16	1080-2250

Este programa estará enfocado en resolver las distintas problemáticas que se presentan en los procesos implementados en los distintos campos de la región, algunos ejemplos de estas optimizaciones son:

- ◆ **Manejo y tratamiento de agua.**
- ◆ **Aceite pesado en costa fuera.**

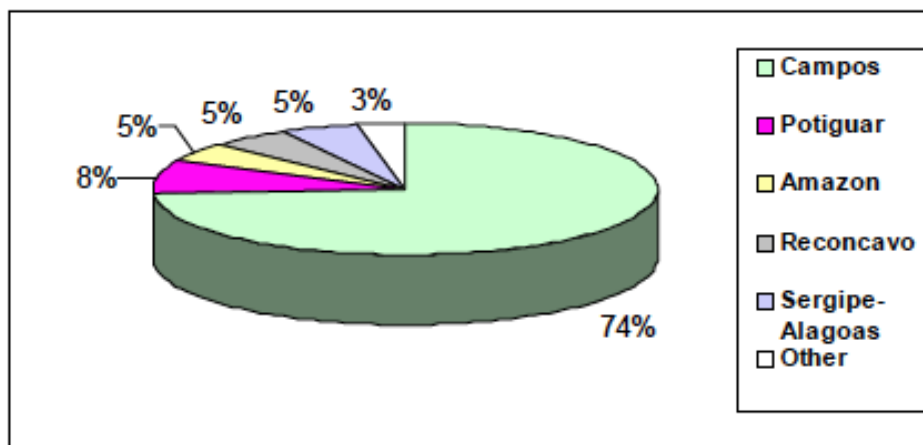


Figura 2.4. Producción de aceite de cuencas sedimentarias (Farid s et al, 2002).

Los recientes cambios en el sector petrolero en Brasil, ha dado paso a la apertura de segmentos de E&P, el creciente aumento en los procesos costa fuera, lo cual ha creado condiciones óptimas para el desarrollo de modelos IOR en la región, en un esfuerzo multidisciplinario que se compromete no sólo con todas las áreas del proceso ingenieril petrolero, sino también con geo ciencias, sistemas de producción y manejo de hidrocarburos. Todo esto destinado a hacer crecer las oportunidades de aumentar la producción del país así como optimizar los procesos llevados a cabo para lograr este cometido.

2.1.2.2. Noruega.

El Mar del Norte es una de las regiones petroleras del mundo en donde más se utilizan las nuevas tecnologías petroleras aplicadas tanto a la recuperación secundaria como a la recuperación mejorada o terciaria, es por esto que para tener un panorama internacional de la Improved Oil Recovery (IOR) es importante hablar de Noruega.

El Mar del Norte ha sido por muchos años el laboratorio para experimentar con nuevas tecnologías, rompiendo con todas las expectativas de recuperación de aceite y extendiendo la vida productiva de campos importantes. Desde el descubrimiento del

campo gasífero Groningen en 1959 en Holanda, la exploración en el Mar del Norte ha llevado al desarrollo de las plataformas continentales del Reino Unido (UK) y Noruega. La inyección de agua ha sido el método de recuperación más común en los campos de UKCS (United Kingdom Continental Shelf) (Dr. Leonid S., et al, 2005).

La re-inyección de gas hidrocarburo ha sido también un método exitoso, los factores de recuperación para los campos maduros de la UKCS son de 10% a 70% del volumen original, con un porcentaje promedio de 45%. Los avances tecnológicos en la perforación, caracterización de yacimientos y métodos mejorados de sísmica 3D/4D, administración de yacimientos, monitoreo de yacimientos, inyección de gas y WAG (Water Alternating Gas), la inyección de agua en campos carbonatados, entre otras, han logrado un aumento en la recuperación de aceite (Dr. Leonid S., et al, 2005).

La inyección alternada de agua y gas (WAG) también se ha implementado, fue inicialmente propuesta para controlar la movilidad del gas inyectado y agregar los volúmenes requeridos de inyección para el mantenimiento de presión en lugares con gas limitado. En los yacimientos de arenas altamente permeables de Noruega se ha descubierto que el agua y el gas segregan rápidamente y el desplazamiento de aceite de diferentes secciones del yacimiento da un mejor efecto total (Dr. Leonid S., et al, 2005).

La aplicación de espumas en el Mar del norte ha sido utilizada para dos fines: para control de movilidad y espuma para bloquear el filtrado de gas en pozos productores. También se han utilizado geles para bloquear zonas de filtración de agua y mejorar la perforación y producción de pozos.

Las tecnologías como la perforación de relleno, los pozos horizontales, pozos multilaterales, control remoto avanzado de pozos en campos maduros para producir las reservas remanentes y mejorar la eficiencia de barrido. También se utilizan terminaciones de pozos horizontales con camisas deslizables y control remoto de fondo de pozo. En los campos Oseberg, Ekofisk, Gullfaks, Statfjord entre otros, la mayoría de los pozos productores son horizontales o altamente desviados (Dr. Leonid S., et al, 2005).

El potencial de la producción en Noruega se ve reflejado en la gran cantidad de proyectos IOR que se desarrollan, la siguiente figura muestra la producción en MMboe/d proveniente de distintas oportunidades en el Mar del Norte hasta el 2010:

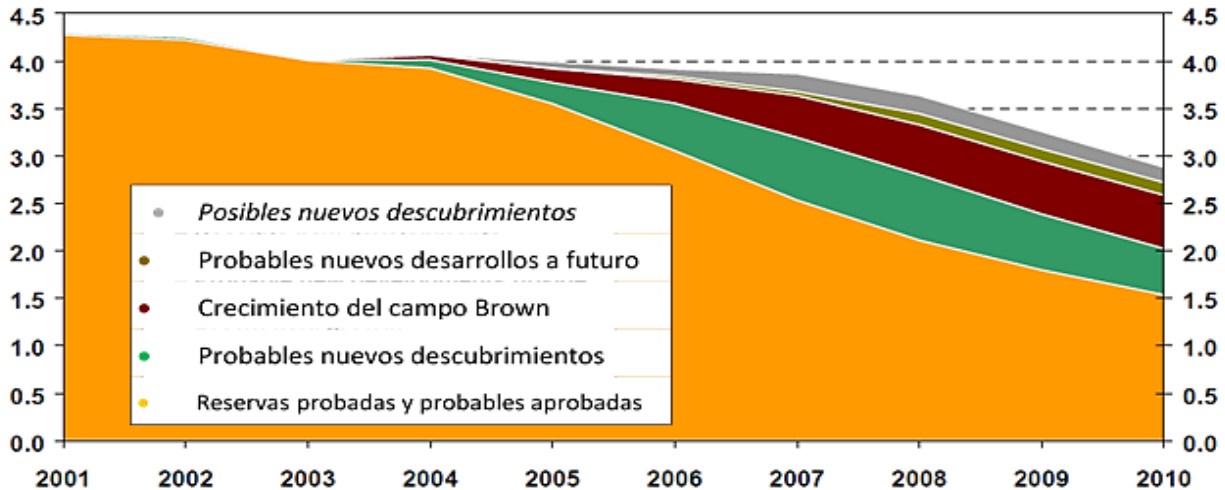


Figura 2.5. Modificado de "Pronostico de producción de aceite y gas en la plataforma continental del Mar del Norte" (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado, 2005).

Han pasado aproximadamente 50 años desde que las actividades petroleras comenzaron en la plataforma Noruega, y muchos campos siguen produciendo hasta la fecha. De acuerdo con los planes actuales de producción, más de la mitad de los recursos existentes en los campos noruegos se dejarán atrás cuando la producción termine, es por eso que uno de los principales objetivos del NPD es contribuir a la recuperación avanzada de los campos. Mejorar unos cuantos puntos porcentuales la producción representa grandes ganancias para la sociedad Noruega (Dr. Leonid S., et al, 2005).

Es importantes señalar que la industria petrolera de Noruega se enfoca en el desarrollo de la sociedad y de la nación a través del uso de las mejores tecnologías y planes de producción así como también una magnífica organización que permite implementar procesos pioneros en la industria y priorizar la implementación de tecnologías necesarias, la supervisión de los proyectos y siempre pensar en una explotación racional de los hidrocarburos nacionales.

Atendiendo a lo anterior, en Noruega se dan licencias para los trabajos de exploración, producción y transporte de hidrocarburos, y en todas estas licencias se implementa la filosofía de la “Improved Oil Recovery”, y esto quiere decir que en las licencias o, licitaciones como nos referimos en México, se debe invertir en proyectos que optimicen la recuperación de aceite, que en Noruega significa algunos de los siguientes ejemplos:

- ◆ Perforar más pozos.
- ◆ Medidas para incrementar la producción de pozos existentes.
- ◆ Inyección de fluidos en los yacimientos para recuperar más petróleo.
- ◆ Modificaciones en las instalaciones y en los procesos.

En 1995 la recuperación promedio en un campo Noruego era de 40%, actualmente este porcentaje ha aumentado a 46% gracias a la optimización en la recuperación. También se resalta que la aplicación de nuevas tecnologías ha sido y continúa siendo muy importante en la recuperación avanzada de yacimientos (Norwegian Petroleum Directorate, 2014).

Para la industria petrolera Noruega la IOR/EOR se definen como cualquier medida que logre cualquier incremento en las reservas y la recuperación de aceite con relación a un punto de referencia en el tiempo, es decir cualquier incremento en las reservas o en la producción de un t_0 a un t_x es considerado como IOR/EOR.

Normalmente el punto de referencia es el Plan for Development and Operation o PDO, que es el plan base para un campo en producción, se compara el estimado con el histórico de producción y se puede observar el aumento de la producción.

En la industria petrolera de Noruega hacen una diferencia entre IOR y EOR, ambas son medidas para incrementar y potenciar la recuperación de aceite pero hacen una diferencia entre el objetivo de la recuperación IOR y la recuperación EOR:

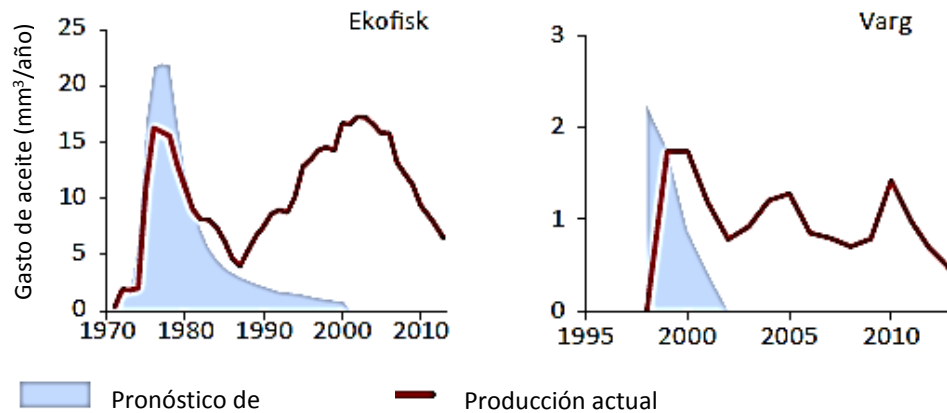


Figura 2.6. Modificado de "Comportamiento de la producción por Ekofisk, Varg, Oseberg y Ula" (NPD, 2014).

- ◆ La Improved Oil Recovery conlleva métodos convencionales y mecánicos de recuperación dirigidos al aceite movable y es comúnmente llamada como optimización de la producción, en la plataforma Noruega, la perforación de pozos adicionales y más avanzados ha sido la principal medida IOR.
- ◆ La Enhanced Oil Recovery se refiere a técnicas avanzadas de inyección donde las propiedades existentes de los fluidos del yacimiento son alteradas, se alteran la tensión superficial e interfacial para recuperar el aceite inmóvil o el aceite residual.

2.2. PANORAMA NACIONAL DEL IOR.

El mercado energético se caracteriza por la fuerte competencia que existe entre las empresas dedicadas a la generación de la energía que utilizamos diariamente. Hablando únicamente sobre petróleo, las empresas líderes en extracción del mismo siempre están a la expectativa de encontrar la forma de reducir sus costos y al mismo tiempo incrementar su eficiencia operativa, lo cual se logra únicamente con la optimización de los procesos y las tecnologías que se aplican en la recuperación del codiciado energético.

En este ámbito entra Petróleos Mexicanos (PEMEX), este es conocido por tener campos de alta productividad y ser el administrador de las reservas de hidrocarburos que existen en el país, lo cual lo ha situado dentro de los grandes productores de petróleo en el mundo.

El desempeño esperado de PEMEX era alto pero, debido a las dificultades tecnológicas y los problemas que se presentan por la complejidad en algunos campos y yacimientos del país han declinado la producción y puesto a prueba la eficacia de PEMEX para poder satisfacer las necesidades energéticas del país.

Desde el año 2005 y hasta 2009, la producción declinó de manera importante, para pasar de 3.383 a 2.601 MMBPD en 2009. De 2009 hasta 2011, la extracción de aceite se mantuvo arriba de 2.5 MMBPD. Actualmente se producen a Octubre de 2011, 2.551 MMBPD. La producción de gas natural pasó de 2009 a 2011 de 7031 a 6762 MMPCD.⁷

Debido al alto índice de declinación en la producción de aceite en el país es necesario la toma de medidas drásticas en cuanto a los procesos que se aplican en la extracción y el manejo del hidrocarburo, esto debido a que sin duda los procesos que se llevan a cabo ahora no son los adecuados o han dejado de suministrar la eficiencia que PEMEX necesita para ser una operadora competitiva y que se ubique en los primeros puestos a nivel mundial.

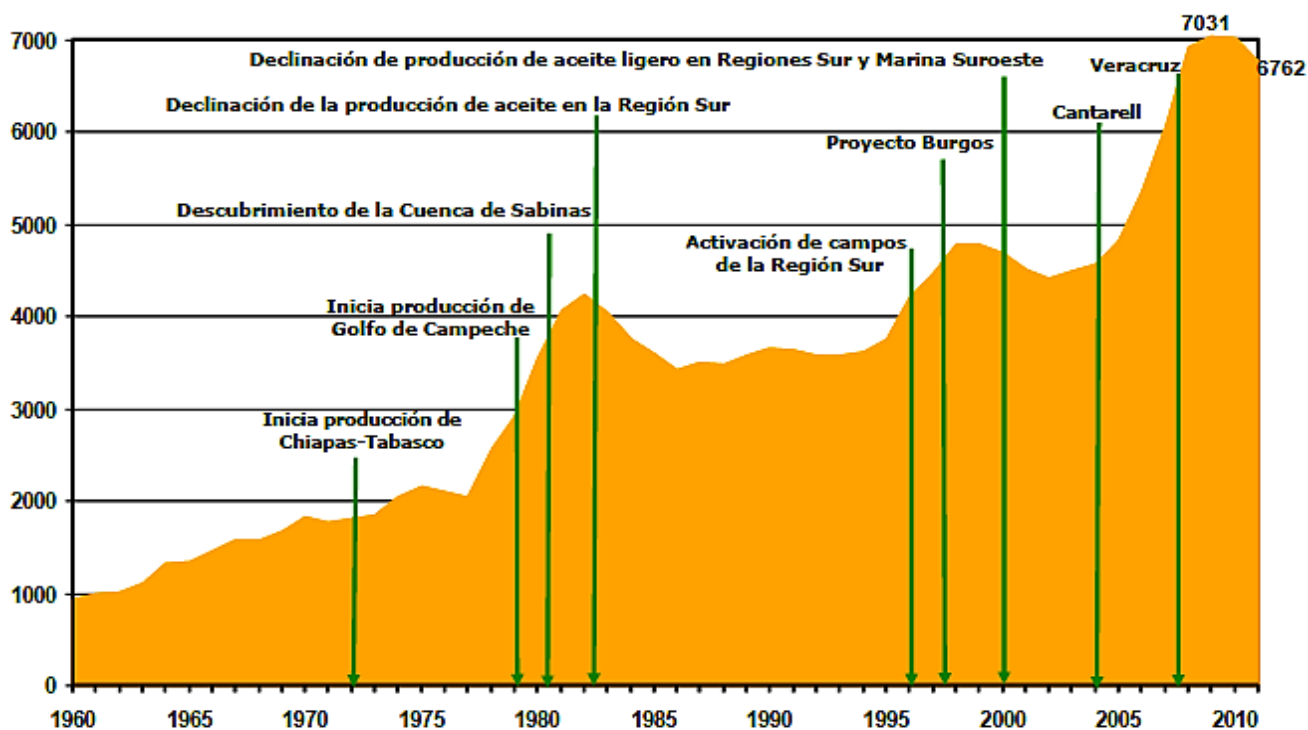


Figura 2.7. Producción de gas natural en México 1960-2010 (CNH, 2011).

⁷ Comisión Nacional de Hidrocarburo, “Documento Técnico 2 (DT-2)-La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos”, Diciembre 20 de 2011.

Existen una serie de necesidades tecnológicas que requiere PEMEX para poder optimizar sus procesos y así incrementar su producción y sus reservas, es decir, lo que este requiere es un nuevo enfoque basado en mejores prácticas y mejores procesos para la recuperación del hidrocarburo, en pocas palabras un enfoque IOR.

La necesidad de obtener más recursos de forma más eficiente ha generado la búsqueda de nuevas oportunidades para el sector energético, por lo cual PEMEX se ha dado a la tarea de localizar cuales son los campos que presenten características adecuadas para la implementación de proyectos los cuales en un futuro cercano representen oportunidades de éxito. Estos deben de llevarse a cabo con una buena planeación y siempre analizando todas las opciones posibles.

Aunado a estos retos existentes para el futuro de la producción en México se han definido una serie de pruebas pilotos en diferentes campos de las distintas regiones petroleras del país, esto con el fin de comprobar si en realidad serán beneficiosas para lograr la producción esperada para años posteriores.

Se deben realizar las pruebas pertinentes para cada uno de estos y lo más esencial de todo es que sean desde un enfoque IOR, lograr la optimización de estos procesos y que además representen la mejor oportunidad de maximizar la producción y elevar el factor de recobro para cada uno de los campos en los que se pretende implementar.

