

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA QUE PERMITAN AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por las Brs: González, Dorelys
Pérez Gabriela
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA QUE PERMITAN AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO

Tutor Académico: Profa. Adriana Zambrano

Tutor Industrial: Ing. Lemniz Zerpa

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por las Brs: González, Dorelys.

Pérez Gabriela.

Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

Caracas, Mayo de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las bachilleres Dorelys González y Gabriela Pérez, Titulado:

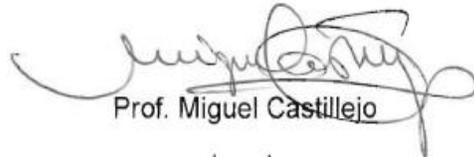
“METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA QUE PERMITAN AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO”

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



Prof. Pedro Martorano

Jurado



Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Adriana Zambrano

Tutora Académica



ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: “**METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA QUE PERMITAN AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO**”, presentado por la Br. Dorelys González, titular de la Cédula de Identidad No. 16.300.417. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los trece (13) días del mes de mayo del año dos mil trece.

Prof. Pedro Martorano
Jurado Principal

Prof. Miguel Castillejo
Jurado Principal

Prof. Adriana Zambrano
Tutora Académica



Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: "**METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA QUE PERMITAN AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO**", presentado por la Br. Gabriela Pérez, titular de la Cedula de Identidad 17.464.134, para optar por el título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los trece (13) días del mes de mayo del año dos mil trece.

Prof. Pedro Martorano
Jurado principal

Prof. Miguel Castillejo
Jurado principal

Prof. Adriana Zambrano
Tutora Académica

DEDICATORIA González M. Dorelys E.

A mis padres por existir y ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo a través del tiempo.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

DEDICATORIA Pérez L. Gabriela V.

A Dios y la Virgen, quienes siempre han permanecido en mi corazón y mis pensamientos, guiándome en todo momento por el camino del éxito y me han permitido el logro de las metas que me he propuesto.

A mis Padres, Germán y Luisa por transmitirme continuamente su apoyo, guía experiencias y conocimientos, siendo mis ejemplos a seguir de perseverancia y el constante trabajo en búsqueda del crecimiento personal y espiritual. Por darme la vida y llenármela de alegría, son mi ejemplo de dedicación y constancia, siempre serán mi inspiración para alcanzar cada uno de mis sueños. Sin ustedes hubiese sido imposible lograr esta meta, les pertenece, los amo.

AGRADECIMIENTOS González M. Dorelys E.

A la Universidad Central de Venezuela, por ser nuestra casa de estudios y el faro que ha guiado la consolidación de nuestros compromisos y metas.

Un afectuoso agradecimiento a nuestras tutoras, Zambrano Adriana, Zerpa Lemniz por confiar en nosotras y brindarnos sus conocimientos, orientaciones, dedicación y consejos oportunos tanto en su cátedra como en el desarrollo de este trabajo especial de grado.

A los profesores Miguel Castillejo y Alexis Gammiero por su colaboración en la realización de esta investigación.

A mi Madre Dorelys, por ser el ser más extraordinario y noble que conozco, por brindarme su amor, su apoyo incondicional y quererme como solo ella solo lo hace.

A mi Papá Nicolás, por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis hermanos Stalin, Vanessa de la cual aprendí aciertos y de momentos difíciles; a mi tía Norbis por apoyarme de diferentes maneras y expresarme su amor.

A mi compañera de tesis Gaby, por ser tan paciente y amable a lo largo de nuestra estadía en la escuela y en la realización de este trabajo.

A mis amigos Stefania, Stefanie, Daniela, Edwin, Alejandro, Javier, Geniver, Luis, Rafael, Gustavo, José Miguel que estuvieron conmigo a lo largo de toda la carrera que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y enriquecimiento personal.

AGRADECIMIENTOS Pérez L. Gabriela V.

A Dios, por ser mi guía, mi protección, por iluminar mi camino, por darme fuerzas y nunca abandonarme. Eres Tú quien hace realidad todos los sueños.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela. Por abrirme sus puertas y educarme más allá de las aulas, por ser parte de mi formación personal y profesional, infinitas gracias.

A nuestras tutoras industrial Ing. Lemniz Zerpa y académica Profa. Adriana Zambrano, por su apoyo, colaboración e interés en el desarrollo de este trabajo, sin ello y su buena disposición, no hubiera sido posible el desarrollo de esta investigación.

A los profesores Miguel Castillejo y Alexis Gammiero por su colaboración para llevar a cabo a buen término este Trabajo Especial de Grado.

A mis padres, Germán y Luisa con quién tengo una deuda infinita por todo lo que han hecho por mí. Gracias, por su apoyo, por su amor, por siempre rezar por mí, por estar siempre a mi lado y apoyarme incondicionalmente en todo, su amor y cariño siempre será mi bien máspreciado, los amo.

A mi familia. Mis Tíos, tía Delvalle por tu incondicional apoyo en todo momento, tía Olga gracias por regalarme esos últimos días en tu compañía y por ser parte de mi éxito muchas gracias por todo, a mis primas y primos, gracias Marisela por estar siempre pendiente en las buenas y en las malas espero que desde allá arriba sigas acompañándome en todo lo que emprenda, mis logros a nivel personal y profesional te quiero mucho.

A mi compañera de tesis. Dorelys, por hacer de esta tesis una experiencia divertida, por tu apoyo y dedicación. Sigue siempre adelante en todo y nunca dejes de luchar.

Un agradecimiento especial a David, Nohely y Fiordalisa, no solo por ser mis amigos, sino unos verdaderos hermanos para mí, por brindarme su amistad y permitirme ser parte de su familia, son personas únicas y especiales, gracias por todos esos momentos tan inolvidables. Gracias a Dios por permitirme conocerlos.

A mis amigos: Anaska, Karla, Jessica, Daniela, Stefanie, Eduardo, Jean F. Gustavo, Rafael, José Miguel, Luis, admiro sus ganas y empeño en las cosas por ese gran apoyo que me brindaron durante estos años de carrera y la realización de este trabajo, son excelentes personas y se los agradezco, sin ustedes no lo hubiese logrado.