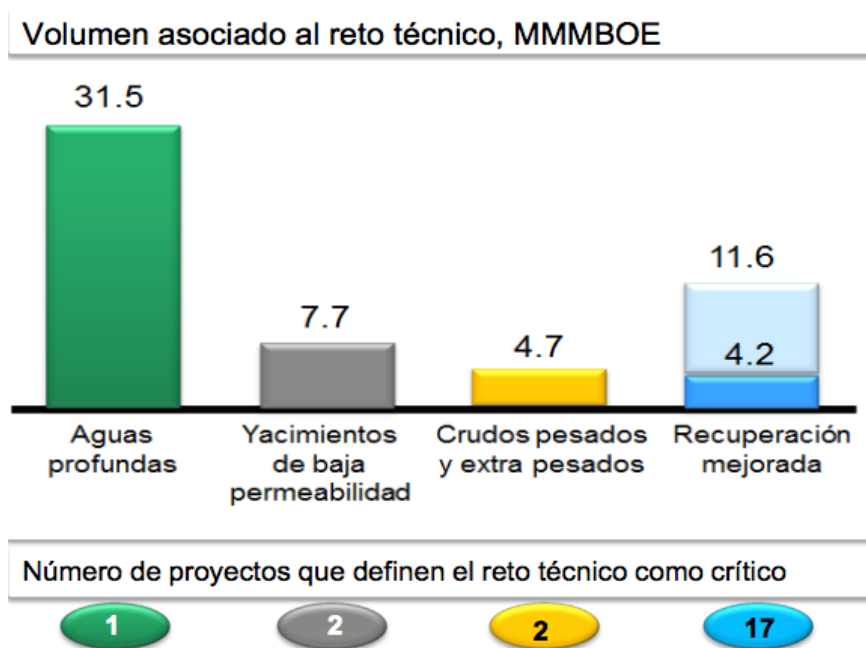


Figura 2.8. Principales retos y oportunidades para PEP según el tipo de proyecto (PEMEX, 2013).

El éxito o no de estos procesos dependerá en su mayoría del manejo y del detalle de planeación con el que se realicen cada uno de estos, por lo que la buena preparación de las personas que intervendrán en estos estudios y de los que pongan en implementación los mismos será de vital importancia, así como un seguimiento constante de los procesos y de su efectividad.

Tabla 2.5. Pruebas piloto de procesos EOR a implementar en distintos campos del país. (PEMEX., 2013).

CAMPOS	CAMPOS DE PRUEBA	TIPO DE PRUEBAS PILOTO
Cantarell	Akal KL, Chac	Surfactantes espumados
KMZ	Mallob	Inyección de surfactantes en zonas invadidas por agua.
AJB	Cunduacán	Inyección de CO2
Abkatun-Pol-Chuc	Chuc	Surfactantes espumados
Jujo-Tecominoacán	Cárdenas	Gas hidrocarburo
Poza Rica	Poza Rica	Inyección de aire
Ébano	SamariaTerciario	Inyección de surfactantes en zonas invadidas por agua.
Pánuco	SamariaTerciario	Inyección de vapor
Cacalilao	SamariaTerciario	Inyección de CO2
ATG Norte	Coyotes	Inyección de aire
ATG Sur	Agua Fía	Inyección de CO2

2.2.1. Información de la CNH y SENER en proyectos IOR.

Para tener un panorama nacional de la recuperación avanzada de hidrocarburos es necesario conocer cómo este concepto es tomado en cuenta actualmente por las entidades reguladoras más importantes de México en el área de hidrocarburos y energía, éstas son la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Secretaría de Energía (SENER).

2.2.1.1. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Derivado de un estudio referente al tema de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos realizado en la CNH, se ha destacado el enorme potencial que existe en el país, al que únicamente se puede acceder mediante el uso de métodos de IOR-EOR. La siguiente figura describe el volumen remanente de aceite en México.

Es importante resaltar que al 1 de enero de 2012, el volumen remanente de crudo conocido en depósitos descubiertos y cuantificados es superior a los 210 mil millones de barriles de petróleo crudo.

Una de las razones de tener un nivel bajo de reservas 1P, comparado con el volumen remanente, se debe principalmente a la carencia de la aplicación de métodos de IOR-EOR que incrementen considerablemente el factor de eficiencia de recuperación de estos depósitos.

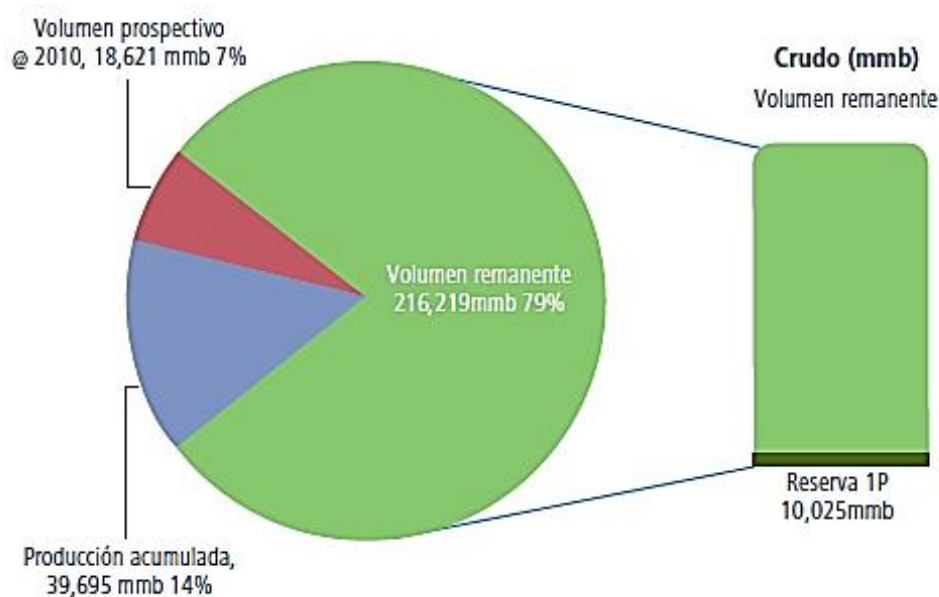


Figura 2.9. Volumen remanente de aceite en México (CNH, 2011).

Como se observa en la imagen la porción azul de la figura representa la producción histórica acumulada de aceite; resalta el hecho de que solo ha sido explotado el 14% del aceite descubierto y no se toman en cuenta los volúmenes provenientes de aguas profundas debido a la incertidumbre que los rodea.

Con lo anterior se puede apreciar que las reservas de aceite del país se encuentran muy lejos de agotarse y demuestra que el futuro de la producción y la restitución de reservas tendrán como una de sus componentes principales los volúmenes incorporados y producidos a través de la aplicación de técnicas de IOR-EOR (término utilizado por la CNH).

Adicionalmente, es primordial señalar que los factores de eficiencia de recuperación en campos mexicanos son relativamente bajos comparados con los de la industria internacional, como se ilustra en la siguiente gráfica, donde se relaciona el factor de eficiencia con el volumen de aceite remanente de cada campo. Se debe tener presente que el aceite existente, está almacenado en depósitos ya descubiertos y estudiados, de modo que la forma de incrementar los factores de eficiencia puede ser a través de técnicas de IOR-EOR.

Factor de eficiencia de todos los campos de aceite del país.

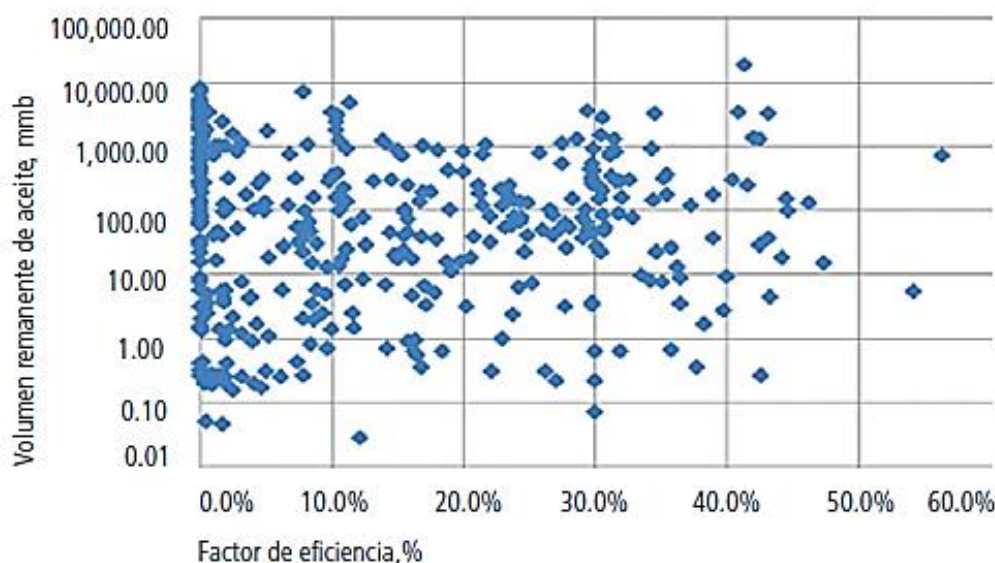


Figura 2.10. Factor de eficiencia de todos los campos de aceite del país (CNH, 2011).

Dadas las características geológicas, petrofísicas y el tipo de hidrocarburos que tienen los yacimientos del país, el potencial de EOR se puede dividir en dos grandes rubros:

1. EOR en carbonatos (Yacimientos de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Complejo Bermúdez, Jujo-Tecominoacán, entre otros).
2. EOR en siliciclásticos (Yacimientos de Chicontepec, Cinco Presidentes, etc.).

Utilizando los métodos más comunes de EOR se puede identificar que los yacimientos en rocas carbonatadas requerirán principalmente la inyección de gases y los yacimientos en rocas de origen clástico tienen un poco de mayor flexibilidad, permitiendo para el caso de aceites pesados, por ejemplo, el uso de métodos térmicos.

Es de suma importancia que todos estos métodos de EOR deben estar incluidos dentro de una estrategia integral de recuperación avanzada (IOR).

Un estimado dado por la CNH predice que si se pudiera producir tan solo el 10% del volumen de aceite remanente, se tendría aproximadamente 20 mil millones de barriles adicionales a producir. Esto es un potencial del orden de las reservas 2P y cerca del doble de las reservas 1P conocidas en el país. Si este volumen pudiese ser explotado en un futuro de unos 20 años se podría incrementar la producción nacional en más de 1 millón de barriles diarios adicionales a la producción que Pemex pudiera proveer con su presupuesto y capacidad de ejecución.

Impacto potencial del IOR-EOR.

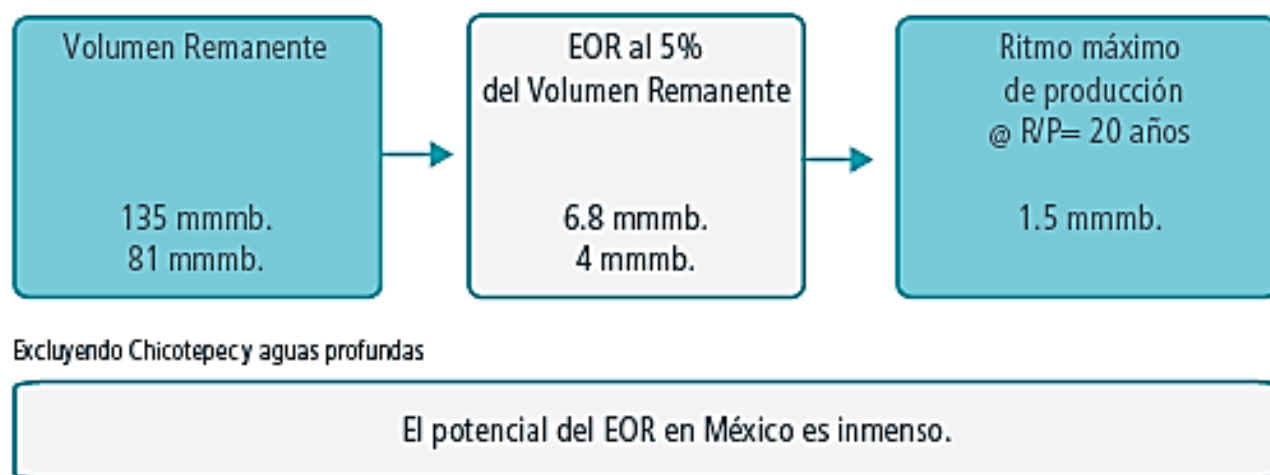


Figura 2.11. Impacto potencial del IOR-EOR (CNH, 2011).

De acuerdo a estudios hechos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se realizó la siguiente gráfica en donde se observa el factor de eficiencia y el volumen de aceite remanente para cada uno de los yacimientos principales de México, (129 en total). En la imagen los rombos azules representa yacimientos carbonatados, los cuadrados rojos describen yacimientos siliciclásticos. El volumen total remanente de los 129 yacimientos se divide en 86 yacimientos carbonatados con 102 mil millones de barriles y 43 siliciclásticos con aproximadamente 85 mil millones de barriles.

En la siguiente tabla se muestran las necesidades tecnológicas que hay en México para que sea posible la aplicación de proyectos IOR, si se logra una mayor eficiencia en satisfacer estas necesidades, la industria mexicana podrá crecer.

Tabla 2.6. Necesidades tecnológicas para aplicarse en proyectos IOR en México. (Alcudia., et al., 2015).

Necesidades tecnológicas para aplicarse en proyectos IOR en México	
Tecnología IOR	Descripción y necesidades
Caracterización en YNF	La inyección de nitrógeno es insuficiente, como tecnología, para aumentar el factor de recuperación; la cuantificación imprecisa de reservas remanentes, entre otras.
Caracterización y modelado de sistemas geológicos y petroleros	El uso de estas tecnologías se encuentra en etapa de iniciación en los trabajos operativos y decisionales. Aún no existe una utilización extensiva en los procesos exploratorios ni de explotación.
Desarrollo tecnológico de exploración y explotación de yacimientos de aceite pesado	Existen limitaciones tecnológicas significativas en los procedimientos exploratorios y de explotación, como: la ausencia de modelado composicional de aceites pesados; limitaciones en la perforación no convencional; recuperación mejorada; o el mejoramiento in situ de aceite pesado (solventes, recuperación térmica); etc.
Recuperación mejorada y secundaria	Éstos no han tenido la eficacia esperada para aumentar, de manera significativa, el factor de recuperación de los hidrocarburos residuales atrapados en el medio poroso matricial o en los sistemas de fracturas y han ocasionado, además, daño a la formación.
Mejoramiento sustancial de tecnologías de exploración y explotación en aguas profundas	Los aspectos torales son las limitaciones en las técnicas de exploración y, sobre todo, respecto a las de explotación de hidrocarburos; la complejidad estructural inherente; los altos costos de descubrimiento, de desarrollo y de producción; la falta de recursos humanos capacitados.
Tecnología IOR para optimizar el manejo y administración de los campos.	Tecnologías que mejoran la eficiencia. Automatización de las instalaciones de producción; ejecución de pozos horizontales y multilaterales; instrumentación para el monitoreo en tiempo real de los procesos productivos, etc. Tecnologías que mejoran la rentabilidad y abaten costos operativos. Realización de pozos horizontales y multilaterales; optimización del desarrollo de campos. Tecnologías para el control de los sistemas.

Factores de eficiencia para los principales yacimientos de México.

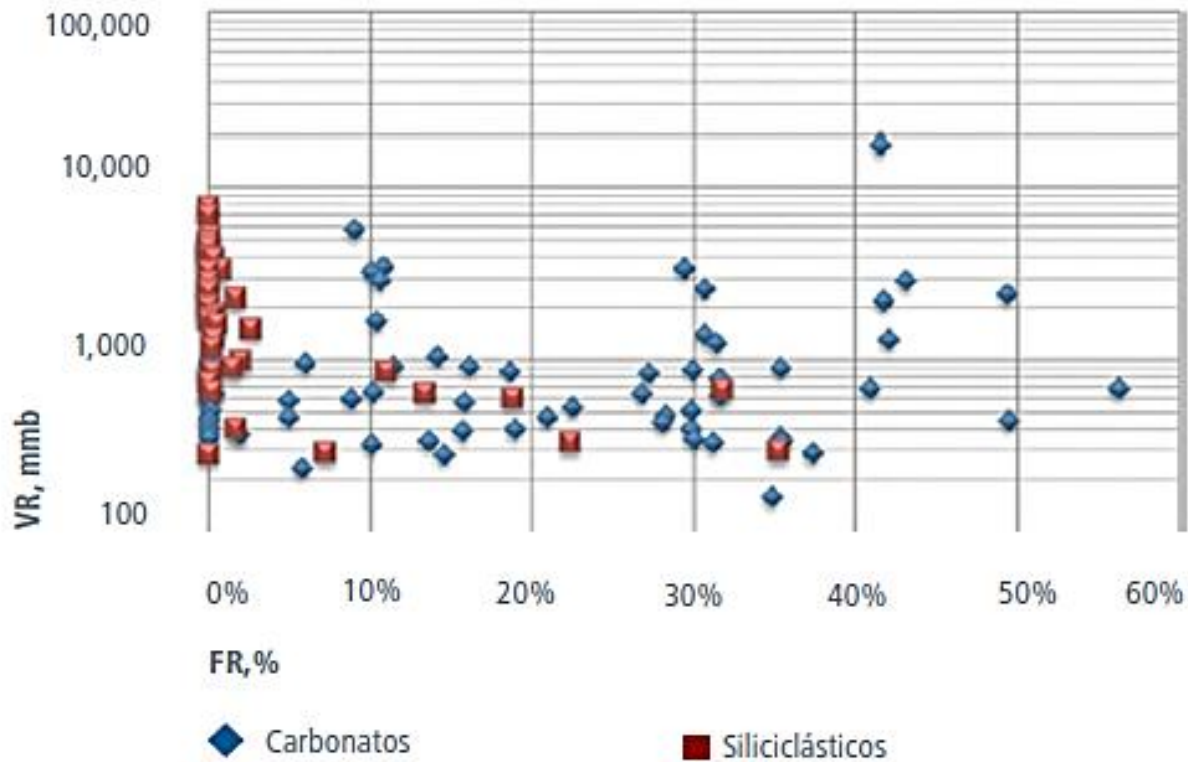


Figura 2.12. Factores de eficiencia para los principales yacimientos de México (CNH, 2011).

2.2.1.2. Secretaría Nacional de Energía (SENER).

Al 1° de enero de 2012, las reservas de hidrocarburos probadas y totales mostraron una restitución de 101.1% y 107.6%, respectivamente. Esto permitió revertir la declinación de reservas de años previos. Asimismo, es importante mencionar que por primera vez se alcanzó una tasa de restitución de reservas probadas superior a 100%. Dicha situación sustenta el futuro de la industria petrolera en México.

De 2001 a 2011 el nivel de reservas totales de hidrocarburos siguió una trayectoria descendente, con una disminución promedio anual de 2.2%. Sin embargo, con un volumen de 43,837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) al 1° de enero de 2012, las reservas totales de hidrocarburos en México aumentaron 1.8% respecto al año previo (SENER, 2012).

**Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México al primero de enero de 2012
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)**

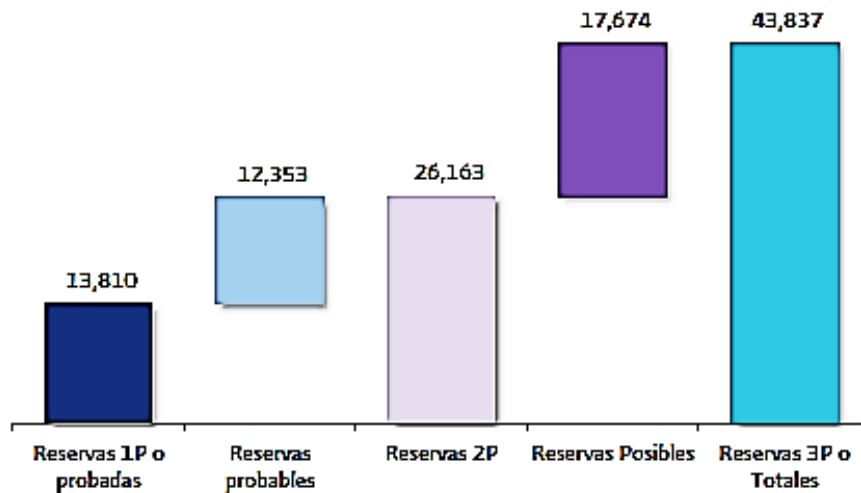


Figura 2.13. Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México al primero de enero de 2012 (SENER, 2012).

Al 1° de enero de 2012, la región Norte concentró 42.6% del total de las reservas, la Marina Noreste 28.6%, la Marina Suroeste 16.1%, y la Región Sur 12.7%. Entre 2001 y 2012, las regiones petroleras Marina Noreste, Norte y Sur disminuyeron sus reservas de hidrocarburos remanente totales 3.9%, 1.4% y 4.8%, respectivamente. En contraste, en la región Marina Suroeste se registraron incrementos anuales de 9.5% en promedio desde 2007 y hasta 2012.

En los últimos ocho años, la producción de petróleo crudo en el país enfrentó una serie de dificultades para su estabilización y aseguramiento, debido a la complejidad y costo de los proyectos de explotación y exploración. Sin embargo, en la actualidad PEMEX dispone de diferentes esquemas de contratación para desarrollar capacidades adicionales de ejecución. Con ello, se busca mejorar el desempeño operativo.

De esta forma, los contratos integrales de exploración y producción permiten la inclusión de empresas nacionales e internacionales para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos a largo plazo, mediante incentivos por producción (tarifa por barril) y por ahorro (recuperación parcial de costos y disponibilidad de flujo de efectivo). Es importante mencionar que lo anterior no genera derechos sobre la

producción, sobre el valor de la misma o de las reservas. Se espera que estos modelos de contrato coadyuven a alcanzar las metas de producción. Las líneas de acción planteadas por PEMEX, las cuales deberán ser consideradas en los contratos antes mencionados, son las siguientes:

- ◆ Sostener e incrementar la producción de hidrocarburos para atender los requerimientos energéticos del país.
- ◆ Desarrollar eficientemente campos complejos (Chicontepec y Crudos Extra pesados).
- ◆ Reactivar campos marginales, abandonados y en proceso de abandono.
- ◆ Adelantar el desarrollo de campos recientemente descubiertos para obtener producción temprana de crudo y gas no asociado.
- ◆ Incrementar la probabilidad de éxito comercial en aguas profundas.

Aunado a las intenciones de Pemex de optimizar los procesos destinados a ser implementados en los contratos se debe de implementar una metodología que permita la recuperación optimizada de los recursos petroleros del país. Esta metodología debe de abarcar todos los sectores dentro de la cadena de valor de Pemex, es decir, los procesos y técnicas utilizadas en campo, así como la optimización de los procesos de tratamiento, transporte y refinación del petróleo crudo.

También es necesario un estudio económico el cual brindará las herramientas económicas necesarias para dar un apoyo a la hora de la toma de decisiones tanto técnicas como de carácter económico, político y financiero, todo esto destinado a la ya mencionada optimización de todo lo que incluye la industria petrolera nacional. Los resultados de la aplicación de estos lineamientos se pueden percibir en el cambio de tendencia que la producción nacional de crudo presentó en los últimos años.

La exploración y producción de hidrocarburos en México enfrenta nuevos retos. Por un lado, se prevé que, en el corto plazo, una parte significativa de la producción de petróleo crudo provendrá de campos maduros, en tanto que las nuevas cuencas petroleras a explorar se encuentran en áreas de geología cada vez más compleja o en aguas profundas. Por ello, la planeación de esta industria requiere el balance entre las

actividades extractivas, tanto en la obtención de petróleo como gas, el desarrollo de proyectos que mejoren la producción en campos de alta complejidad y aquellos que mantengan la vida útil de campos en estado avanzado, buscando así las condiciones de extracción óptima.

Evolución de la producción nacional de crudo, 2000-2011 (Miles de barriles diarios)

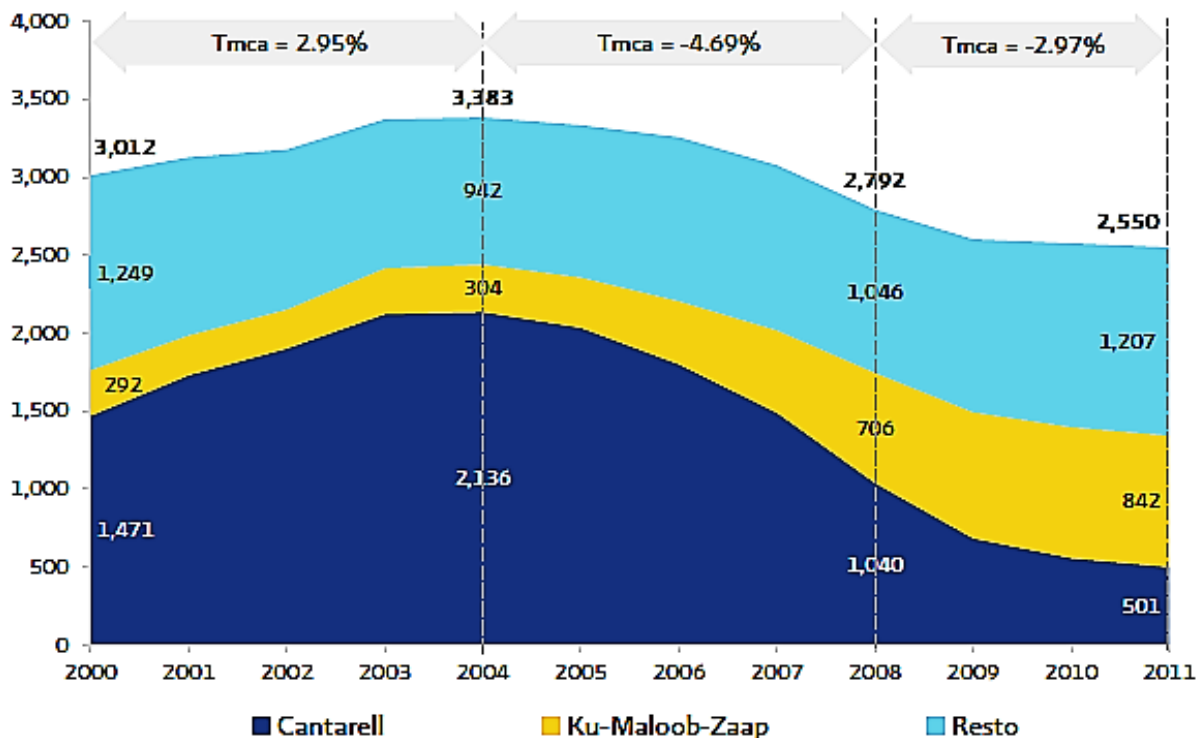


Figura 2.14. Evolución de la producción nacional de crudo, 2000-2011 (SENER, 2012).

En los últimos años la demanda energética del país ha ido en aumento mientras la producción de los principales campos del país como son: Cantarell y KMZ ha ido en decadencia debido a la poca o nula implementación de tecnologías que los nuevos retos de la industria requieren como lo han hecho en otros países con situaciones similares a México.

Son por estas necesidades de la industria petrolera mexicana que el Gobierno Federal ha apostado por una transformación técnica-económica que busca modernizar distintas áreas del sector petrolero y con esto aumentar las reservas 1P, 2P y 3P, que

actualmente no pueden re clasificarse debido a la falta de tecnología en PEMEX y en México.

El éxito observado en otros países que tomaron el camino de abrir las puertas de su industria a empresas operadoras extranjeras, hace que las expectativas de esta denominada “Reforma Energética”, sea un camino hacia la búsqueda de mejores prácticas en los diferentes sectores que intervienen en la industria petrolera nacional como son: la exploración, perforación y producción, con lo cual se busca lograr los objetivos que tiene Pemex en cuanto a cumplir con la demanda energética nacional.

Las reformas de Colombia y Brasil dan muestra clara de lo que se puede lograr dando al sector de petróleo y gas reglas adecuadas. Gracias a sus reformas, la producción de petróleo ha aumentado significativamente, lo cual contrasta con la caída en la producción de México. En Brasil, se producían 841 mil barriles diarios antes de la reforma de 1997. Quince años después, Brasil casi ha triplicado su producción. Posterior a la reforma energética produce 2.1 millones de barriles diarios. (Gobierno de la República, 2014).

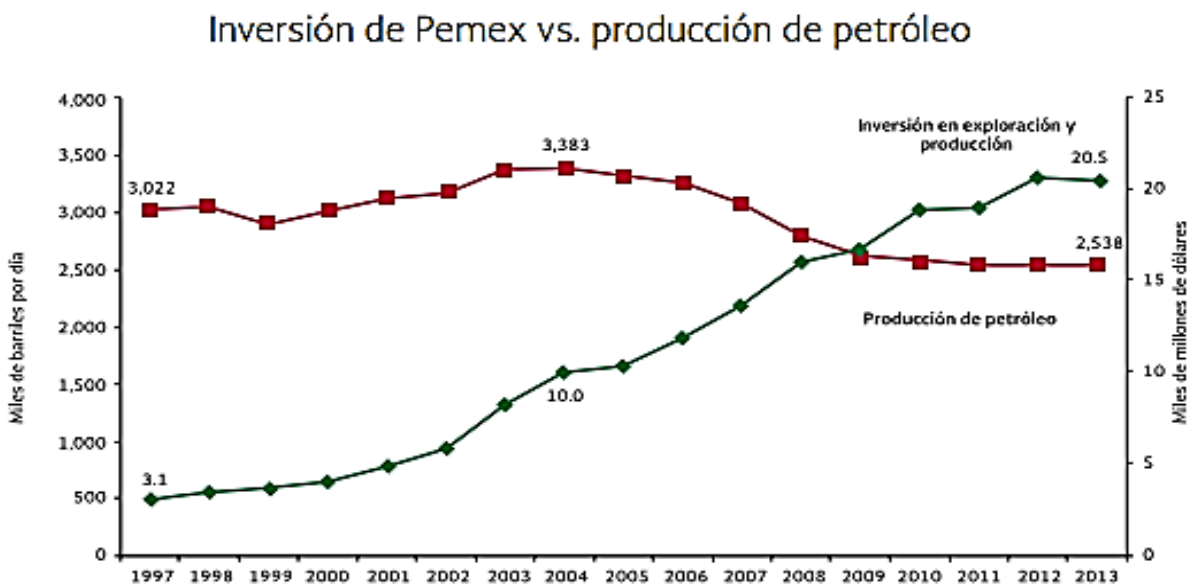


Figura 2.15. Inversión de Pemex vs. Producción de petróleo (Gobierno de la República, 2014).

En el caso de México, la inversión que se obtenga a partir de la aprobación de esta iniciativa permitirá al país consolidar un modelo de hidrocarburos sostenible en el largo plazo, pensando en el bienestar de futuras generaciones. Para lograr estos

objetivos, el gobierno de México decreta la Reforma Energética que cambiará el protocolo y el proceso de implementación de proyectos de perforación, exploración y producción en el territorio nacional, permitiendo la entrada de empresas extranjeras a los concursos para ganar la licitación de algún campo.

Actualmente los principales problemas de la industria en México son los siguientes:

- ◆ Disminución continua de la producción.
- ◆ Falta de métodos de recuperación secundaria y mejorada de calidad para restablecer la presión en yacimientos importantes de México.
- ◆ Poca o nula tecnología necesaria para yacimientos no convencionales.
- ◆ Rezago en la aplicación de nuevos procesos y tecnologías.
- ◆ Falta de capacitación técnica-económica.
- ◆ Aplicación deficiente de métodos IOR: métodos de recuperación mejorada (EOR), perforación de relleno, perforación direccional, métodos optimizados de WAG, etc.
- ◆ No hay inversiones dirigidas a la investigación y desarrollo de herramientas de última generación en las áreas de exploración, perforación, recuperación secundaria y mejorada, así como nuevas formas de aplicar procesos que implementen proyectos bien planteados con información confiable y tecnología reciente que haga el riesgo mínimo y cuenten con factores de recuperación arriba del 45% del volumen original de aceite.

Con respecto a los avances y las necesidades tecnológicas en el ámbito de la industria petrolera y del mercado internacional, México requiere emprender acciones concretas en transferencia, investigación aplicada y desarrollo tecnológico en el marco de una verdadera política energética de Estado.

El país deberá asegurar su viabilidad energética, al menos por los siguientes 40 años, ya que, previsiblemente, una parte importante del mundo industrializado continuará utilizando y dependiendo de los recursos fósiles como fuente primaria de energía.

Para afrontar el futuro inmediato, México requiere que se concreten inversiones y alianzas entre Pemex y los sectores privados nacionales, particularmente bajo la dirección y estrategias del Estado en una política coherente del sector, hacia una

autonomía nacional en materia de inversiones y de tecnología, la cual es condición para que los recursos de la industria no sean desviados al sector financiero internacional.

La recuperación IOR presenta alternativas inteligentes de recuperación de aceite y gas que pueden, por mucho, mejorar el panorama actual de México en cuanto a yacimientos no convencionales (shale gas, tight gas, aguas profundas), producción de aceites pesados y extra pesados, y la implementación de proyectos planteados como se deben, es decir, de acuerdo a las necesidades de los yacimientos con un sentido lógico tomando en cuenta factores económicos, técnicos, recursos humanos y cualquier situación que pueda tener algún impacto en el desarrollo del proyecto.

También se debe explotar los yacimientos de manera racional y adecuada desde el punto de vista técnico e ingenieril, no hacer los factores económicos lo más importante, lo cual es en muchas ocasiones muy difícil debido a la íntima relación entre la necesidad del capital y el desarrollo completo de un yacimiento petrolero.

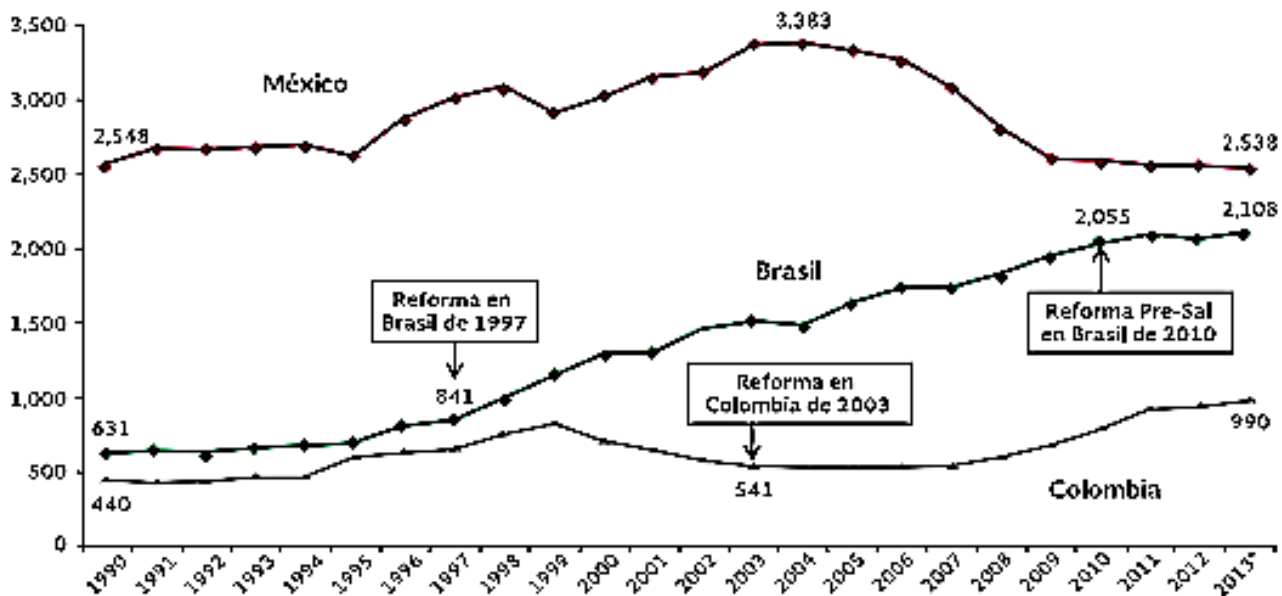


Figura 2.16. Producción de petróleo en México, Brasil y Colombia (Gobierno de la República, 2014).

La situación actual en México en cuanto a materia energética ha obligado a que se presente un cambio en la postura de los mexicanos y que se dé la apertura del mercado para las operadoras extranjeras. Este cambio es a largo plazo y sus frutos se verán con el transcurso del tiempo pero en lo que esto pasa debemos de pensar en qué bases sostendrá esta Reforma Energética, la corrupción y malos manejos administrativos son temas recurrentes en el país por lo que de nada servirá un cambio tecnológico sino viene acompañado de un cambio ideológico enfocado a un desarrollo integral de la industria petrolera nacional, es decir, debemos empezar a hacer las cosas como se deben, dejar atrás las ambiciones y la corrupción para empezar a posicionarnos como una nación petrolera de primer mundo.

Querer un mejor Pemex y un mejor país es tarea de todos los mexicanos, la implementación de nuevos métodos, nuevas ideas y propuestas para el campo petrolero mexicano deben ir de la mano de una mejora estructural en cuanto al manejo de Pemex, desechar los malos hábitos y dejar atrás los intereses para dedicarse única y exclusivamente a la optimización técnica-económica y personal de la operadora nacional.

La reforma energética plantea un nuevo modelo para la explotación petrolera en el país, un modelo que utilizan naciones mucho más desarrolladas que México, como es el caso de Noruega, países que si es cierto no deben compararse con México en el contexto de educación y cultura pero que sí en cuestiones petroleras, lamentablemente esta es una nación que todavía depende económicamente del petróleo y mientras no se activen otros sectores productivos, lo más lógico es crear las bases para un industria más responsable, más productiva y más eficiente para conseguir un México con menos carencias y mejor calidad de vida.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012). “El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada. “México D.F.: CNH.
2. Petróleos Mexicanos (2013). Anuario Estadístico 2013. México: Dirección Corporativa de Finanzas.
3. SENER (2012). Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026. México: SENER.
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2011). Documento técnico 2 (DT-2) La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos. México: CNH.
5. Gobierno de la República (2014). Resumen ejecutivo Reforma energética. Documento gráfico. México.
6. Petróleos Mexicanos y Organismos subsidiarios (2013). Programa estratégico tecnológico 2013-2027. México: PEMEX.
7. Magdalena París de Ferrer(2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo Venezuela: Segunda Edición.
8. Ing. Enrique Aguilar Hernández (2013). Retos y oportunidades en la reactivación de campos maduros. México: Jornadas Técnicas 2013 AIPM.
9. Claudia Rabello. The Regulatory Framework of the Oil & Gas in Brazil. ANP. Documento gráfico.
- 10.M.J.L. Aikman, A. Kantzas, R.G. Moore (1997). Application of Improved Oil Recovery Methods to Offshore Oil Fields: Expanding on a New Philosophy. Alberta, Canada: 48th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society in Calgary. PAPER 97-34.

11. Farid S. Shecaira. Celso C.M. Branco. Antonio L.S de Souza. Antonio Carlos C. Pinto. Carlos R.C. Paulo R.S (2002). IOR: The Brazilian perspective. Tulsa Oklahoma : Improved Oil Recovery symposium.
12. Ping Ping Shen, Jie Song, Bin Zhu (2005). IMPROVED OIL RECOVERY TECHNOLOGY IN CHINA: STATUS & OUTLOOK. Johannesburg, South Africa: 18th World Petroleum Congress. WPC-18-0887. 2005.
13. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2010). DOCUMENTO TÉCNICO 1 (DT-1) FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO. México: CNH.
14. THE NORWEGIAN PETROLEUM SECTOR (2014). FACTS 2014. Ministry of Petroleum and Energy.

CAPÍTULO 3.

PLANEACIÓN DE UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS (IOR).

El objetivo principal de la etapa de planeación de un proyecto es identificar y evaluar preliminarmente la factibilidad de uno o varios Procesos de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (PRAH) que pueden ser implementados en un yacimiento de interés. La planeación de un proyecto IOR se lleva a cabo en cuatro partes:

1. **Definición de objetivos.**
2. **Información básica para la selección de un PRAH (Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos).**
3. **Escrutinio y selección de procesos aplicables.**
4. **Análisis de decisiones: técnicas/económicas.**

En este capítulo se definen las distintas etapas antes mencionadas las cuales representan una propuesta de seguimiento de proyectos durante la planeación de los mismos, es decir, en este trabajo se describe y se muestra una forma de planear un proyecto de recuperación avanzada de hidrocarburos mediante el análisis de objetivos, información y el apoyo de herramientas de consulta para realizar un escrutinio y selección de procesos los cuáles deben ser analizados técnica y económicamente.

Cabe señalar que la etapa siguiente a la de planeación es el diseño y posteriormente la ejecución de los procesos, para esas etapas es necesario el uso de software avanzado, simuladores y estudios más detallados que dependerán de los recursos con los que cuente el proyecto, entre otros factores. En este capítulo sólo se hablará de la planeación y de cómo elegir los procesos que más convengan a los requerimientos de un proyecto.

La aplicación de estas etapas pueden presentarse en diferentes momentos de la vida productiva de un campo, es decir, la metodología no se restringe a un campo nuevo o maduro, puede adaptarse en cualquier momento y repetirse cuantas veces se requiera de acuerdo a los objetivos del proyecto y los procesos que se quieran implementar. Es por lo anterior que de acuerdo al campo del que se trate, la metodología puede aplicarse en forma de ciclo hasta el abandono del campo, es decir, siempre se puede cambiar de estrategia e implementar nuevos procesos.

La siguiente figura hace referencia a los tiempos de aplicación de un PRAH, así como las distintas líneas de vida que puede tomar un proceso dependiendo de la etapa en la que se encuentre su desarrollo y, si es necesario la aplicación de nuevos procesos y/o tecnologías.

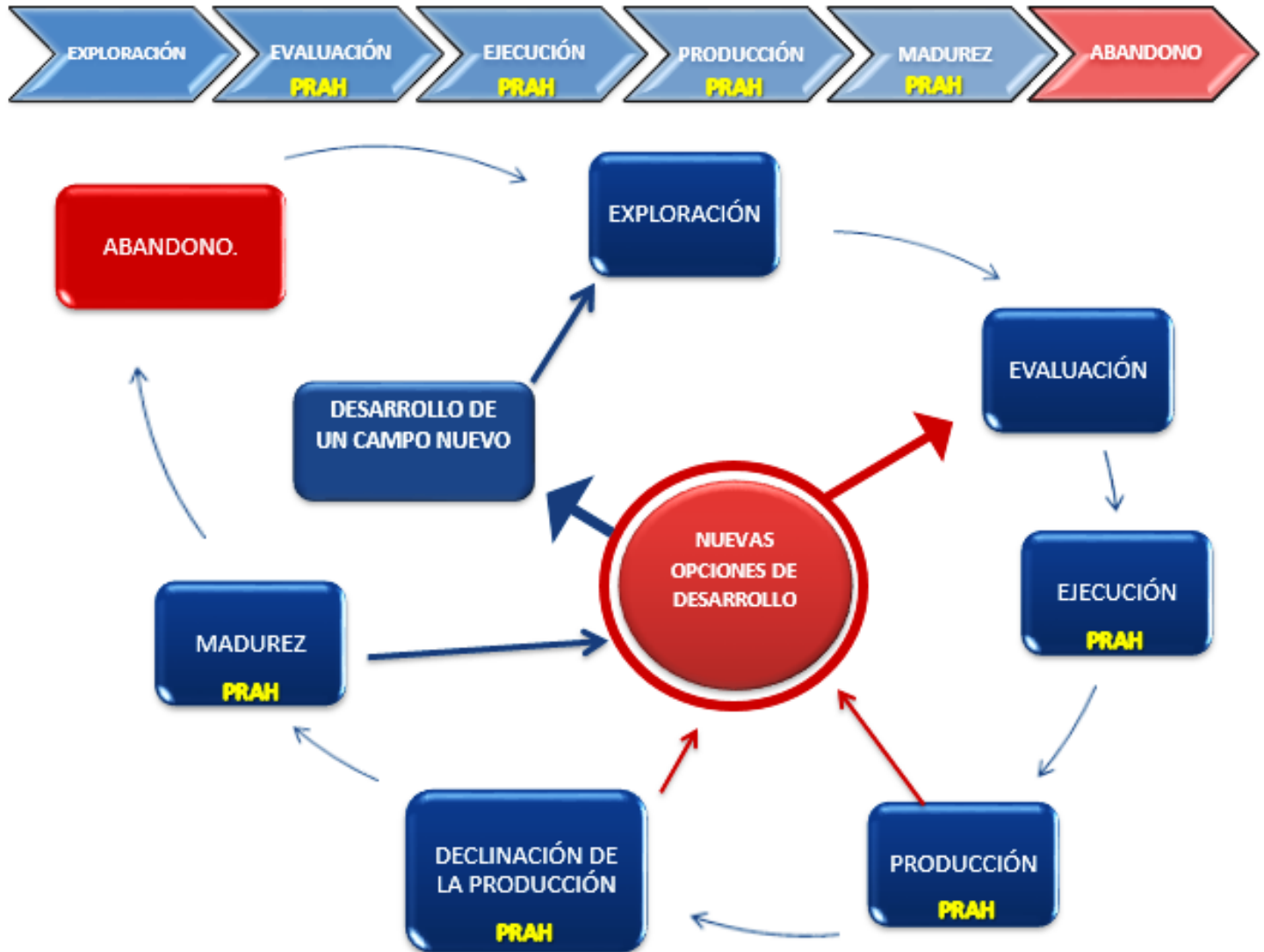


Figura 3.1. Tiempo de implementación de un Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (PRAH) (Alcudia et al, 2015).

3.1. DEFINICIÓN DE OBJETIVOS.

Como se ha mencionado anteriormente, el objetivo principal de cualquier proyecto IOR es incrementar el factor de recuperación final de hidrocarburos, optimizando los costos de inversión y de operación y en armonía con el medio ambiente, pero queda

claro que no es el único objetivo. Los objetivos deben plantearse de manera específica y en etapas conforme a cada paso.

Es importantes identificar el objetivo en forma cuantitativa y precisa, en términos volumétricos o incremento del factor de recuperación, es decir, saber cuánto quieres aumentar tus reservas o el factor de recuperación: 5%, 15%, etc.

La definición de objetivos depende de distintos factores y el más importante es claramente el estado, etapa o condiciones de nuestro yacimiento. Se debe definir el alcance y el tiempo de cada etapa del PRAH ya que debe respetarse la IPC (ingeniería, procura y construcción) de todo lo necesario para el proyecto y así evitar cualquier atraso del proyecto.

Los objetivos de un proyecto IOR pueden ser variados pero en realidad todos van de la mano, ya que, como se mencionó antes y de acuerdo a la definición de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos, cualquier proceso que aumente el factor final de recuperación de un yacimiento es tomado como tal.

3.1.1. Aumentar el factor final de recuperación.

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo.

También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación. La manera de calcular este valor, que como ya se dijo es función del tiempo que tiene en explotación un yacimiento, es la siguiente:

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones estándar. En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (mmpc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones estándar.

Factor de recuperación

(FR) a la fecha de cálculo,

en porcentaje

$$= \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \dots\dots\dots (1)$$

3.1.2. Aumento y re clasificación de reservas.

Las reservas petroleras de un país están en función del volumen probado y del volumen estimado de hidrocarburos con el que cuenta dentro de los límites políticos de su territorio, pero también, las reservas dependen de la tecnología y las capacidades existentes en el momento de la cuantificación de reservas.

Para aumentar y re clasificar reservas, es necesario implementar procesos y tecnologías suficientes y eficientes capaces que combinarse para hacer posible la producción o recuperación de hidrocarburos, por lo tanto los avances y los recursos técnicos, económicos y humanos existentes, definirán la posibilidad de un aumento y/o re clasificación de reservas. Si este es el objetivo elegido, entonces será necesario mejorar la cantidad y calidad de los recursos existentes para lograr un aumento en las reservas.

3.1.3. Optimización de la producción.

Este objetivo es muy general ya que la optimización de la producción ocurre por la combinación de distintos procesos y actividades, es decir, es posible optimizar la producción de un yacimiento o campo mediante la mejora de distintos procesos, métodos o tecnología (maquinaria, software, etc.), es por esto que la mejora de la producción puede contener distintos procesos IOR, desde la implementación de tecnologías de perforación, producción, yacimientos y estudios hasta un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

3.1.4. Aumento de barrido en procesos de recuperación mejorada.

Este objetivo está enfocado a los procesos de recuperación mejorada y es cuando requerimos mayor eficiencia de barrido en ciertas zonas del yacimiento o en el cuerpo geológico en general. Es común que un proceso EOR baje su eficiencia con el paso del tiempo o que se haya implementado un método erróneo y por lo tanto sea

necesario cambiar a un método de inyección que diferente o un proceso que sea eficiente para las condiciones correspondientes de producción.

3.1.5. Reactivación de campos y producción en campos maduros.

Es normal que en la actualidad existan campos con pozos taponados y abandonados pero con un volumen y potencial productivo muy atractivo, esto debido a que hace cuatro décadas los ingenieros petroleros no contaban con instrumentos, herramientas, maquinaria, software y tecnología en general que hoy hacen posible pensar en la producción de campos que hace 40 años no se imaginaba poder lograr.

Es por lo anterior que un objetivo muy acertado es reactivar campos, producir campos antiguos con tecnología actual y con esto aumentar las prospecciones de producción, el aumento de reservas y la puesta en marcha de distintas tecnologías y métodos existentes.

3.1.6. Cambio de estrategia de producción.

Durante la vida productiva de un yacimiento existe la necesidad de hacer un cambio o reestructurar la estrategia de producción. Esta actividad presenta un conjunto de esfuerzos debido a que no se puede cambiar de un método a otro solo porque si, es muy importante conocer las condiciones actuales de producción, los mecanismos de explotación que existen en ese momento, así como la historia de producción del yacimiento para después pensar y analizar las actividades que puedan agregarse, sustituirse o combinarse y las que deben eliminarse o ponerse en espera.

3.2. INFORMACIÓN BÁSICA PARA LA SELECCIÓN DE UN Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (PRAH).

Una vez definidos los objetivos el siguiente paso es delimitar la información del proyecto, es decir, obtener la mayor cantidad de información requerida del yacimiento o campo para aplicar el Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (PRAH). Existen ciertos datos o información que son básicos para la selección de un proceso IOR, en este subtema se describen.

Se propone una clasificación de la información por tipo: general, técnica, procura del fluido, etc. Cada tipo de información está clasificada por letras para mayor facilidad y manejo, estos tipos son los siguientes:

- ◆ Información TIPO A.
- ◆ Información TIPO B.
- ◆ Información TIPO C.

3.2.1. Información TIPO A (ITA).

La información TIPO A se refiere a los datos generales del proyecto, es decir, datos que no son técnicos pero que afectan directamente a la planeación del proyecto. La información básica TIPO A es la siguiente:

- ◆ **Ubicación del campo:** Impactará directamente en los costos de inversión del proyecto y las tecnologías aplicables.
- ◆ **Sistema petrolero:** Del tipo de rocas y fluidos dependerá también el tipo de proceso que se implementará, el sistema petrolero incluye los siguientes datos.
 - **Litología y edad geológica:** Si es siliciclástico, carbonatado, arenas lenticulares o estratificadas con cambios bruscos de facies puede afectar la aplicación de algún PRAH. También la edad geológica es un factor influyente en la información del yacimiento.
 - **Tipo de fluido:** El tipo de aceite será un factor decisivo para la selección de procesos. Para yacimientos de gas y condensado, el objetivo es maximizar la recuperación del aceite condensable, por lo que sólo es recomendable la inyección de gases para mantener la presión y evitar así la condensación retrógrada. Según sus grados API, el crudo se clasifica en:

Tabla 3.1. Tipo de fluido según su densidad (IMP, 2014).

CRUDO	ESCALA API	DENSIDAD	DESCRIPCIÓN
Ligero	30-40°	0.87-0.83 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar en combustibles y derivados (Diesel, Queroseno y Gasolina).
Mediano	22-29.9°	0.92-0.87 g/cm ³	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados (materias primas para polímeros y parafinas).
Pesado	10-21.9°	1.00-0.92 g/cm ³	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados (parafinas, polímeros, aceites, combustibles, aceites).
Extra pesado	<10°	> 1.00 g/cm ³	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados. (Aceites, parafinas, bitumen).

- ◆ **Casquete de gas:** La influencia del gas en el yacimiento puede afectar el rendimiento de algunos procesos y/o la construcción de instalaciones para el manejo y procesamiento del mismo y por otro lado puede ser beneficioso si se tiene planeada una recuperación por métodos miscibles.
- ◆ **Homogeneidad:** Se debe determinar el grado de comunicación entre los pozos antes de implementar un proyecto de recuperación avanzada y para este fin las pruebas de interferencia y los datos históricos de presión de los pozos son muy importantes.
- ◆ **Mecanismos actuales de producción:** Conocer este dato es muy importante debido a que será la pauta para elegir que tecnologías son aplicables desde un inicio de la producción en función de si existe, por ejemplo, un acuífero asociado o un casquete de gas y/o estimar que procesos son más convenientes a implementar o modificar esto cuando ya se tiene algún sistema de recuperación o de levantamiento artificial trabajando.



Figura 3.2. Información tipo de acuerdo al tiempo de explotación del campo. (Alcudia et al, 2015).

- ◆ **Historial de producción:** Conocer la historia de vida de un pozo nos brinda la posibilidad de definir qué problemas ha presentado a lo largo del tiempo y por alguna razón no se atendió de forma apropiada o en su caso conocer que otras posibilidades de implementación de tecnologías podrían llegar a dar mejores resultados de los que ya se tienen. Dentro de este punto entran datos como presiones, volúmenes de producción, cortes de agua, descripción de procesos implementados anteriormente, etc.
- ◆ **Número y tipo de pozos:** Es un dato importante el saber el número de pozos inyectoros, productores y totales que existen actualmente en el yacimiento y

si son horizontales, desviados, verticales, multilaterales, esto con el fin de poder pensar en perforación de relleno o decidir las nuevas zonas de inyección y como estrategia para mejorar el barrido también el cambio de inyectores a productores y viceversa es una opción viable.

- ◆ **Volumen de aceite a recuperar del yacimiento:** Es necesario definir en qué áreas o zonas del yacimiento se llevaran a cabo los procesos para optimizar la recuperación del hidrocarburo, es decir, donde existe un volumen de aceite remanente el cual se pueda recuperar.
- ◆ **Infraestructura de los procesos:** Es muy importante ya que el ingeniero de proyecto necesita tener las armas necesarias para atacar al yacimiento, se debe tener los recursos necesarios con el fin de adquirir la maquinaria adecuada que los PRAH necesiten.
- ◆ **Fuentes de recursos o suministros:** Se deben analizar fuentes o suministros suficientes y de fácil acceso para reducir costos y optimizar los procesos.

Tabla 3.2. Ejemplo de tipo de información TIPO A requerida para un PRAH. (Alcudia., De la Fuente., 2015).

Información TIPO A		
Ubicación (On shore/Off shore)	On shore.	
Roca generadora	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas.	JST
Roca almacenadora	Calizas packstone-grainstone	KMI
Roca sello	Arcillo-calcárea	Tithoniano
Trampa	Pliegues, domos y fallas normales.	
Tipo de fluido	Aceite ligero.	
Yacimiento homogéneo	No	
Casquete de gas	Si	

3.2.2. Información TIPO B (ITB).

El segundo tipo de información se refiere a los datos técnicos tanto de los fluidos almacenados, como de las características petrofísicas del yacimiento. La información que conforma el TIPO B es la siguiente:

Características del fluido:

- ◆ **Grados API.**
- ◆ **Viscosidad.**
- ◆ **Composición.**

Características del yacimiento:

- ◆ **Permeabilidad media.**
- ◆ **Volumen poroso.**
- ◆ **Saturación de aceite.**
- ◆ **Temperatura.**
- ◆ **Presión.**
- ◆ **Espesor neto.**
- ◆ **Profundidad.**
- ◆ **Volumen original de aceite (N).**

Interacción roca-fluido:

- ◆ **Mojabilidad.**
- ◆ **Transmisibilidad.**
- ◆ **Razón de movilidad.**

Tabla 3.3. Ejemplo de tipo de información TIPO B requerida para un PRAH. (Alcudia., De la Fuente., 2015).

Información TIPO B		
Grados API.	API	>23
Viscosidad.	Cp	<10
Composición.	-	C2-c7
Características del yacimiento:	-	Carbonatos con mínimo de fracturas.
Permeabilidad media.	mD	>10
Volumen poroso.	%	>20
Saturación de aceite.	%	>30
Temperatura.	°C	<100
Presión.	psi	2500
Espesor neto.	m	50
Profundidad.	m	<5000
Volumen original de aceite (N).	mmbpd	10
Interacción roca-fluido:	-	-
Mojabilidad.	-	-
Transmisibilidad.	mD*ft/cP	-
Razón de movilidad	-	0.86

3.2.3. Información TIPO C (ITC).

Esta información tiene que ver con cuestiones regulatorias, ambientales y de ámbito social. La información TIPO C es muy útil y necesaria ya que existen leyes y normas que pueden llegar a retrasar, hacer más caro o detener un proyecto, a este tipo de información se le debe dar la misma importancia que las anteriores ya que sin autorización legal no se puede proceder. Lo más importante que se debe tener en cuenta es lo siguiente:

- ◆ **Constitución o ley máxima, tratándose de otro país.**
- ◆ **Leyes federales, estatales y municipales.**
- ◆ **Leyes y/o reglamentos de protección al medio ambiente.**
- ◆ **Problemas sociales del lugar de interés.**

◆ **Situaciones especiales (áreas protegidas, etc.).**

3.2.4. Manejo de la información en proyectos de recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR).

Debido a la gran cantidad de datos que se manejan día con día en cualquier proyecto, es necesario un sistema de manejo de la información el cual permita definir la importancia de datos además de garantizar que estos sean de fácil acceso para los usuarios.