Y todos aquellos familiares y amigos que no recordé al escribir estas palabras muchas gracias ustedes saben quiénes son.

González M. Dorelys E.

Pérez L. Gabriela V.

**METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE
RECUPERACIÓN MEJORADA QUE PERMITAN AUMENTAR EL
FACTOR DE RECOBRO**

Tutora Académica: Prof. Adriana Zambrano

Tutora Industrial: Ing. Lemniz Zerpa

Trabajo Especial de Grado.

**U. C. V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo,
Caracas. 2013, n° pág. 154**

Palabras Claves: Recuperación Mejorada, Factor de Recobro, Matriz de Aplicación, Análisis de Riesgos, Herramienta Computacional, Faja Petrolífera del Orinoco, Simulación de Montecarlo.

Resumen: Con el objetivo de aplicación de técnicas para mejorar el factor de recuperación de petróleo en yacimientos de hidrocarburos, en el presente trabajo especial de grado, se realizó una herramienta computacional que permite visualizar de forma fácil y práctica la selección de las metodologías de recuperación mejorada más idóneas a escoger en los yacimientos en los que su aplicación es factible, adicionando un análisis de riesgo a través de la simulación de Monte Carlo, esta simulación nos proporciona el porcentaje de aplicabilidad de cada tecnología en particular. El proceso fue realizado, generando una matriz de aplicación utilizando criterios técnicos de expertos validados y usados internacionalmente, además de experiencias exitosas en campo y de proyectos existentes. Se evaluó posteriormente la herramienta diseñada con parámetros reales de un campo ubicado en el área de producción Carabobo correspondiente a Petroindependencia, en La Faja Petrolífera del Orinoco. Se introdujo en el programa base de datos promedios, de parámetros de yacimiento y fluidos del campo estudiado, se jerarquizó y se establecieron los métodos de recuperación mejorada más adecuados de acuerdo al área y sus características roca-fluidos, desplegando además, el porcentaje de aplicabilidad de cada tecnología a seleccionar por el usuario. La herramienta diseñada persigue alcanzar un mejor detalle de las áreas candidatas a aplicación de los diferentes procesos de recuperación mejorada por yacimiento y la jerarquización de la mejor metodología de recuperación mejorada que incremente el factor de recobro. Esto permitirá la selección de varias opciones por yacimiento, lo que posibilitará una mejor planificación de la estrategia de explotación.

Tabla de Contenido

DEDICATORIA GONZÁLEZ M. DORELYS E.	VI
DEDICATORIA PÉREZ L. GABRIELA V.	VII
AGRADECIMIENTOS GONZÁLEZ M. DORELYS E.	VIII
AGRADECIMIENTOS PÉREZ L. GABRIELA V.	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1. <i>Objetivo General</i>	2
1.2.2. <i>Objetivos Específicos</i>	3
1.3. JUSTIFICACIÓN	3
1.4. ALCANCE	4
1.5. LIMITACIONES.....	4
CAPÍTULO II.....	5
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL MEDIO POROSO	5
2.1.1. <i>Porosidad</i>	5
2.1.1.1. Porosidad Absoluta.....	5
2.1.1.2. Porosidad Efectiva	5
2.1.1.3. Porosidad No Efectiva.....	5
2.1.2. <i>Saturación de Fluido, Sf</i>	6
2.1.3. <i>Estados de Flujo</i>	6
2.1.4. <i>Permeabilidad</i>	6
2.1.4.1. Permeabilidad Absoluta.....	6
2.1.4.2. Permeabilidad Efectiva	7
2.1.4.3. Permeabilidad Relativa	7
2.1.5. <i>Relación de Movilidad</i>	7

2.1.6.	<i>Tensión Interfacial y Superficial</i>	7
2.1.7.	<i>Mojabilidad</i>	8
2.2.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y DEL YACIMIENTO	9
2.2.1.	<i>Viscosidad (μ)</i>	9
2.2.2.	<i>Permeabilidad Horizontal y Vertical</i>	9
2.2.3.	<i>Factor Volumétrico de Formación del Petróleo</i>	9
2.2.4.	<i>Gravedad API</i>	10
2.2.5.	<i>Composición</i>	10
2.2.6.	<i>Presencia de Arcillas</i>	10
2.2.7.	<i>Presencia de Acuifero</i>	11
2.2.8.	<i>Presencia de Capa de Gas</i>	11
2.2.9.	<i>Presencia de Carbonatos</i>	11
2.2.10.	<i>Factor de Recobro</i>	12
2.2.11.	<i>Transmisibilidad</i>	12
2.3.	FUNDAMENTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	12
2.4.	TÉCNICAS PARA INCREMENTAR LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRIMARIAS.....	13
2.4.1.	<i>Empuje Hidráulico</i>	13
2.4.2.	<i>Expansión de la Roca y de los Fluidos</i>	14
2.4.3.	<i>Empuje por Capa de Gas</i>	15
2.4.4.	<i>Drenaje por Gravedad</i>	15
2.4.5.	<i>Métodos Primarios no Convencionales</i>	16
2.4.5.1.	Producción de Crudo Pesado en Frío con Arena CHOPS (<i>Cold Heavy Oil Production with Sand</i>)	16
2.4.5.2.	Producción en Frío CP (<i>Cold Production</i>)	16
2.4.5.3.	Pulsos de Presión PPT (<i>Pressure Pulse Technology</i>)	17
2.5.	TÉCNICAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO SECUNDARIA	17
2.5.1.	<i>Inyección de Agua (Water Flooding)</i>	18
2.5.2.	<i>Inyección de Gas</i>	18
2.6.	TÉCNICAS PARA INCREMENTAR LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO TERCIARIA O MEJORADA	19
2.6.1.	<i>Térmicos</i>	21
2.6.1.1.	Combustión In Situ ISC (<i>In Situ Combustion</i>)	21
2.6.1.1.1.	Combustión Convencional o Hacia Delante (<i>Forward Combustion</i>)	22
2.6.1.1.2.	Combustión Húmeda	23
2.6.1.1.3.	Combustión en Reverso o Contra Corriente (<i>Reverse Combustion</i>)	24
2.6.1.2.	Inyección de Aire desde la Punta Hasta el Talón (<i>THAI</i>)	29
2.6.1.2.1.	Catalizador Asistido. CAPRI (<i>Catalyst-Assisted</i>).....	32
2.6.1.2.2.	THAI/CAPRI	33