Abdus Satter (research consultant with Texaco Inc.) menciona que durante la vida productiva de un yacimiento, desde la exploración hasta la etapa de abandono, se recolecta una gran cantidad de datos, por lo que un programa de administración de información eficiente consiste en la adquisición, análisis, validación y almacenamiento de datos, y éste debe ser un proceso fundamental en la administración de yacimientos.

3.2.4.1. Adquisición de datos.

Todo paquete de datos deberá ser vigilado y evaluado desde su lugar de procedencia hasta el laboratorio o el lugar donde serán utilizados, esto dará una ventaja al momento de presentarse fallas ya que continuamente se realizarán controles de calidad de la información. Este punto puede influir mucho en el proyecto ya que es la base de los procesos.

En cuanto al análisis de la información se deberán crear grupos multidisciplinarios los cuales deben de incluir profesionales en varias ramas de la industria como: geofísicos, geólogos, petrofísicos, además de ingenieros especializados en perforación, yacimientos y producción, los cuales serán los encargados del manejo de datos y toma de decisiones.

3.2.4.2. Toma oportuna de la información.

Existen algunas operaciones que solo pueden realizarse en ciertos tiempos de vida de los proyectos, es por eso que una toma oportuna de la información al momento justo nos garantizará además de que podamos contar con la información, la prevención de futuros errores provocados por la falta de datos los cuales ya no son posibles obtener o conllevan procesos más elaborados para obtenerlos.

Por ejemplo las propiedades iniciales de los fluidos, contactos agua-aceite, gas-agua o gas-aceite, las presiones iniciales del yacimiento, toma de núcleos que solo pueden obtenerse en una etapa de desarrollo inicial del proyecto.

La toma de estos datos debe de hacerse en el momento oportuno y utilizando el procedimiento y análisis correcto. Las pruebas de presión-producción deben tomarse inicialmente, para tener la presión inicial del yacimiento y los indicadores del índice de productividad.

3.2.4.3. Validación de la información.

Una vez que se tienen los paquetes de información habrá que realizar una validación de los mismos, los datos deben de ser cuidadosamente revisados y verificar su exactitud, así como su coherencia.

Se debe realizar una búsqueda exhaustiva de posibles errores en los procesos de toma de decisión así como en las prácticas que se realicen durante la toma de los mismos.

3.2.4.4. Aseguramiento de la información.

Es importante tener una base de datos que sea accesible al personal involucrado en el manejo de los mismos, esta debe ir creciendo a medida que se generen nuevos datos al igual que ir actualizándose constantemente para que su manejo sea de lo más agradable para el usuario y este siempre tenga a la mano la información correcta en los menores tiempos de respuesta.

En base a lo anterior, Abdus Satter propone una clasificación de la información con su tiempo de adquisición así como los responsables de manejar cada conjunto de datos ya sean geológicos, sísmicos, etc., en la siguiente tabla se puede observar la clasificación.

3.2.4.5. Utilizar los datos.

Es común que para el desarrollo de un proyecto exista una gran cantidad de datos, estos deben utilizarse para la mejora del mismo y la optimización de los procesos existentes.

En base a lo anterior, Abdus Satter propone una clasificación de la información con su tiempo de adquisición así como los responsables de manejar cada conjunto de datos ya sean geológicos, sísmicos, etc., en la siguiente tabla se puede observar la clasificación

Tabla 3.4. Tiempos y tipos de toma de información en proyectos de recuperación avanzada. (Abdus Satter)

CLASIFICACIÓN	TIPO DE INFORMACIÓN	TIEMPO DE ADQUISICIÓN	RESPONSABLE
Sísmica	Estructura, estratigrafía, fallas, espesores, fluidos, heterogeneidad entre los pozos	Exploración	Sismología y geofísica
Geología	Diagénesis, ambiente de deposición, litología, estructura, fallas y fracturas	Exploración, descubrimiento y desarrollo	Exploración, desarrollo de campos y geólogos
Registros	Profundidad, litología, espesor, porosidad, saturación de fluidos, contacto gas/aceite, agua/aceite y gas/agua	Perforación	Geólogos, petrofísicos e ingenieros de pozo
Núcleos	Profundidad, litología, espesor, porosidad, permeabilidad y fluido residual, permeabilidad relativa, presión capilar, compresión de poro, tamaño de grano y tamaño y distribución de poros	Perforación y desarrollo de campos	Ingenieros geólogos, perforación, yacimientos y análisis de laboratorio
Fluidos	Factores de volumen, RGA, compresibilidad, viscosidad, composición y pruebas especiales	Descubrimiento, delimitación, desarrollo y producción	Ingenieros de yacimientos y producción
Pruebas de presión	Presión del yacimiento, permeabilidad efectiva, daño, espesor, estratificación, presencia de fracturas y/o fallas, continuidad del yacimiento, índices de productividad e inyectividad.	Productividad de pozos	Ingenieros de producción
Perforación	Historias de perforación, reparación de pozos, estados mecánicos, fracturamiento, estimulación de pozos	Perforación y terminación	Ingenieros de perforación, yacimientos y geo científicos

Es importante conocer este tipo de información para poder llevar a cabo un mejor proyecto. La figura 3.3. Muestra en diagrama de flujo de cómo es el proceso de toma y manejo de la información:

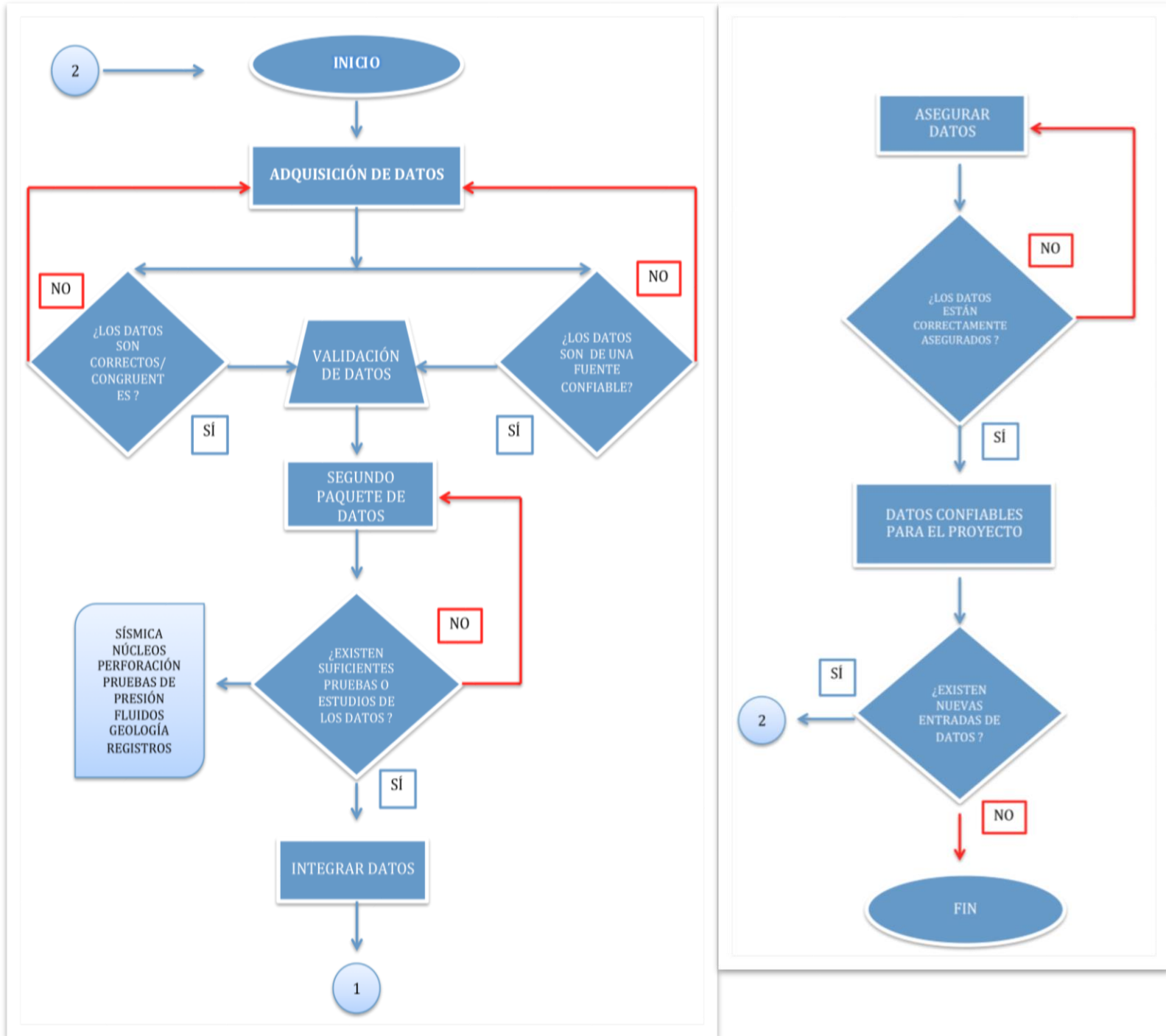


Figura 3.3. Diagrama de flujo del manejo de la información para un PRAH (Alcudia et al, 2015).

3.3. ESCRUTINIO Y SELECCIÓN DE PROCESOS.

Tradicionalmente, los procesos de recuperación de hidrocarburos se han dividido en tres categorías en función de la vida productiva de cada yacimiento, estas son: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La clasificación tradicional, que divide en una secuencia cronológica de tres etapas a los procesos de recuperación, no es tan efectiva como se había considerado hasta ahora.

Existen condiciones de producción no convencionales adversas que hacen que los métodos comunes y el tiempo de implementación de procesos sean diferentes, un ejemplo de esto pueden ser: yacimientos de aceite pesado y extra pesado, arenas bituminosas, yacimientos lenticulares, entre otros casos en donde surge la necesidad de nuevas técnicas para lograr recuperar este tipo de hidrocarburos.

El objetivo de esta etapa es examinar todas las estrategias y procesos posibles que tenemos, siempre de acuerdo a los objetivos fijados y a la información. En este punto de la planeación del proyecto se cuenta con los objetivos y con toda la información que nos limita a cierto tipo de métodos. Se realiza el escrutinio y también la selección de los métodos probables a implementar, estos pueden ser:

- Sistemas Artificiales de Producción (SAP).
- Recuperación secundaria (Mantenimiento de presión).
- Recuperación mejorada (EOR).
- Tecnologías IOR (perforación, estudios, monitoreo, etc.).

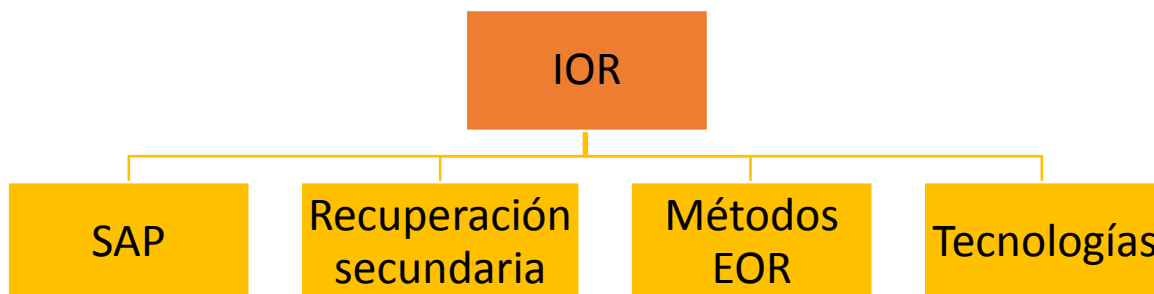


Figura 3.4. Diagrama del Improved Oil Recovery (Alcudia et al, 2015).

Uno de los objetivos de esta tesis es crear dos herramientas de fácil acceso a los distintos métodos que existen para entender mejor los Procesos IOR y ayudar en el escrutinio de los mismos.

Las herramientas desarrolladas son: la *GPS IOR/EOR* para el estudio y la comparación de métodos, y un filtro avanzado llamado *Selección de tecnologías IOR/EOR*.

El primero es un archivo en Microsoft Office PowerPoint que ayuda a comparar y estudiar los métodos antes mencionados; el segundo es un archivo en Microsoft Office Excel en donde a través de distintos macros es posible ingresar rangos de valores de información TIPO B y encontrar los métodos que se ajusten a los datos.

Estas herramientas también pueden utilizarse en el apoyo de la planeación de un Proyecto IOR al ser una recopilación teórica, útil y práctica para seleccionar los procesos que puedan satisfacer los objetivos antes definidos.

La información proporcionada en estas herramientas corresponde a todo lo relacionado con la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (IOR):

- ◆ Mecanismos de recuperación primaria.
- ◆ Sistemas Artificiales de Producción (SAP).
- ◆ Recuperación secundaria.
- ◆ Recuperación mejorada (EOR).
- ◆ Tecnologías de perforación, yacimientos, producción, etc.
- ◆ Toma y manejo de la información.

Mediante el uso de la GPS IOR/EOR se puede obtener un concepto sólido de lo que significa IOR y poder conocer mejor cada método y tecnología que conforman este concepto.

3.3.1. Descripción de los PRAH aplicables.

Se refiere a la información tanto teórica (definición, mecanismos de recuperación, etapas del proceso) como técnica (guías técnicas de valores promedio de información TIPO B) para cada uno de los procesos existentes en cada etapa de la vida productiva del proyecto. En este paso se deberá analizar a fondo cada proceso para tener un panorama más amplio de cuáles son los más adecuados. Los procesos incluyen:

- ◆ EOR:
 - Térmicos.
 - Químicos.
 - Miscibles.
 - Microbios.
- ◆ Recuperación secundaria:
 - Inyección de agua.
 - Inyección de gas.
- ◆ Recuperación primaria:
 - SAP.
- ◆ Tecnologías:
 - Perforación.
 - Producción.

3.3.2. Procesos aplicables VS Información básica para un PRAH.

En esta etapa se hace una comparación que tomará en cuenta la información que se tiene hasta ese punto del proyecto (TIPO A, B y C) y la información de los PRAH antes mencionados (EOR, SAP, recuperación secundaria o tecnologías). El objetivo principal es descartar los procesos que no cumplan con las expectativas y objetivos del proyecto.

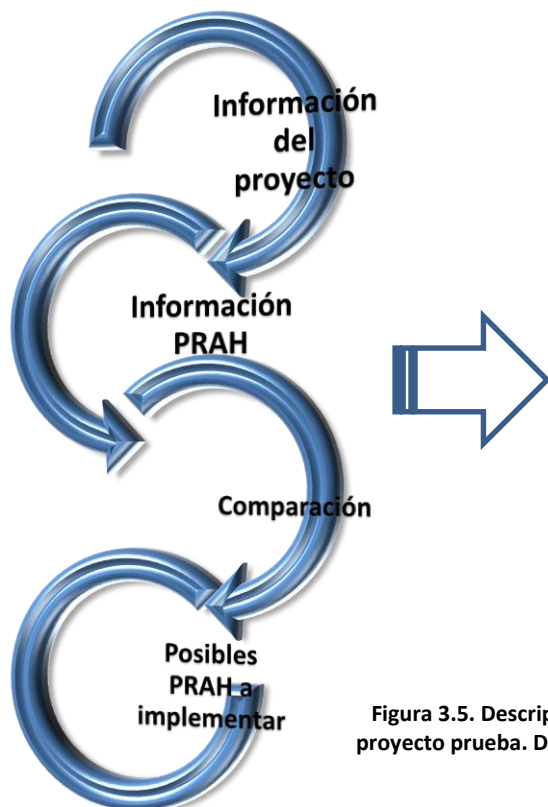
3.3.3. Selección de los mejores procesos a implementar.

Una vez hecha la comparación de todos los datos obtenidos se procede a seleccionar las mejores alternativas de PRAH.

Es posible que para este punto se tenga más de una posibilidad debido a que ciertos procesos comparten características similares por lo cual es necesario tomar en cuenta otros factores como los económicos, disponibilidad de fluidos, pruebas piloto, estudios posteriores e instalaciones requeridas para cada uno de estos.

Lo mencionado en párrafos anteriores se ilustra en la siguiente figura donde, a partir de la información y de los procesos candidatos se seleccionan los más convenientes para el proyecto:

Información propuesta para un proyecto		
Grados API.	API	23
Viscosidad.	Cp	15
Composición.	-	C2-c7
Características del yacimiento:	-	Carbonatos
Permeabilidad media.	mD	12
Volumen poroso.	%	25
Saturación de aceite.	%	45
Temperatura.	°C	155
Presión.	psi	2500
Espesor neto.	m	50
Profundidad.	m	3500
Volumen original de aceite (N).	mmbpd	12
Interacción roca-fluido:	-	-
Mojabilidad.	-	-
Transmisibilidad.	mD*ft/cP	-
Razón de movilidad	-	0.7



Resultados	Tipo de Tecnología
Inyección continua de vapor	EOR
Inyección de microorganismos	EOR
Bombeo Mecánico Reciprocante	SAP
Bombeo de Cavidades Progresivas	SAP
Bombeo de Cavidades Progresivas	SAP
Bombeo Hidráulico Tipo Jet	SAP
Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	SAP
Inyección de agua	R2
Inyección de gas	R2

Figura 3.5. Descripción gráfica del proceso de comparación para la implementación de PRAH en un proyecto prueba. Datos obtenidos del filtro avanzado *Selección de Procesos IOR*. (Alcudia et al, 2015).

RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS

Existen tablas de datos ya definidas con las cuales se puede lograr una selección más optimizada de las tecnologías que se pretenden implementar en un proyecto, las cuales cuentan con información sugerida de proyectos exitosos alrededor del mundo. La siguiente tabla muestra los parámetros que se afectan con un método EOR.

Tabla 3.5. Parámetros, propiedades y mecanismos que se afectan en un PRA. (PEP-IMP., 2011).

Proceso de recuperación adicional	Mantenimiento de Presión	Eficiencia de barrido	Reducción IFT	Reducción de viscosidad del aceite	Control de movilidad	Hinchamiento de aceite	Cambio de mojabilidad	Cambio de composición
Químicos	Álcali		✓				✓	
	Surfactante		✓				✓	
	Polimeros		✓		✓			
	SP			✓	✓			
	ASP		✓	✓		✓	✓	
Miscibles	CO ₂ miscible		✓		✓	✓		✓
	N ₂ miscible				✓	✓		✓
	Hidrocarburos		✓		✓	✓		✓
	CO ₂ -WAG	✓	✓		✓	✓		✓
Térmicos	Vapor			✓			✓	
	Aire a alta presión		✓		✓	✓		✓
	In Situ		✓		✓			
Inmiscibles	CO ₂ inmisible			✓		✓		
	N ₂ inmisible / Gases de combustión	✓			✓			✓
	Hidrocarburos	✓				✓		✓
	Inyección de agua	✓					✓	

Una vez que se obtienen los resultados de la comparación técnica de los procesos y se tienen una o varias posibilidades acerca de qué procesos pueden ser los candidatos a implementar para el cumplimiento de los objetivos establecidos, es necesario asegurar que el o los procesos antes mencionados estén en el rango de posibilidades tanto de implementación como de monitoreo por parte de los especialistas que serán los encargados de su manejo durante toda la vida del proyecto.

La reducción de costos y la eficiencia económica del proyecto es uno de los objetivos más importantes que deben tomarse en cuenta, por lo tanto es importante conocer los costos de un proceso de recuperación avanzada de hidrocarburos. Por lo anterior se recomienda que aunque los procesos cumplan las expectativas técnicas y operativas requeridas es necesario implementar algunos filtros más que nos aseguren la certeza técnica y económica de los PRAH.

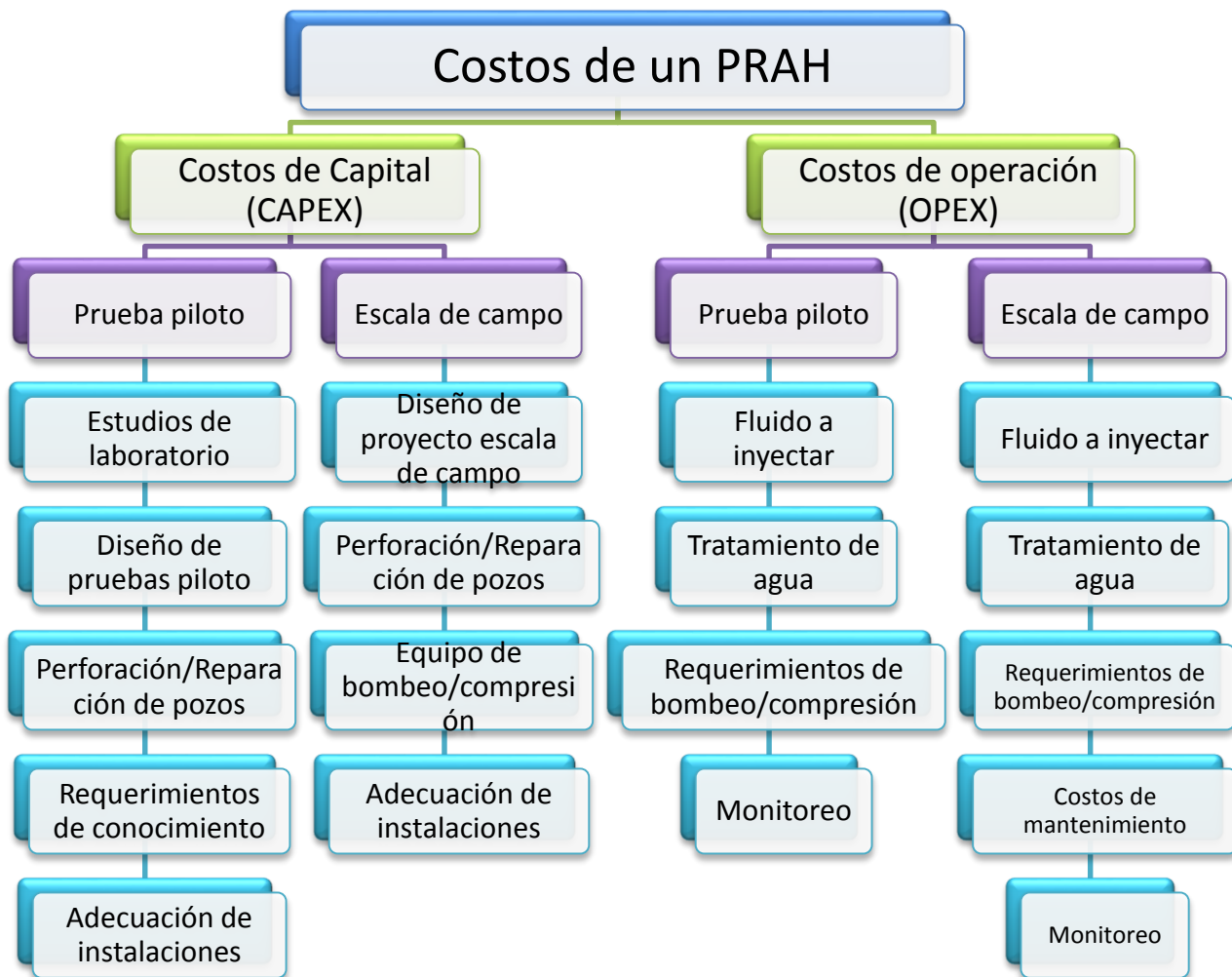


Figura 3.6. Modificado de Costos de capital y Operativos para un PRAH. (PEP-IMP, 2011).

3.4.1. Factores económicos a evaluar.

Existen algunos indicadores económicos que deben tomarse en cuenta antes de implementar un PRAH, estos son los siguientes:

Factor de recuperación adicional: es la relación entre la producción acumulada de aceite atribuida al PRAH y el volumen original del aceite a condiciones estándar. Este factor varía de acuerdo al método del que se trate.

Factor de utilidad: es la cantidad de fluido a inyectar para recuperar un barril de aceite. Los factores de utilidad son utilizados para contar con una aproximación del fluido necesario para recuperar un volumen establecido con el proceso considerado y para conocer los requerimientos de instalaciones necesarios.

Costo por barril incremental: representa el costo total del proyecto por barril producido atribuible al PRAH, es decir costos de capital (CAPEX) y costo operativo (OPEX). El costo por barril incremental depende del proceso a implementar, por ejemplo: el costo de inyección de vapor depende del costo de generación de vapor y así dependerá de distintos factores de acuerdo al proceso del que se trate.

Costos de fluido a inyectar: es muy importante conocer cuánto costara el fluido que se inyectará durante el proceso de recuperación, se debe considerar que el agua es un fluido requerido en todos los procesos para inyectar el producto o para desplazarlo, si el agua inyectada requiere algún tratamiento generará mayor costo, las instalaciones y el equipo necesario también representan aumentos en los costos de operación.

Descripción de costos de capital (CAPEX) y costos operativos (OPEX): es necesario identificar los parámetros económicos más importantes para el proyecto:

- ◆ Estudios y pruebas de laboratorio.
- ◆ Análisis económico para una prueba piloto.
- ◆ Análisis económico para masificación del proyecto.
- ◆ Procura y pruebas en fluidos de inyección.

Otra variable a considerar es si existen fuentes naturales del fluido, por ejemplo: CO₂, agua y gas hidrocarburo. En etapas más avanzadas del proyecto se tendrán valores más precisos mediante resultados de experimentos en laboratorios.

3.5. MONITOREO PERIÓDICO DE PROCESOS Y RESULTADOS.

El análisis de decisiones es la última etapa de la planeación del proyecto, después empieza la etapa de diseño para posteriormente llegar a la etapa de ejecución.

El objetivo del monitoreo continuo de un proyecto es encontrar fallas que puedan corregirse, problemas en algún área, nuevas oportunidades de desarrollo y poder controlar los procesos, pero también optimizarlos porque al monitorear las actividades y los parámetros, se puede crear una relación con los resultados de distintos procesos y así tomar decisiones para poco a poco conocer las actividades que podemos mejorar. Para un buen monitoreo es recomendable lo siguiente:

- ◆ Usar la automatización en la toma de información.
- ◆ Tener sistemas de medición adecuados.
- ◆ Definir índices o indicadores de respuesta del proyecto de inyección.
- ◆ Asignar un equipo de trabajo específico para la evaluación de la operación de la prueba.
- ◆ Asignar un responsable por cada equipo de trabajo.
- ◆ Realizar reuniones de trabajo periódicas.

Una vez cumplido con los temas anteriores pasamos a los aspectos generales más importantes a monitorear como son los siguientes:

- ◆ Interacción entre los fluidos inyectados y los del yacimiento.
- ◆ Eficiencia de desplazamiento.
- ◆ Cambio en la saturación de fluidos (aceite, agua y gas).
- ◆ Factor de remplazo del yacimiento.
- ◆ Factor de recuperación de aceite atribuible al PRAH.

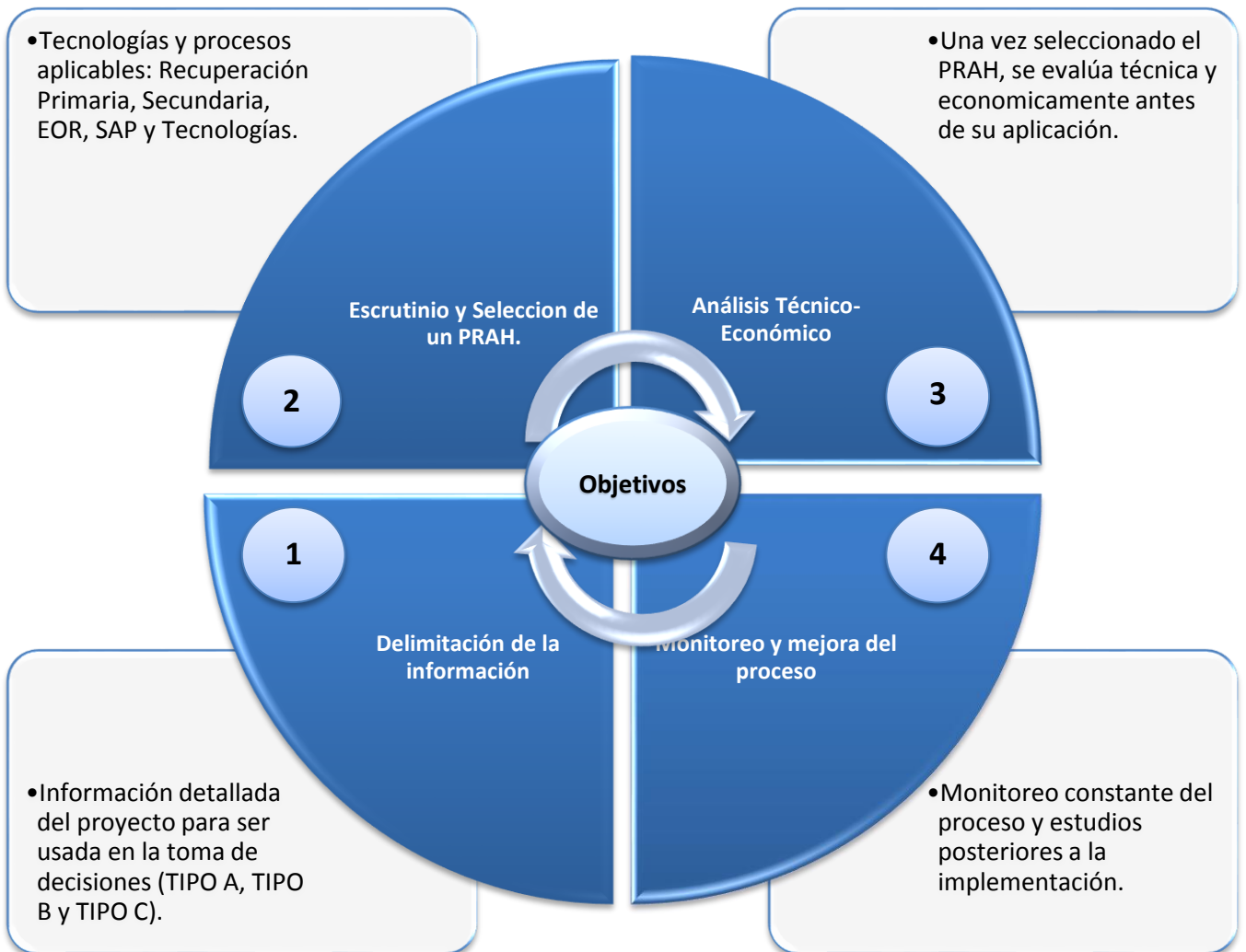


Figura 3.8. Diagrama del modelo de planeación para la implementación de un PRAH (Alcudia et al, 2015).

Bibliografía.

1. Eduardo Manrique, Mehdi Izadi, Curtis Kitchen, Vladimir Alvarado. *Effective EOR decision strategies with limited data: field case demonstration*. Improved oil recovery symposium. Tulsa, Oklahoma. U.S.A. Abril 2008. SPE 113269.
2. J.L. Mogollón. L. Romero, L. Anselmi Cohen. *Managing the evaluation of Improved Oil Recovery Technologies*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Caracas Venezuela. Abril 1999. SPE 53764.
3. Oilfield Review SLB traducción. *¿Llegó el momento para la tecnología EOR?* Ejemplar 4. 2011.
4. Joseph J. Taber, F. David Martin, R.S Seright. *EOR screening criteria revisited*. 10th Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa Oklahoma. Abril 1996. SPE/DOE 35385.
5. González, Dorelys Pérez Gabriela. *Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro*. Universidad Central de Venezuela. Caracas Venezuela. Junio 2013.
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos, *“El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada.”*, México D.F. 2012.
7. Petróleos Mexicanos y Organismos subsidiarios. *Programa estratégico tecnológico 2013-2027*. México. 2013.
8. Tarek Ahmed, Paul D. McKinney. *Advanced Reservoir Engineering*. TLF eBook Elsevier. U.S.A. 2005.

CAPÍTULO 4.

HERRAMIENTAS DE APOYO
DESARROLLADAS PARA LA
SELECCIÓN DE PROCESOS IOR.

4.1. GUÍA DE PARÁMETROS DE SELECCIÓN PARA PROCESOS IOR/EOR (GPS IOR/EOR).

La primera herramienta que describiremos es la *GPS IOR/EOR*, la guía es un programa en Microsoft PowerPoint en donde se puede consultar todo lo referente a la recuperación avanzada de hidrocarburos (recuperación primaria, secundaria, mejorada, SAP y tecnologías), además cuenta con un diseño interactivo que permite una fácil y rápida consulta de datos.

Durante la realización de este proyecto de tesis fue evidente la gran cantidad de información que se necesita para poder realizar una buena selección de los procesos que intervienen en la recuperación avanzada de hidrocarburos, por lo cual se dispuso a crear un espacio interactivo en el cual se pueda visualizar cada uno de estos procesos junto con la información necesaria para su escrutinio y comparación.



Figura 4.1. Carátula del programa Guía de Parámetros de Selección IOR/EOR. (Alcudia et al, 2015).

4.1.1. Uso y funcionamiento.

Como se mencionó anteriormente, el programa pretende ser 100% interactivo, por lo tanto cualquier click que se haga en cualquier botón, recuadro e incluso imagen, manda al usuario a la diapositiva relacionada con la información. La forma más sencilla de utilizar la *GPS IOR/EOR* es conocer para qué sirve cada botón y con qué otros elementos de la diapositiva se pueden interactuar.

Menú principal: La guía cuenta con un menú principal el cual contiene los botones y objetos asignados para la visualización de cada proceso y tecnología de recuperación avanzada, así como información relacionada con IOR de la cual se ha hablado en capítulos anteriores de esta tesis.

Todas las imágenes, objetos y/o palabras claves que contiene esta sección están programadas para redirigir al usuario al proceso y/o tecnología que desee consultar, es decir, el usuario tiene la libertad de visualizar un proceso tanto dando click en el nombre del mismo como en su imagen predeterminada.

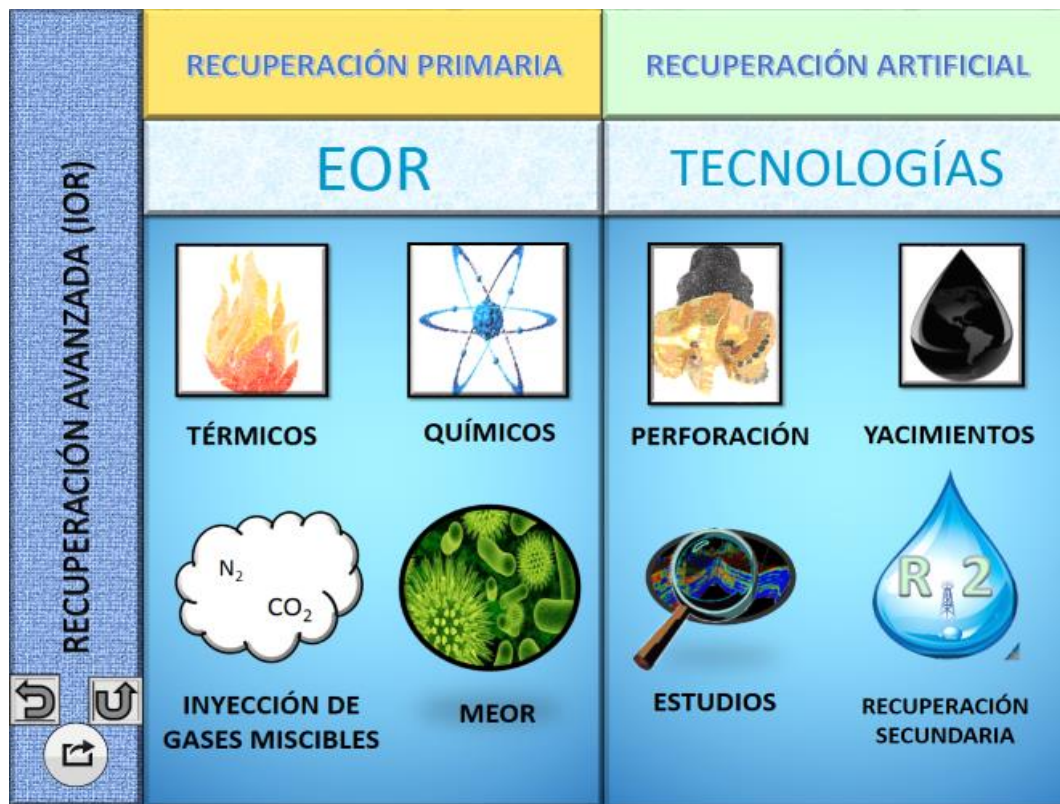










Figura 4.2. Menú principal de la Guía de Parámetros de Selección IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).



Botones:

- ◆ Información  : lleva al usuario a la diapositiva que contiene la justificación del programa.
- ◆ Ayuda  : este botón lleva al usuario a la diapositiva en donde se explica la función de todos los botones.
- ◆ Botón de Acción  : el botón de acción despliega dos botones más, el de la izquierda lleva al usuario a la diapositiva anterior () , mientras que el botón de la derecha lo lleva al menú de los métodos de recuperación en los que se encuentre ().
- ◆ Botón inicio  : Con este botón puedes regresar al menú principal de opciones donde se despliega todo el contenido que puedes visualizar en la guía. (Figura 4.2).