2.6.1.3.	Inyección de Agua Caliente (Hot Water flooding).....	34
2.6.1.4.	Inyección Continua de Vapor. ICV (Steam flooding)	38
2.6.1.5.	Inyección Cíclica de Vapor. CSS (Cyclic Steam Stimulation)	42
2.6.1.6.	Inyección de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales. HASD (Horizontal Alternate Steam Drive)	46
2.6.1.7.	Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor. SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)	50
2.6.1.7.1.	XSAGD	54
2.6.1.1.4.	ES-SAGD (Expanding Solvent-SAGD)	54
2.6.1.1.5.	Inyección Alternada de Vapor-Solventes. SAS (Steam Alternating Solvent)	54
2.6.1.8.	Extracción de Vapor. VAPEX (Vapor Extraction)	54
2.6.1.9.	Calentamiento Electromagnético. (Electromagnetic Heating).....	58
2.6.2.	<i>Métodos Químicos</i>	62
2.6.2.1.	Inyección de Polímeros (Polymers Injection).....	62
2.6.2.2.	Inyección de Surfactantes (Surfactant Injection)	66
2.6.2.3.	Álcalis.....	69
2.6.2.4.	Inyección de Polímeros Miscelares/ Álcali-surfactantes(AS)/ Álcali-Surfactante - Polímero (ASP)	72
2.6.3.	<i>Inyección de Gases</i>	75
2.6.3.1.	Inyección de Hidrocarburo Miscible	75
2.6.3.2.	Inyección de Nitrógeno. (N2 Injection)	77
2.6.3.3.	Inyección de Dióxido de Carbono. (CO2 Injection)	80
2.6.3.4.	Inyección Alternada de Agua y Gas. WAG (<i>Water Alternating Gas</i>)	83
2.7.	SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	86
2.8.	RIESGO.....	88
2.8.1.	<i>Fuentes de Riesgo</i>	88
CAPÍTULO III.....		90
3.	METODOLOGÍA.....	90
3.1.	INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL	90
3.2.	SELECCIÓN DE CRITERIOS DE APLICACIÓN	91
3.2.1.	<i>Criterios de Expertos</i>	91
3.2.2.	<i>Experiencia en Campo</i>	91
3.2.3.	<i>Selección de Criterios de Aplicación Final</i>	92
3.3.	PROGRAMACIÓN DE MODELOS ANALÍTICOS.....	92
3.3.1.	<i>Declaración de Parámetros de las Tecnologías</i>	92
3.3.2.	<i>Asignación de Celdas en las Ventanas de Aplicación por Tecnología</i>	94
3.3.3.	<i>Declaración de Vectores en la Matriz de Aplicación</i>	94
3.3.4.	<i>Definición de Funciones</i>	95
3.3.4.1.	Definición de Funciones en los Criterios de Aplicación.....	95

3.3.4.2.	Definición de Funciones con Monte Carlo	96
3.4.	JERARQUIZACIÓN.....	98
3.4.1.	<i>Relevancia de los Parámetros de Jerarquización</i>	98
3.4.2.	<i>Preselección de Tecnologías con Propiedades Promedio</i>	99
3.4.3.	<i>Preselección de Tecnologías con Monte Carlo (Riesgo)</i>	99
3.5.	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	99
3.5.1.	<i>Ubicación Geográfica</i>	99
3.5.2.	<i>Área de Producción Carabobo</i>	100
3.5.3.	<i>Estratigrafía del Bloque Carabobo</i>	101
CAPÍTULO IV		104
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	104
4.1.	APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO BLOQUE CARABOBO ...	106
4.2.	ANÁLISIS DE RESULTADO DE LAS TECNOLOGÍAS TÉRMICAS	107
4.2.1.	<i>Combustión In Situ (ISC)</i>	108
4.2.2.	<i>Inyección de Aire desde la Punta hasta el Talón (THAI)</i>	109
4.2.3.	<i>Inyección de Agua Caliente</i>	110
4.2.4.	<i>Inyección Continua de Vapor</i>	111
4.2.5.	<i>Inyección Cíclica de Vapor</i>	112
4.2.6.	<i>Inyección Continua de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales (HASD)</i>	113
4.2.7.	<i>Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (SAGD)</i>	114
4.2.8.	<i>Extracción de Vapor (VAPEX)</i>	115
4.2.9.	<i>Calentamiento Electromagnético</i>	116
4.3.	ANÁLISIS DE RESULTADO DE LAS TECNOLOGÍAS QUÍMICAS	116
4.3.1.	<i>Inyección de Polímeros</i>	117
4.3.2.	<i>Inyección de Surfactantes</i>	118
4.3.3.	<i>Inyección de Álcali</i>	119
4.3.4.	<i>Inyección de Álcali Surfactante Polímero (ASP)</i>	120
4.4.	ANÁLISIS DE RESULTADO DE LAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN DE GASES	120
4.4.1.	<i>Inyección de Hidrocarburos Miscibles</i>	121
4.4.2.	<i>Inyección de N₂</i>	122
4.4.3.	<i>Inyección de CO₂</i>	123
4.4.4.	<i>Inyección Alternada de Agua y Gas</i>	124
4.4.5.	<i>Análisis de Resultados Riesgo</i>	124
CONCLUSIONES.....		127

RECOMENDACIONES.....	129
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131