- ◆ Botón de salida  : Botón para finalizar la presentación y cerrar la guía.
- ◆ Botones de menú: Con estos botones podrás moverte hacia el menú de cada una de las tecnologías respectivamente según el botón seleccionado. Los botones asignados son los siguientes:



- ◆ Botón IOR  : Con este botón podrás acceder al menú que contiene toda la información relevante al proceso de recuperación avanzada de hidrocarburos.

- ◆ Botones 1 y 2   : Se utilizan para desplegar distintos procesos en una diapositiva con el fin de poder agruparlos en una sola diapositiva. Cada uno contiene información distinta y para una mejor visualización debe de darse click a uno solo a la vez.

Objetos:

- 
 : Hacer click en este objeto lleva al usuario a la portada de la guía.
- 
 : Hacer click en este objeto te mostrará la diapositiva con los datos generales de la tesis (Autores, fecha de publicación, etc.).
- 
 : Despliega cualquier tipo de información adicional dependiendo de la diapositiva donde se encuentre. Esta acción está disponible en las imágenes de los métodos.

Todo lo mencionado anteriormente representa la parte más importante para el uso apropiado de esta guía, esto debido a que los botones y objetos permiten al usuario desplazarse fácilmente a través de toda la información que contiene la guía, también el conocer estos elementos permite al usuario hacer un mejor y más hábil escrutinio de los PRAH.

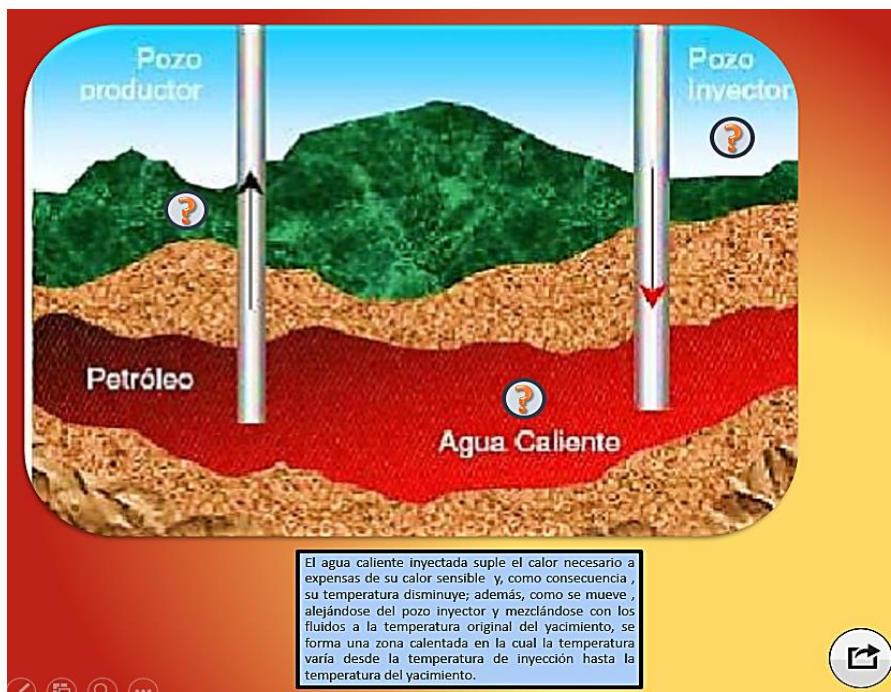


Figura 4.3. Ejemplo de la información adicional en imágenes (Alcudia et al, 2015).

4.1.2. Contenido de la GPS IOR/EOR.

La guía contiene información de todos los proceso IOR, es decir, de recuperación primaria, secundaria, métodos EOR, SAP y tecnologías extras. Toda la información referente a los PRAH se encuentra dividida en descripción teórica y gráfica, mecanismos de recuperación, parámetros a monitorear, ventajas, desventajas y aplicaciones de acuerdo al proceso del que se trate. A continuación se muestra un ejemplo de cada método y la información que contiene:

🔹 Métodos EOR:

DESCRIPCIÓN TEÓRICA	DESCRIPCIÓN GRÁFICA
GUÍA TÉCNICA	
MECANISMOS DE RECUPERACIÓN	PARÁMETROS A MONITOREAR

El desplazamiento de aceite con un tapón miscible se refiere a la inyección de algún solvente líquido que es miscible después del primer contacto con el aceite del yacimiento. A menudo el agua se inyecta con el gas en pequeños tapones en forma alternada (proceso WAG), lo cual mejora la razón de movilidad en la interfase del tapón de gas, el gas menos viscoso, en efecto, actúa como un fluido viscoso.

Se puede aplicar de 3 formas:

- Inyección de gas licuado de petróleo (GLP).
- Inyección de gas enriquecido.
- Inyección de gas a alta presión.

GUÍA TÉCNICA

MECANISMOS DE RECUPERACIÓN.

- Desplazamiento miscible del aceite.
- Incremento del volumen del aceite.
- Disminución de la viscosidad del aceite.
- Desplazamiento no miscible mediante la segregación gravitacional.

PARÁMETROS A MONITOREAR.

- Efecto de la inyección en los pozos productores: aumento de producción y presión.
- Efecto del cambio en la composición y propiedades del gas y/o aceite.
- Tiempo de irrupción del gas inyectado y en qué pozo.
- Capacidad de manejo y/o tratamiento del gas producido, ya que éste aumentará gradualmente con el tiempo de inyección.

🔹 Recuperación Secundaria:

DESCRIPCIÓN TEÓRICA	DESCRIPCIÓN GRÁFICA
GUÍA TÉCNICA	EXTRAS
VENTAJAS	DESVENTAJAS

La inyección de agua es el proceso por el cual el aceite es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Esta técnica no es usada en campos petroleros que tienen un empuje natural de agua.

El propósito principal de este tipo de inyección cumple mayormente dos propósitos:

- Mantener la presión en el yacimiento para sostener la producción de aceite.
- Desplazar el aceite remanente en el yacimiento hacia los pozos productores.

GUÍA TÉCNICA

Ventajas:

- Permite un mantenimiento total o parcial de la presión del yacimiento disminuyendo las pérdidas por condensación retrógrada y logrando mantener en un rango alto las presiones de los pozos de producción.
- Se tienen altas eficiencias volumétricas de barrido de gas por agua.

EXTRAS

Desventajas:

- Se presentan altas saturaciones residuales en las zonas invadidas por agua, lo que reduce considerablemente la fracción recuperable del gas. Se pueden presentar dificultades importantes para mantener tasas de inyección elevadas en el yacimiento.
- Disminución del gasto de agua cuando se tienen producción de agua.
- Se requiere plantas de deshidratación para los productos obtenidos.

◆ **Sistemas Artificiales de Producción:**

DESCRIPCIÓN TEÓRICA	DESCRIPCIÓN GRÁFICA
GUÍA TÉCNICA	
VENTAJAS	DESVENTAJAS



BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

GUÍA DE PARÁMETROS

Ventajas:

- Pocos problemas al manejar sólidos.
- Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto IP.
- Flexibilidad al cambiar de continuo a intermitente.
- Discreto.
- Reacondicionamientos con unidad de wireline.
- Opera en pozos desviados.
- La corrosión no es adversa.

Desventajas:

- Requiere de la disponibilidad de gas de inyección.
- Dificultad al manejar emulsiones.
- Pueden aparecer la formación de hidratos.
- Problemas con las líneas superficiales.
- Requiere experiencia de personal para su aplicación.
- La TR debe resistir presiones elevadas.
- Requiere equipo para el control de la

◆ **Recuperación Primaria:**

DESCRIPCIÓN TEÓRICA	DESCRIPCIÓN GRÁFICA A NIVEL MICROSCÓPICO.
DATOS	
INFO. ADICIONAL	DESCRIPCIÓN GRÁFICA A NIVEL MACROSCÓPICO.



Cuando la presión inicial de un yacimiento es mayor que la presión de saturación, este es llamado yacimiento de aceite bajosaturado. En estas condiciones, solo existen aceite, agua y, por supuesto, roca. A medida que la presión declina, estos tres componentes se expanden, debido a la naturaleza de su compresibilidad.

La expansión de los granos de la roca resultado de la declinación de la presión del fluido dentro de los poros, tiende a reducir la porosidad.

DATOS

El fluido, esto es el aceite, también, se expande, por lo tanto con la expansión de la roca y el fluido, el aceite y agua son forzados a salir del poro hacia los pozos productores.

Debido a que los valores de compresibilidad de la formación y del aceite están en el rango de $2 \text{ a } 10 \times 10^{-6}$ y $7 \text{ a } 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ respectivamente, la presión del yacimiento experimentará una caída rápida. La recuperación de hidrocarburos es pequeña para este mecanismo de producción. Este mecanismo es el menos eficiente de todos los mecanismos identificados.

🔹 Tecnologías:

DESCRIPCIÓN TEÓRICA	DESCRIPCIÓN GRÁFICA
CARACTERÍSTICAS Y APLICACIONES	

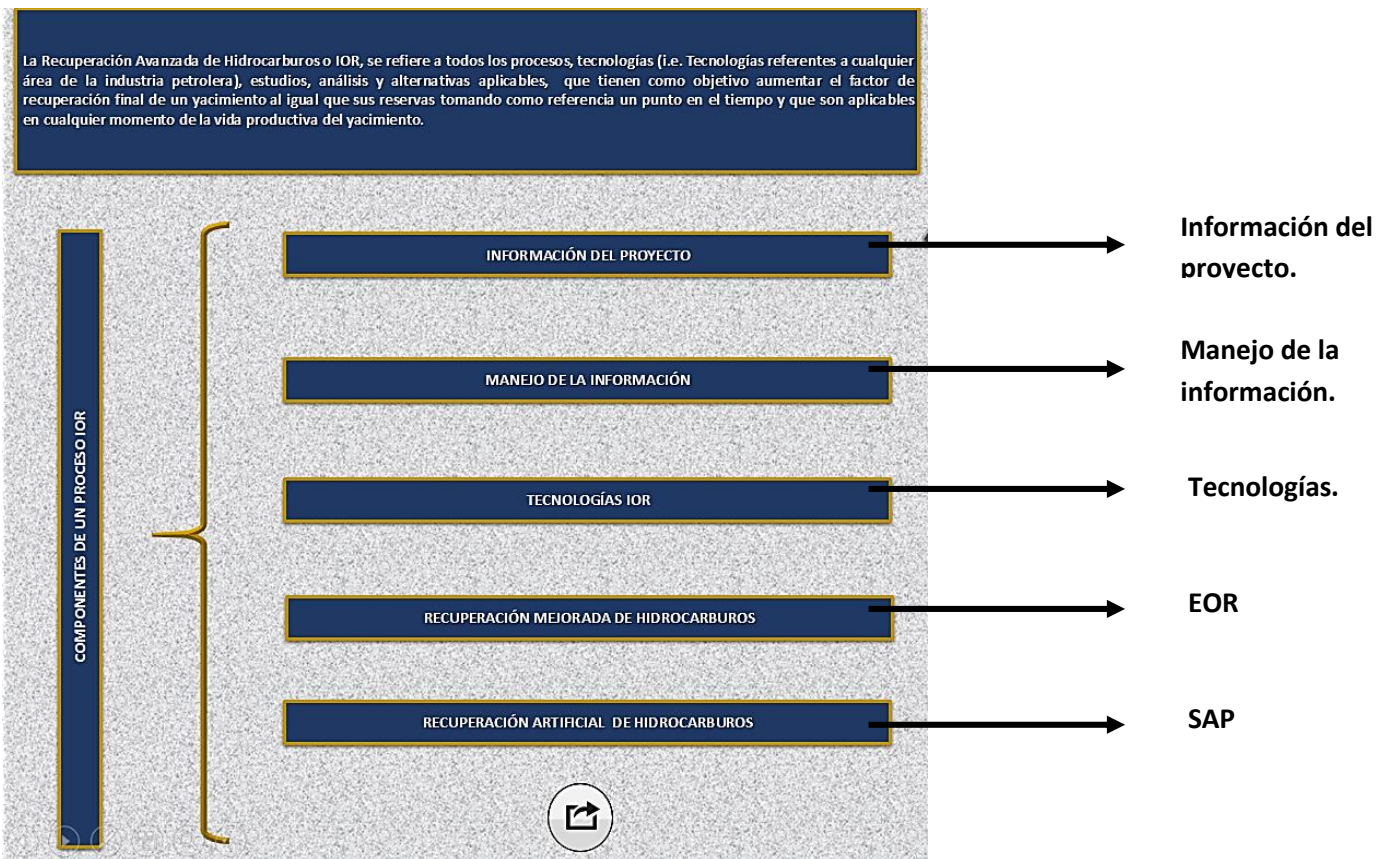


SÍSMICA 4D

Consiste en la toma y análisis periódico de datos sísmicos de un campo de acuerdo al tiempo, es decir, comparar datos de un tiempo "x" con los datos de un tiempo actual y observar los cambios debidos a la producción e inyección de fluidos.

Tecnología	Características y Aplicación	
SÍSMICA 4D	<p>*Se refiere a la adquisición, procesamiento e interpretación de estudios sísmicos repetidos en un campo de aceite o gas. *El objetivo es determinar los cambios que ocurren en el yacimiento como resultado de la producción de hidrocarburos o la inyección de agua/gas al comparar diferentes juegos de datos. *Este proceso se aplica a cualquier campo de aceite o gas.</p>	
	Ventajas	Desventajas
	<p>*Nos da una comparación de los cambios que ocurren en el yacimiento debidos a la producción o inyección de fluidos. *Gracias a este proceso podemos contar con información actual que nos ayude a tomar decisiones futuras.</p>	<p>*Puede resultar costoso la constante toma y comparación de datos. *Consumo mucho tiempo.</p>

🔹 Proceso IOR: En esta sección se puede visualizar los componentes referidos a la recuperación avanzada de hidrocarburos (véase cap. 3).



Ya que el usuario conoce los botones, los objetos, el modo de uso y el contenido de la *GPS IOR/EOR*, será muy fácil conocer los diferentes tipos de procesos IOR para después hacer una comparación de acuerdo a lo que se quiera hacer. Cabe destacar que esta herramienta muy sencilla de usar, pretende ser una base para el estudio de los métodos y procesos IOR, que los alumnos de la Facultad de Ingeniería puedan tener fácil acceso a una gran cantidad de información en un solo lugar.

Toda la información contenida en la guía también se encuentra en el Apéndice A de esta tesis, esto con la intención de que la información pueda ser consultada sin necesidad de tener una computadora.

4.2. FILTRO AVANZADO PARA LA SELECCIÓN DE PROCESOS IOR/EOR.

Para complementar la información teórica y técnica de la *GPS IOR/EOR* se desarrolló una segunda herramienta que de acuerdo a su funcionamiento debería utilizarse después de consultar la guía ya que el filtro *Selección de Procesos IOR/EOR* presenta una forma de selección más técnica y con datos reales.

El filtro avanzado *Selección de Procesos IOR/EOR* es un programa en Microsoft Excel que cuenta con distintos macros asignados a un botón que al ser pulsado aplica un filtro avanzado a una base de datos, una vez hecho el filtro se imprimen y grafican los métodos más convenientes.

4.2.1. Uso y funcionamiento.

Como se mencionó, la segunda herramienta está hecha en Microsoft Excel y cuenta con distintos macros asignados a un botón llamado CALCULAR el cual al ser pulsado ejecuta un filtro avanzado entre otras características de diseño para filtrar de una base de datos los siguientes criterios de selección:

- ◆ Viscosidad del aceite [cP].
- ◆ °API.
- Temperatura [°C].
- ◆ Saturación de aceite, S_o [%].
- ◆ Presión [psi].

- ◆ Profundidad [m].
- ◆ Permeabilidad [mD].
- ◆ Porosidad [%].

En cada casilla correspondiente a cada criterio se pueden ingresar rangos de valores “<=” y “>=” seguido del valor numérico a partir del cual filtrar el rango, es decir, si se ingresa en la casilla de Viscosidad del aceite: >=40, se filtraran todos los métodos que puedan utilizarse en aceites entre un rango mayor o igual a 40 [cP], y así para cada criterio. Una vez ingresados los valores deseados (siempre precedidos por <= o >=) y haber dado click en el botón CALCULAR, se ejecutará el macros y unos segundos después debajo de las celdas de los criterios se imprimirán en una tabla el nombre del proceso, el tipo de proceso los ordena desde el que aporta mayor porcentaje de recuperación adicional al que aporta menos.

Con los valores de la tabla se crea una gráfica de pastel con los métodos seleccionados, en la Figura 4.4. se puede apreciar la tabla de resultados que arroja el filtro avanzado, la gráfica de pastel se observa en la figura siguiente (Fig. 4.5.).

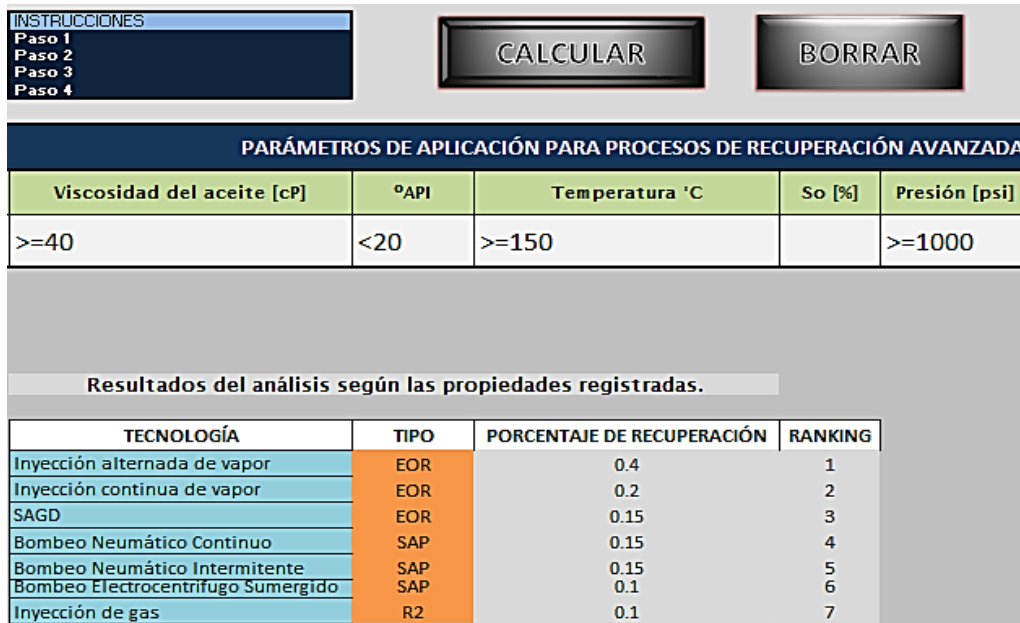


Figura 4.4. Impresión de tabla de resultados. Selección de Procesos IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).