Índice de Figuras

FIGURA 2.1.	ESQUEMA DE TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA	13
FIGURA 2.2.	ESQUEMA DE TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	18
FIGURA 2.3.	ESQUEMA DE TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN TERCARIA O MEJORADA.....	20
FIGURA 2.4.	COMBUSTIÓN CONVENCIONAL (MODIFICADO POR G. PÉREZ, CIED PDVSA, 2010) ^[37]	23
FIGURA 2.5.	COMBUSTIÓN HÚMEDA (FERRER 2007) ^[27]	24
FIGURA 2.6.	COMBUSTIÓN EN REVERSO (FERRER, 2007) ^[27]	24
FIGURA 2.7.	INYECCIÓN DE THAI (MODIFICADO POR G. PÉREZ; ABU DANI ALEX).....	29
FIGURA 2.8.	CATALIZADOR ASISTIDO CAPRI (MODIFICADO POR G. PÉREZ; ABU DANI ALEX).....	33
FIGURA 2.9.	INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE (MODIFICADO, G. PÉREZ)	34
FIGURA 2.10.	INYECCIÓN CONTÍNUA DE VAPOR (MODIFICADO POR G. PÉREZ, ECOPETROL).....	38
FIGURA 2.11.	PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR. (RENDÓN, 2008) ^[42]	42
FIGURA 2.12.	ESQUEMA DEL PROCESO HASD. (MODIFICADO, G. PÉREZ).....	47
FIGURA 2.13.	SAGD (KUDU INDUSTRIES INC, 2011).....	51
FIGURA 2.14.	PROCESO DE VAPEX (MODIFICADO POR G. PÉREZ, WORLD OIL ONLINE).....	55
FIGURA 2.15.	CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO (M. A. CARRIZALES Y R. T. JOHNS, SPE.)	59
FIGURA 2.16.	INYECCIÓN DE POLÍMEROS (PDVSA TALLER DE RM).....	62
FIGURA 2.17.	INYECCIÓN DE SURFACTANTES (PDVSA-CIED, 1998) ^[37]	66
FIGURA 2.18.	INYECCIÓN DE SOLUCIONES ALCALINAS (PDVSA-CIED, 1998) ^[37]	69
FIGURA 2.19.	INYECCIÓN DE (ASP) (PDVSA-CIED, 1998) ^[37]	73
FIGURA 2.20.	INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES (MODIFICADO G. PÉREZ, PDVSA) ^[37]	76
FIGURA 2.21.	INYECCIÓN DE NITRÓGENO (MODIFICADO POR G, PÉREZ, PDVSA-CIED, 1998) ^[37]	78
FIGURA 2.22.	INYECCIÓN DE CO ₂ (MODIFICADO POR G. PÉREZ, RENDÓN, 2008) ^[42]	81
FIGURA 2.23.	INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS WAG (SCOTT WEHNER, 2004).....	83
FIGURA 2.24.	ESQUEMA DEL MODELO DETERMINÍSTICO.....	87
FIGURA 3.1.	ESQUEMA METODOLÓGICO.....	90
FIGURA 3.2.	TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA TÉRMICAS, QUÍMICAS Y GASES.	93
FIGURA 3.3.	PARÁMETROS DE LAS TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.	93
FIGURA 3.4.	ASIGNACIÓN DE CELDAS A CADA UNO DE LOS PARÁMETROS POR TECNOLOGÍA	94
FIGURA 3.5.	DECLARACIÓN DE LOS VECTORES EN LAS MATRICES DE LOS MÉTODOS	95
FIGURA 3.6.	DEFINICIÓN DE FUNCIONES	96

FIGURA 3.7.	FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^[38]	100
FIGURA 3.8.	ÁREA PRODUCTORA CARABOBO Y SUS SECCIONES ^[6]	101
FIGURA 3.9.	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA F.P.O. (MODIFICADO POR G. PÉREZ; PDVSA).....	103
FIGURA 4.1.	PARÁMETROS DEL BLOQUE CARABOBO	107
FIGURA4.2.	APLICABILIDAD DE COMBUSTIÓN IN SITU.....	108
FIGURA 4.3.	APLICABILIDAD DE THAI	109
FIGURA 4.4.	APLICABILIDAD DE INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE.....	110
FIGURA4.5.	APLICABILIDAD DE INYECCIÓN CONTÍNUA DE VAPOR.....	111
FIGURA 4.6.	APLICABILIDAD DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	112
FIGURA 4.7.	APLICABILIDAD DE HASD.....	113
FIGURA 4.8.	APLICABILIDAD SAGD	114
FIGURA 4.9.	APLICABILIDAD DE VAPEX	115
FIGURA4.10.	APLICABILIDAD DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO	116
FIGURA 4.11.	APLICABILIDAD DE POLÍMEROS.....	117
FIGURA 4.12.	APLICABILIDAD DE SURFACTANTES.....	118
FIGURA 4.13.	INYECCIÓN DE ÁLCALI	119
FIGURA 4.14.	INYECCIÓN DE ASP	120
FIGURA 4.15.	INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	121
FIGURA4.16.	INYECCIÓN DE NITRÓGENO.....	122
FIGURA4.17.	INYECCIÓN DE CO2.....	123
FIGURA4.18.	INYECCIÓN DE ALTERNADA DE AGUA Y GAS.....	124
FIGURA 4.19.	ITERACIONES CON MONTE CARLO (5000, 10000 Y 15000 REPETICIONES).....	125

Índice de Tablas

TABLA 2.1.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE COMBUSTIÓN IN SITU ^[27, 52, 22]	25
TABLA 2.2.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE (THAI) ^[49, 16,17]	30
TABLA 2.3.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE. ^[27, 52,22]	35
TABLA 2.4.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR ^[40]	39
TABLA 2.5.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR ^[7]	43
TABLA 2.6.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE HASD.....	48
TABLA 2.7.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE (SAGD) ^[47, 5,26]	51
TABLA2.8.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE VAPEX. ^[7]	56
TABLA 2.9.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO ^[45, 55, 54,3]	60
TABLA 2.10.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS. ^[37, 20,8]	64
TABLA 2.11.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES. ^[37,51]	67
TABLA 2.12.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE ÁLCALIS. ^[37, 28,4]	70
TABLA2.13.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE ASP. ^[37,58, 4]	74
TABLA2.14.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES. ^[37, 52,22] ..	76
TABLA 2.15.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO. ^[37, 43, 6,44]	79
TABLA 2.16.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE CO2. ^[23, 28,52, 22,42]	82
TABLA2.17.	CRITERIOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS WAG. ^[37,29]	84
TABLA 2.18.	DISTRIBUCIONES INCORPORADAS A LA SIMULACIÓN DE MONTECARLO. ^[2]	88
TABLA2.19.	DISTRIBUCIONES INCORPORADAS A LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO ^[57]	97

INTRODUCCIÓN

Existen yacimientos a nivel mundial con la necesidad de vincular operaciones de recuperación mejorada (EOR) para mantener la producción; en este sentido es necesario aplicar procesos de producción en función de estrategias necesarias para incrementar el factor de recobro, buscando métodos de selección de posibles procesos de recuperación mejorada de acuerdo al área en específica donde se encuentren dichos yacimientos, esta estrategia consiste en conocer parámetros del yacimiento como: mapas, petrofísica, datos de fluidos, datos de producción que sean validados a nivel de campo y de yacimiento; implementando criterios de aplicabilidad fundamentados teóricamente y según el juicio de los de los expertos, para así seleccionar adecuadamente los procesos de recuperación factibles a ser ejecutados durante la etapa de explotación.

Este proceso es denominado screening (selección de criterios de aplicación), en base a esto se desarrollará un plan esquemático para aplicar la selección de la tecnología de recuperación mejorada adecuada para aprobar dicha metodología. Se escogerá un área prospectiva de un yacimiento actualmente en desarrollo y a la cual se le aplicará una matriz de riesgo, para definir la probabilidad de éxito al aplicar los métodos de selección.

1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

Como parte de la aplicación de técnicas para mejorar el factor de recuperación en yacimientos de hidrocarburos, de acuerdo a las propiedades y condiciones de los yacimientos se selecciona la tecnología adecuada para la aplicación de tecnología que sean aplicables para maximizar la eficiencia de recuperación de los mismos durante la etapa de explotación. Este proceso tiende a realizarse utilizando criterios técnicos validados y usados internacionalmente, los cuales provienen de experiencias de proyectos existentes, lecciones aprendidas, entre otros. Es común que en la visualización de tecnologías seleccionadas como método de incremento de recuperación y de mejoramiento de la productividad, se apliquen estos criterios técnicos a base de datos promedios, de parámetros estáticos y dinámicos; una vez cuantificado el beneficio, se jerarquiza y se establecen los métodos factibles a aplicar por yacimientos. La metodología propuesta persigue alcanzar un mejor detalle de las áreas candidatas a aplicación de los diferentes procesos de recuperación mejorada por yacimiento y la jerarquización de la mejor área/método, estimando el beneficio y aplicando concepto de riesgo. Esto permitirá la selección de varias opciones por yacimiento, lo que posibilitará una mejor planificación de la estrategia de explotación.

1.2. Objetivos de la investigación

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro.

1.2.2. Objetivos Específicos

Investigar en trabajos técnicos, libros entre otros. Criterios que permitan la selección de la tecnología más adecuada de recuperación mejorada, con el objeto de incrementar el factor de recobro.

Investigar el estado del arte de las tecnologías para recuperación mejorada

Realizar un análisis de factibilidad de aplicación de la tecnología considerando aspectos de yacimiento a través de una herramienta computacional que facilite la selección de dichas tecnologías.

Validar los criterios de selección con proyectos representativos que hayan sido aplicados comercialmente.

Evaluación del riesgo por medio de una matriz con el objeto de observar el riesgo asociado.

1.3. Justificación

Hoy en día la explotación de los recursos energéticos a nivel mundial se está centrando en crudos pesados, extra-pesados. Para gerenciar adecuadamente los yacimientos es necesario desde los inicios de la explotación, visualizar las futuras tecnologías aplicables para así realizar una gerencia de yacimientos que tome en consideración la futura aplicación de tales metodologías. En el caso venezolano y específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco, se ha considerado realizar los planes de explotación tomando en cuenta la futura aplicabilidad de métodos de recuperación mejorada.

Para la ejecución de este trabajo es necesario, construir una estrategia para llevar a cabo los objetivos esperados. Es de vital importancia tomar en cuenta una serie de aspectos para el cumplimiento del plan de trabajo que nos permitirán definir el alcance del mismo. Por esta razón es importante un estudio sobre la ejecución de un proyecto, donde se realizará de manera esquemática la selección de tecnologías de recuperación mejorada para su mejor visualización y de una manera más amigable;

así poder hacer notar el riesgo que éste deriva en la aplicación de los procesos de recuperación mejorada (EOR), que proporcionan un reto a los investigadores que tienen por meta definir los mecanismos de recuperación y además tienen el objetivo de establecer un rango del riesgo de aplicabilidad de acuerdo a los parámetros roca-fluido de los yacimientos, en el área en estudio. Por lo tanto, una buena planificación es ineludible ya que sería de gran ayuda desde todo punto de vista, tomando en cuenta que también se propondrán soluciones a los problemas que podrían presentarse durante el proceso de desarrollo del proyecto. Como una medida para la situación que se presenta, éste estudio estará enfocado en proporcionar un recurso en el que se pueda basar cualquier compañía petrolera bien sea del Estado o privada, que esté interesada en desarrollar esta herramienta computacional.

1.4. Alcance

Evaluación de la factibilidad técnica, con la selección de criterios para la implementación de tecnologías comerciales que permitan incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudo, a través de la selección de tecnologías que tengan factibilidad de éxito.

1.5. Limitaciones

- Búsqueda de software para programar.
- Software para validar la metodología.
- Tutora industrial se encuentra fuera de Venezuela
- Confidencialidad de los datos de yacimientos de la empresa mixta Petro-Independencia.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Propiedades Físicas del Medio Poroso

2.1.1. Porosidad

La porosidad la puede definir como la relación existente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Se expresa matemáticamente de acuerdo a la ecuación 2. 1

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2. 1)$$

V_p = volumen poroso

V_t = volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva. ^[27,14]

2.1.1.1.Porosidad Absoluta

Porosidad que considera el volumen poroso de la roca, esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. ^[14]

2.1.1.2.Porosidad Efectiva.

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Indica la habilidad que posee la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros. ^[14]

2.1.1.3.Porosidad No Efectiva.