La aparición de sistemas artificiales de producción (SAP) será casi acompañando a todos los métodos ya que al ser sistemas que trabajan a nivel pozo, las propiedades del yacimiento no serán críticas en su funcionamiento, es decir son compatibles con ciertas características correspondientes a los métodos EOR y de recuperación secundaria.

Botones:

- Calcular CALCULAR : Es el botón principal del programa, al dar click en este botón se ejecuta el programa.

- Borrar BORRAR : Al pulsar este botón se borran todos los datos escritos en las casillas de criterios.

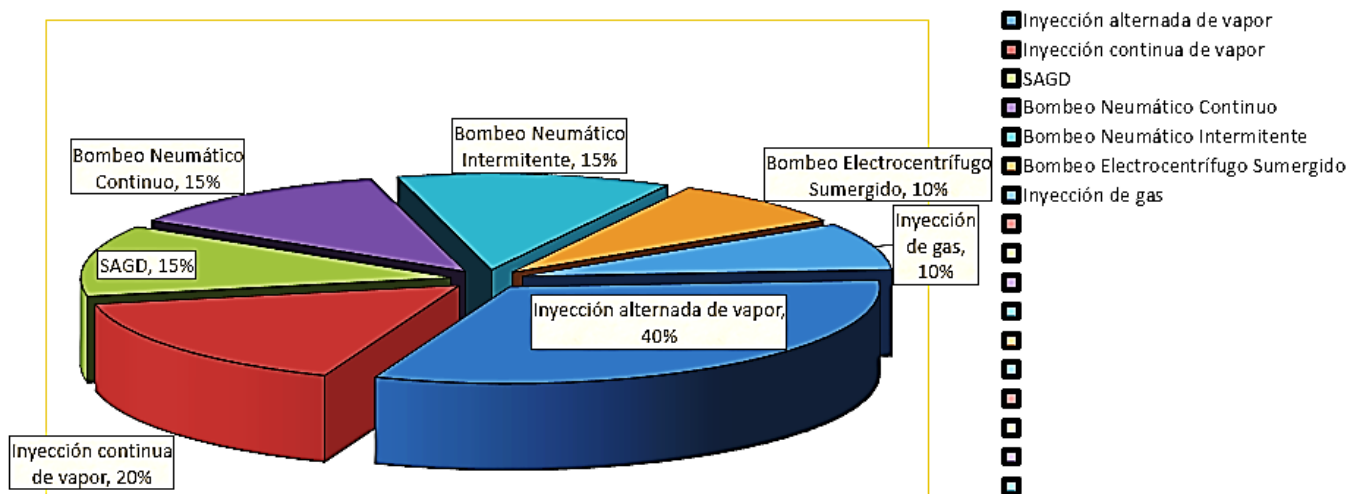


Figura 4.5. Gráfica de pastel correspondiente al porcentaje de recuperación adicional que proporciona cada proceso. Selección de Procesos IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).

4.2.2. Contenido del filtro Selección de Procesos IOR/EOR.

La información que utiliza el filtro proviene de distintos artículos, tesis e información técnica referente a los procesos IOR, toda esta información fue estudiada y comparada encontrando los rangos de valores más convenientes para la selección de procesos. Como se mencionó en el subtema anterior, la información utilizada para cada método es la siguiente:

- ◆ Tecnología IOR.
- ◆ Viscosidad del aceite [cP].
- ◆ °API.
- ◆ Temperatura [°C].
- ◆ Saturación de aceite, So [%].
- ◆ Presión [psi].
- ◆ Profundidad [m].
- ◆ Permeabilidad [mD].
- ◆ Porosidad [%].
- ◆ Tipo de proceso.
- ◆ Porcentaje de recuperación adicional.

Además de la información que utiliza el filtro avanzado para seleccionar los procesos existe también en una hoja llamada DATOS, más información técnica de cada proceso por si se quieren consultar más detalles que intervienen en la selección de procesos como tipo de formación, si influye el casquete de gas, entre otros.

Por último es posible guardar los resultados del análisis que se lleva a cabo con el programa, esto, con el fin de poder llevar un registro si así se necesitara de cada uno de las posibilidades y/o opciones que nos brinde el filtro.

Tecnologías IOR	Viscosidad del aceite [cP]	°API	Temperatura [°C]	So [%]	Presión [psi]	Profundidad [m]	Permeabilidad [mD]	Porosidad [%]	TIPO	PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN
Hidrocarburos miscibles LPG	0.04	24	0	30	1200	600	0	0	EOR	0.15
Hidrocarburos miscibles LPG	0.09	24.5	12	31.09	1239.2	620	217.3913	1.413	EOR	0.15
Hidrocarburos miscibles LPG	0.14	25	24	32.18	1278.4	640	434.7826	2.826	EOR	0.15
Hidrocarburos miscibles LPG	0.19	25.5	36	33.27	1317.6	660	652.1739	4.239	EOR	0.15
Hidrocarburos miscibles LPG	0.24	26	48	34.36	1356.8	680	869.5652	5.652	EOR	0.15
Hidrocarburos miscibles LPG	0.29	26.5	60	35.45	1396	700	1086.9565	7.065	EOR	0.15
Hidrocarburos miscibles LPG	0.34	27	72	36.54	1435.2	720	1304.3478	8.478	EOR	0.15

Figura 4.6. Información contenida en el filtro. Selección de Procesos IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).

El uso de estas herramientas está destinado para el apoyo al entendimiento de lo que representa el tema de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos, sin embargo, también se pretende que sean un apoyo académico para el uso de los estudiantes de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería, con el fin de reforzar sus conocimientos y generar en ellos un interés mayor por su carrera y por el tema del IOR.

Bibliografía.

1. Tomás J. Abreu M. Francisco Muñoz A. Jose R. Silva, Eduardo Loreto M. *Apuntes de recuperación secundaria*. División de ingeniería en ciencias de la tierra. Departamento de explotación del petróleo. México.
2. Ronald A. Riley, John A. Harper. William B. Harrison III. David A. Barnes, Brandon C. Nuttall, Katherine Lee Avary, Amanda M. Wahr, Mark T. Braranoski. Brian E. Slater. David C. Harris, Stephen R. Kelley. *Evaluation of Co₂-Enhanced Oil Recovery and Sequestration Opportunities in Oil and Gas Fields in the MRCSP Region*. Trabajo realizado por el gobierno de los Estados Unidos de América. U.S.A. Octubre 2010.
3. J. J. Taber, R.S. Seright. *EOR Screening Criteria Revisited- Part. 1: Introduction to screening criteria and Enhanced Recovery field projects*. New Mexico Petroleum Recovery Research Center. 1997. SPE-35385-PA.
4. Cipriano Matías Lorenzo. *Inyección de espumas en proyectos de recuperación mejorada; control de movilidad del gas*. U.N.A.M. México, 2011.
5. F.J. Gangle, K.L. Schultz, G.S. McJannet, N. Ezekwe. *Improved Oil Recovery using Horizontal Wells at Elk Hills, California*. SPE Drilling and Completion. U.S.A. 1995. SPE-27884-PA.
6. M.C.F. Chan, S.J. Springer, S. Asgarpour, D J. Corns. *EVALUATION OF INCREMENTAL RECOVERY BY INFILL DRILLING*. THE PETROLEUM SOCIETY OF CIM HELD IN CALGARY. JUNE 8-11. 1966. PAPER NO. 86-37-14.
7. Magdalena París de Ferrer. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Segunda Edición. Maracaibo Venezuela. Noviembre 2001.

8. C. Chu. *A Study of Fireflood Field Projects*. JPT. Volumen 29. 1977. SPE-5821-PA.
9. Gustavo J. Múmez I. *Análisis de la inyección alternada de microorganismos en el yacimiento Iginf-os, como método de recuperación mejorada de petróleo*. Universidad de Zulia. Maracaibo. Enero 2000.
10. Jetzabeth Ramírez Sabag. *PRUEBAS DE TRAZADORES EN LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS*. México 2008.
11. Francisco Monter García. *Segregación gravitacional asistida por vapor, proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)*. U.N.A.M. México, 2010.
12. J.D. Clegg, S.M. Bucaram, N.W. Heln Jr. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods*. JPT. 1993. SPE-24834-PA.
13. González G., Ana Y. *Diseño de dos equipos experimentales (tubular y tridimensional) para pruebas de laboratorio de combustión in situ a condiciones de yacimiento*. Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2007.
14. Anel Margarita Olmos Montoya, Ángel Carbajal Loredo. *Modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes*. U.N.A.M. México, 2012.
15. José Julián Mata Argandoña. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado*. U.N.A.M. México, 2010.
16. Comisión Nacional de Hidrocarburos, *“El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada.”*, México D.F. 2012.
17. Usman Ahmed. *IOR / EOR Operations: Can the Recent Developments in*

Intelligent Wells Technology Advance the Concept? SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition. Dubai, UAE, 28–30 Octubre 2013. SPE 167488.

18. Joseph J. Taber, F. David Martin, R.S Seright. *EOR screening criteria revisited*. 10th Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa Oklahoma. Abril 1996. SPE/DOE 35385.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. La Recuperación Avanzada de Hidrocarburos o IOR es la implementación de cualquier método, tecnología y/o proceso, en cualquier momento de la vida productiva de un yacimiento con el fin de aumentar la recuperación final de hidrocarburos de un yacimiento.
2. Los métodos de recuperación mejorada o EOR, son parte de la clasificación de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos así como los métodos de recuperación secundaria, los sistemas artificiales de producción y las tecnologías que brinden recuperación adicional.
3. Tomando en cuenta el panorama nacional e internacional de la IOR nos dimos cuenta de que la implementación de estos procesos de recuperación adicional es muy aplicada en países donde la industria petrolera es eficiente y moderna como son el ejemplo de Noruega y Brasil.
4. Actualmente los métodos IOR poseen un gran potencial de aplicación en México y en el mundo debido al gran volumen de hidrocarburos que requieren de estos procesos para ser producidos.
5. México necesita adoptar el enfoque IOR mediante la vinculación de este concepto desde las universidades y centros de investigación en temas relacionados con la industria petrolera, también proponemos que se implementen más proyectos de recuperación avanzada de hidrocarburos y más información acerca de este tema.
6. La planeación de un PRAH (Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos) es muy importante por lo tanto debe hacerse con base en los objetivos, la información TIPO A, B y C que se tenga y mediante un buen escrutinio de procesos.
7. Un proyecto IOR está enfocado en aumentar la recuperación final de hidrocarburos por lo tanto cualquier PRAH o tecnología que aumente el factor final de recuperación será considerado como IOR.
8. Se desarrolló una guía interactiva llamada *GPS IOR/EOR* para informarse de manera rápida y práctica acerca de los métodos, procesos y tecnologías que forman parte de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (IOR). Esta guía fue creada para la comunidad estudiantil de la Facultad de

- Ingeniería de la UNAM y como apoyo para la rápida consulta de los procesos en la planeación de proyectos IOR.
9. Se diseñó un Macros en Microsoft Excel que realiza un filtro avanzado de datos y es complemento de la GPS IOR/EOR al servir como herramienta de selección de procesos con base en los rangos de valores que se ingresen de ciertos criterios de selección.
 10. El desarrollo y aplicación de los procesos y proyectos desde el enfoque IOR ayudará a maximizar la recuperación final de hidrocarburos de los campos petroleros mexicanos y obligará a la modernización e implementación de procesos y tecnologías innovadoras.
 11. Esta tesis pretende ser un punto de partida y base de la Recuperación Avanzada de Hidrocarburos como tema de estudio de la industria petrolera a nivel académico y técnico.

RECOMENDACIONES:

1. La Recuperación Avanzada de Hidrocarburos debe entenderse como una forma de ver los proyectos con el objetivo de que todo lo que hagamos debe estar enfocado en aumentar la producción final de hidrocarburos.
2. Se recomienda siempre tomar en cuenta lo necesario para la buena planeación de un proyecto IOR.
3. Es recomendable familiarizarse con la clasificación así como también la descripción de todos los métodos, procesos y tecnologías IOR que se encuentran dentro de la *GPS IOR/EOR*, así como las situaciones donde sean utilizables cada uno de ellos.
4. Recomendamos considerar la factibilidad de la obligatoria implementación de procesos, métodos y tecnologías IOR en la planeación de un proyecto petrolero para siempre apuntar a la recuperación máxima de hidrocarburos.
5. Los procesos IOR requieren de un diseño y ejecución que en esta tesis no se menciona por lo tanto se recomienda complementar lo estudiado y discutido en este trabajo con información referente a las actividades siguientes a la planeación.

6. Recomendamos el uso de esta tesis y las herramientas desarrolladas, sea para fines académicos y como material de apoyo en la planeación de un proyecto IOR.

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.1. Modificado de “Demanda mundial de energía con el tiempo” (CNH, 2012). p.12

Figura 1.2. Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día (CNH, 2012). p.13

Figura 1.3. Visualización del Proceso IOR (Alcudia & De La Fuente, 2015). p.14

Figura 1.4. Modificado de “Modelo de inyección de agua” (Paris de Ferrer, 2001). p.19

Figura 1.5. Modificado de “Modelo de inyección de gas (Paris de Ferrer, 2001). p.20

Figura 1.6. Una nueva propuesta de clasificación de métodos IOR-EOR (CNH, 2012). p.25

Figura 1.7. Clasificación de Métodos IOR modificado de Classification of IOR Methods (Joseph Lach, 2010). p.26

Figura 1.8. Clasificación de las Tecnologías de producción modificado de Classification of production technologies (Joseph Lach, 2010). p.27

Figura 1.9. Rompiendo el paradigma histórico (CNH, 2011). p.29

Figura 2.1. Reservas probadas por región, al cierre de 2012 (mmbbl). (SENER, 2013). p.33

Figura 2.2. Comparación del desarrollo de procesos de recuperación mejorada por operadoras internacionales y Petróleos Mexicanos (Dr. Rodríguez de la Garza, 2013). p.37

Figura 2.3. Principales cuencas sedimentarias de Brazil (Farid S, Celso C. Antonio L.S., Antonio Carlos C., Carlos R.C. Paulo R.S, 2002). p.40

Figura 2.4. Producción de aceite de cuencas sedimentarias (Farid s et al, 2002). p.42

Figura 2.5. Modificado de “Pronostico de producción de aceite y gas en la plataforma continental del Mar del Norte” (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado, 2005).	p.44
Figura 2.6. Modificado de “Comportamiento de la producción por Ekofsk, Varg, Oseberg y Ula” (NPD, 2014).	p.46
Figura 2.7. Producción de gas natural en México 1960-2010 (CNH, 2011).	p.47
Figura 2.8. Principales retos y oportunidades para PEP según el tipo de proyecto (PEMEX, 2013).	p.48
Figura 2.9. Volumen remanente de aceite en México (CNH, 2011).	p.50
Figura 2.10. Factor de eficiencia de todos los campos de aceite del país (CNH, 2011).	p.51
Figura 2.11. Impacto potencial del IOR-EOR (CNH, 2011).	p.52
Figura 2.12. Factores de eficiencia para los principales yacimientos de México (CNH, 2011).	p.54
Figura 2.13. Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México al primero de enero de 2012 (SENER, 2012).	p.55
Figura 2.14. Evolución de la producción nacional de crudo, 2000-2011 (SENER, 2012).	p.57
Figura 2.15. Inversión de Pemex vs. Producción de petróleo (Gobierno de la República, 2014).	p.58
Figura 2.16. Producción de petróleo en México, Brasil y Colombia (Gobierno de la República, 2014).	p.60
Figura 3.1. Tiempo de implementación de un Proceso de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (PRAH) (Alcudia et al, 2015).	p.66
Figura 3.2. Información tipo de acuerdo al tiempo de explotación del campo. (Alcudia et al, 2015).	p.72

Figura 3.3. Diagrama de flujo del manejo de la información para un PRAH (Alcudia et al, 2015).	p.78
Figura 3.4. Diagrama del Improved Oil Recovery (Alcudia et al, 2015).	p.79
Figura 3.5. Descripción gráfica del proceso de comparación para la implementación de PRAH en un proyecto prueba. Datos obtenidos del filtro avanzado <i>Selección de Procesos IOR</i> . (Alcudia et al, 2015).	p.82
Figura 3.6. Costos de capital y Operativos para un PRAH. (PEP-IMP, 2011).	p.84
Figura 3.7. Proceso de implementación de un proyecto de EOR hasta el punto de monitoreo y control del proceso (Schulumberger, 2010).	p.87
Figura 3.8. Diagrama del modelo de planeación para la implementación de un PRAH (Alcudia et al, 2015).	p.88
Figura 4.1. Carátula del programa Guía de Parámetros de Selección IOR/EOR. (Alcudia et al, 2015).	p.91
Figura 4.2. Menú principal de la Guía de Parámetros de Selección IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).	p.92
Figura 4.3. Ejemplo de la información adicional en imágenes (Alcudia et al, 2015).	p.94
Figura 4.4. <i>Impresión de tabla de resultados</i> . Selección de Procesos IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).	p.99
Figura 4.5. Gráfica de pastel correspondiente al porcentaje de recuperación adicional que proporciona cada proceso. Selección de Procesos IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).	p.100
Figura 4.6. Información contenida en el filtro. Selección de Procesos IOR/EOR (Alcudia et al, 2015).	p.101

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1.1 Datos de escrutinio para procesos de recuperación primaria. (CNH, 2012). p.15

Tabla 1.2. Consideraciones de los Sistemas Artificiales de Producción., (J.D. Clegg., S.M. Bucaram., N.W. Heln Jr., 1993). p.17

Tabla 2.1. Modificado de Producción de aceite por procesos IOR en Rusia. (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado., 2005). p.35

Tabla 2.2. Modificado de Métodos IOR implementados por tipo de litología. (Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado., 2005). p.35

Tabla 2.3. Proyectos IOR/EOR en el Mundo. (Alcudia., De La Fuente., 2015). p.38

Tabla 2.4. Modificado de Recuperación terciaria en Brasil (Farid S. Shecaira. Celso C.M. Branco. Antonio L.S de Souza. Antonio Carlos C. Pinto. Carlos R.C. Paulo R.S., 2002). p.41

Tabla 2.5. Pruebas piloto de procesos EOR a implementar en distintos campos del país. (PEMEX., 2013). p.49

Tabla 2.6. Necesidades tecnológicas para aplicarse en proyectos IOR en México. (Alcudia., et al., 2015). p.53

Tabla 3.1. Tipo de fluido según su densidad (IMP, 2014). p.71

Tabla 3.2. Ejemplo de tipo de información TIPO A requerida para un PRAH. (Alcudia., De la Fuente., 2015). p.73

Tabla 3.3. Ejemplo de tipo de información TIPO B requerida para un PRAH. (Alcudia., De la Fuente., 2015). p.74

Tabla 3.4. Tiempos y tipos de toma de información en proyectos de recuperación avanzada. (Abdus Satter).. p.77

Tabla 3.5. Parámetros, propiedades y mecanismos que se afectan en un PAR. (PEP-IMP., 2011). p.83