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva. ^[14]

2.1.2. Saturación de Fluido, Sf

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso se puede volumétricamente determinar cuánto fluido existe en una roca. ^[10,14]

2.1.3. Estados de Flujo

De acuerdo con la variación de una propiedad con respecto al tiempo existen principalmente tres estados de flujo a saber: flujo estable, flujo pseudo-estable o semi-estable y flujo inestable. El flujo estable se caracteriza por la presión del yacimiento no cambia con el tiempo en un punto dado e indica que cada unidad de masa retirada está siendo reemplazada por una misma cantidad que se adiciona al sistema. Este ocurre en yacimientos con empuje de agua o capa de gas. Además, puede aplicarse sin un margen de error significativo en las zonas aledañas al pozo. El flujo inestable presenta variaciones de la presión con el tiempo y el flujo semi-estable, es un flujo inestable que se puede considerar temporalmente estable. ^[10,14]

2.1.4. Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra. Los tipos de permeabilidad son descritos a continuación. ^[14]

2.1.4.1. Permeabilidad Absoluta

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua. Es decir cuando un solo fluido, fluye a través de la formación. ^[14]

2.1.4.2. Permeabilidad Efectiva

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta. ^[14]

2.1.4.3. Permeabilidad Relativa

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1. 0. A la saturación residual de crudo, S_{or} o a la saturación de agua connota, S_{wc} se tiene que $k_f \approx k_{abs}$. Si un 2-3 % de fase no-mojante se introduce, esta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojante. Si los poros fueran iguales, no habría obstáculos. ^[14]

2.1.5. Relación de Movilidad

La relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido se conoce como movilidad, y el cociente entre las movilidades del fluido desplazante y desplazado en un proceso de recuperación adicional se conoce como relación de movilidad. Si el fluido desplazante es agua en un yacimiento de petróleo. ^[14,9] la razón de movilidad se puede expresar mediante la ecuación (2. 2):

$$M = \frac{\frac{K_W}{\mu_w}}{\frac{K_o}{\mu_o}} \quad (2. 2)$$

Si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo.

2.1.6. Tensión Interfacial y Superficial

La interfase que separa a dos fases es una región con solubilidad limitada, que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas. Se puede visualizar como una barrera

que se forma debido a que las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase son mucho mayores que aquellas que existen en dos fases diferentes. La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se llama tensión interfacial. En otras palabras, es la unidad de fuerza/unidad de longitud. La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si los fluidos son un líquido y su vapor, entonces se aplica el término de *tensión superficial*. A medida que el sistema se aproxima al punto crítico, las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero. El valor de la tensión interfacial entre crudo y agua, σ_{ow} , oscila entre 10 y 30 dinas/cm (10 a 30 mN/m).^[14] La tensión superficial para sistemas hidrocarburos se puede calcular mediante la ecuación 2.3.

$$\sigma^{\frac{1}{4}} = P_M^P (\rho_L - \rho_{vap}) \quad (2.3)$$

σ está en dinas/cm, ρ está en $\frac{gr}{cm^3}$ y P es un parámetro adimensional característico de cada componente y está dado por: $P_{PM_{liq}} = 40 + 2.38 * PM_{liq}$

La tensión interfacial juega un papel importante en el recobro de petróleo especialmente en los procesos terciarios, ya que si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluye más fácilmente.^[10,14]

2.1.7. Mojabilidad

La mojabilidad es una propiedad importante debido a que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento en las rocas yacimiento, y se define como la habilidad de

la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmiscible.

Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, una de las fases normalmente es atraída a la superficie más fuertemente que la otra. Esta fase se identifica como fase mojante. La mojabilidad puede ser explicada cuantitativamente examinando el balance de fuerzas entre dos fluidos inmiscibles y una superficie sólida. [27,14]

2.2. Propiedades de los Fluidos y del Yacimiento

2.2.1. Viscosidad (μ)

La viscosidad usualmente medida en centipoises (cp), ($\text{gr/cm}^*\text{seg}$). Ésta se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo la cual es originada cuando las moléculas del fluido intentan desplazarse unas sobre otras y es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. [14]

2.2.2. Permeabilidad Horizontal y Vertical

La determinación de este tipo de permeabilidades es muy importante en los yacimientos, porque de ellas depende la buena ejecución de un levantamiento artificial por gas y del buen desarrollo de la producción del yacimiento así como la viabilidad de los procesos de recuperación secundaria y terciaria. [27]

2.2.3. Factor Volumétrico de Formación del Petróleo

Se denota como β_o . Y se define como el volumen de petróleo en barriles normales más su gas en solución, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie. El valor de β_o será mayor de la unidad, debido al gas en solución. Por esto cuando al pasar el petróleo de yacimiento a superficie y sufre disminución en presión y temperatura ocurre liberación de gas presente en el líquido.

[10,14]

2.2.4. Gravedad API

La gravedad API, cuyas siglas en inglés son American Petroleum Institute, es una medida de densidad a través de la cual, se describe que tan pesado o liviano es el petróleo con respecto al agua. La gravedad API se usa universalmente para la catalogación y establecimiento de precios del crudo, considerando otros factores como el contenido de azufre y/o metales, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto dado por un crudo determinado. ^[9]

Clasificación del crudo según API: ^[34]

- Crudos Livianos 30-40°
- Crudos Medianos 22-29. 9°
- Crudos Pesados 10-21. 9°
- Crudos Extra-pesados Menos 10°

2.2.5. Composición

Los crudos están constituidos fundamentalmente por una mezcla de hidrocarburos. Por ello, dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los mismos, presentarán diferentes propiedades que determinen su comportamiento. Se clasifican en números de átomos de carbono, C1-C4 son los más livianos (Gas); C5-C15 son líquidos y desde C16-C30++ son las fracciones más pesadas (sólidos). ^[32]

2.2.6. Presencia de Arcillas

Los granos que conforman la matriz de la roca se encuentran unidos entre sí por material cementante, el cual se encuentra compuesto principalmente por sílice, carbonato de calcio y arcilla. La presencia de material cementante afecta la firmeza y compactación de la roca, por lo tanto afecta la porosidad de la misma. A medida que aumenta la cantidad de material cementante, la porosidad del sistema disminuye, debido a que este material se aloja en los espacios disponibles para la acumulación de fluidos. ^[11]

2.2.7. Presencia de Acuífero

Un acuífero se define como estrato o formación geológica que almacena y transmite agua (permite la circulación de agua a través de sus poros), estos constituyen una fuente de energía natural para los yacimientos. ^[11]

- El acuífero aporta a la acumulación un volumen de agua que se puede relacionar con cuatro factores:
- El tamaño del acuífero y/o sus características para rellenarse.
- La caída de presión estática en el contacto agua/petróleo (Pi-Pe).
- Las propiedades de la roca, particularmente en el acuífero.
- El tiempo durante el cual se ha aplicado o sostenido la caída de presión en el contacto agua/petróleo.

2.2.8. Presencia de Capa de Gas

Al existir la capa de gas, el petróleo se mantiene con la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuye por efecto de la producción del mismo, la capa de gas se expande provocando un desplazamiento inmiscible del petróleo. También la presencia de una capa de gas puede ser limitante porque puede funcionar como una zona ladrona del aire inyectado, lo que promueve a la poca eficiencia al proceso. ^[50]

2.2.9. Presencia de Carbonatos

Los carbonatos están compuestos principalmente calcita y dolomitas otros minerales menos presentes son el fosfato y la glauconita entre los minerales secundarios se incluyen la anhidrita, arcilla piritica entre otros. Con la presencia de carbonatos pueden coexistir varios tipos de porosidades, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad. Otra característica de los carbonatos es su susceptibilidad a la disolución. ^[50]

2.2.10. Factor de Recobro

Es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento. ^[33]

2.2.11. Transmisibilidad

Es la facilidad con la cual fluye el fluido en el medio poroso la cual es proporcional a la permeabilidad y al aspensor del yacimiento e inversamente proporcional a la viscosidad.

2.3. Fundamentos de Recuperación Mejorada

Típicamente sólo el 30 % del petróleo de un pozo petrolero puede extraerse con los métodos tradicionales, por tanto quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar de los yacimientos actuales o incluso de los ya abandonados. Existen tecnologías, procesos o mecanismos conocidos como: Recuperación Terciaria o Mejorada de Petróleo (EOR por sus siglas en inglés “*Enhanced Oil Recovery*”), cuya aplicación puede ayudar a recuperar entre 10 y 20 % del petróleo original en sitio, lo cual podría parecer poco, pero resulta importante para la industria petrolera de acuerdo con las tasas de recuperación y producción actuales.

Este tipo de recuperación adicional depende principalmente de las propiedades en las interfaces crudo-agua-roca. Estas propiedades incluyen fuerzas capilares, mojabilidad, fuerzas viscosas y tensión interfacial.

El objetivo de los métodos de recuperación mejorada es recuperar al menos una parte del petróleo remanente en sitio, y existen varios métodos que se han implementado en forma exitosa. Entre ellos se destacan: la inyección de químicos, los métodos de recuperación térmica, y los métodos de desplazamiento con fluidos miscibles.

Para la extracción o recuperación del petróleo existen tres mecanismos Primario, Secundario y Terciario, que se describirán a continuación.

2.4. Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo Primarias

Es cuando al iniciar la producción, la presión de los fluidos en el interior del yacimiento es suficiente para facilitar la salida natural del petróleo a través del pozo. Para iniciar el desplazamiento de ese petróleo se utiliza las siguientes fuentes de energía natural empuje por agua, empuje por gas en solución, expansión de la roca y los fluidos, empuje por capa de gas y drenaje por gravedad en ese mismo orden de ideas se encuentran una serie de técnicas no convencionales de recuperación primaria entre las que podemos nombrar, CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand*), CP (*Cold Producción*) Y PPT (*Pressure Pulse Technology*). [27]

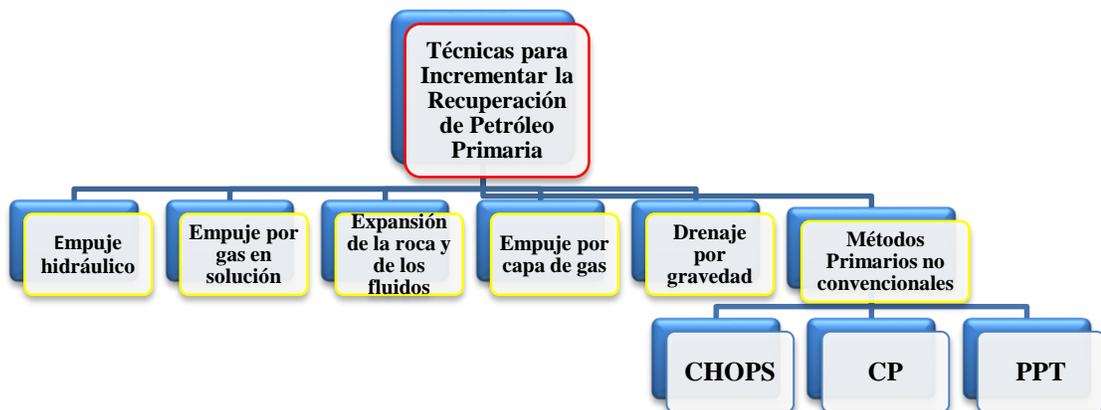


Figura 2.1. Esquema de Técnicas de Recuperación Primaria

2.4.1. Empuje Hidráulico

El empuje hidráulico es considerado el mecanismo natural más eficiente de 35 al 65% del petróleo original en sitio en la extracción del petróleo. La presión del yacimiento debe mantenerse constante para evitar la expansión de gas e inducción de la capa de gas. El agua en un acuífero está comprimida pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el contacto agua-petróleo. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Cuando este es muy

grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido con esa agua para que el espacio dejado por el petróleo producido sea ocupado uniformemente por el agua. [27,10]

Empuje por Gas en Solución

En un yacimiento donde el mecanismo de producción es el empuje por gas en solución, no existe capa de gas inicial o empuje por agua, se considera un yacimiento volumétrico. Deben cumplirse ciertas condiciones para que exista este tipo de empuje, como son: La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible, la presión inicial del yacimiento es igual o mayor a la presión de burbujeo.

Esta condición hace que el gas permanezca disuelto en el yacimiento, una vez que la presión ha disminuido hasta la presión de burbujea, la producción adicional causará la pérdida de energía del yacimiento; cuando la saturación de gas es mayor a la saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña, al cumplirse esto el gas libre fluirá en el yacimiento y permitirá que se incremente la relación Gas – Petróleo disuelto.

El factor de recobro de este mecanismo está entre el 5 y el 30% del petróleo original en sitio, esto se ve favorecido por la alta gravedad °API del crudo (baja viscosidad), la alta relación gas – petróleo y la homogeneidad de la formación. Este mecanismo solo es posible cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de burbujeo, donde se libera el gas que se encuentra disuelto en el petróleo. [27]

2.4.2. Expansión de la Roca y de los Fluidos

La producción de fluidos de un reservorio, incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del poro, lo que origina una reducción del volumen poroso del reservorio y posiblemente cause subsidencia de la superficie.

La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa sólo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos reservorios que tienen un significativo empuje por compactación son someros y pobremente consolidados.

Mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extrae los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. Entonces, este mecanismo se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos. [27,10]

2.4.3. Empuje por Capa de Gas

Un yacimiento con empuje por capa de gas se caracteriza por presentar una capa de gas situada por encima del petróleo el cual posee una presión de yacimiento mayor o igual a la presión de burbuja, debe existir una buena permeabilidad vertical, ser de gran espesor y extensión. Al cumplirse la condición de presiones el gas se va a expandir, chocar con la parte superior de la estructura lo que dará como resultado un empuje hacia abajo del fluido y este actúe como si fuese un pistón desplazando el petróleo hacia la zona donde se encuentre una zona de menor presión, es decir el fondo del pozo para su producción.

Al existir la capa de gas, el petróleo se mantiene con la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuye por efecto de la producción del mismo, la capa de gas se expande provocando un desplazamiento inmiscible del petróleo. [27]

El factor de recuperación promedio de este tipo de empuje es de aproximadamente 20 a 40% del petróleo original en sitio

2.4.4. Drenaje por Gravedad

El Mecanismo de Segregación Gravitacional ocurre únicamente cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja. Al liberarse el gas en solución, este tiene dos opciones: moverse hacia el pozo donde hay una menor presión debido a las fuerzas viscosas o moverse al tope de la estructura por la diferencia de densidad gracias a las fuerzas gravitacionales. [27]

Para que ocurra Segregación Gravitacional las fuerzas gravitacionales deben ser mayores a las fuerzas viscosas, para que el flujo de gas tienda a tener facilidad de moverse al tope de la estructura y no hacia el pozo. Cuando existe una cantidad considerable de gas, este actuará como un pistón que desplazará al petróleo hacia la zona de menor presión, es decir hacia el fondo del pozo.

Este mecanismo es el que tiene una mayor eficiencia en cuanto a la producción de hidrocarburos y se incrementa el factor de recobro si el yacimiento tiene un alto buzamiento, una buena permeabilidad vertical y los fluidos posean una baja viscosidad, si ocurre esto la permeabilidad del fluido será mejor. ^[27,10]

2.4.5. Métodos Primarios no Convencionales

2.4.5.1. Producción de Crudo Pesado en Frío con Arena CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand*)

Es un método de producción en frío para mejorar el factor de recobro primario, y consiste en producir la arena de formación conjuntamente con el petróleo extra-pesado, usando una bomba de cavidad progresiva (BCP) como equipo de levantamiento. Generalmente usada en arenas delgadas Además, hay procesos físicos que ocurren en el yacimiento que son completamente ajenos a los ingenieros de producción de crudos convencionales (el comportamiento del petróleo espumante, la redistribución masiva de los esfuerzos, la licuefacción de la arena, entre otros.) ^[19]

2.4.5.2. Producción en Frío CP (*Cold Production*)

Se define como la producción no térmica de petróleo pesado sin arena. Para lograr tasas económicas, se explota grandes áreas de drenaje de pozos horizontales largos que se completan con liners (camisa o tamizado) ranurados. Es importante mantener suficientemente baja la caída de presión para evitar la extensa producción de arena. Muchas veces se utiliza la inyección de agua con la finalidad de mantener la presión durante este proceso. La recuperación del POES (Petróleo Original en Sitio) es inferior al 10%. ^[19]

2.4.5.3. Pulsos de Presión PPT (Pressure Pulse Technology)

Se describe como un método de mejora de velocidad de flujo, cuyo enfoque es incrementar la recuperación de crudo por medio de la compactación de las arenas a través de ondas sónicas que pueden ser generadas en la superficie o en el pozo, usando en algunos casos bombas como generadores. Al compactar los granos de arena se liberan los poros bloqueados y se facilita el flujo de los fluidos a través del medio poroso. PPT es aplicable a cualquier fluido saturado del medio poroso, y consiste en aplicar pulsos repetidos de presión medida a la fase líquida del yacimiento. Esto tiene el efecto de reducir propiedades tales como la viscosidad o la canalización de la permeabilidad, la superación de las barreras capilares, y la reducción de la obstrucción de garganta de poro. Esta tecnología se compromete a tener un valor general para cualquier tipo de crudo, y también ha encontrado aplicación como método de reparación de pozos. Se recomienda como técnica de estimulación junto con la estrategia de CHOPS. ^[19]

2.5. Técnicas para incrementar la producción de petróleo secundaria

Las técnicas de recuperación secundaria, se emplea por lo general cuando la primera etapa termina o si el yacimiento no produce naturalmente Durante la vida productiva del yacimiento la presión descenderá y es entonces cuando se requiere hacer Recuperación Secundaria, que es la inyección de agua o de gas para compensar la pérdida de presión y se apoya mediante bombas para extraer el petróleo. El recobro del proceso depende de la eficiencia del desplazamiento (Mantenimiento de la presión, desplazamiento). ^[27,10]

A continuación se describen cada una de las tecnologías de recuperación secundaria.

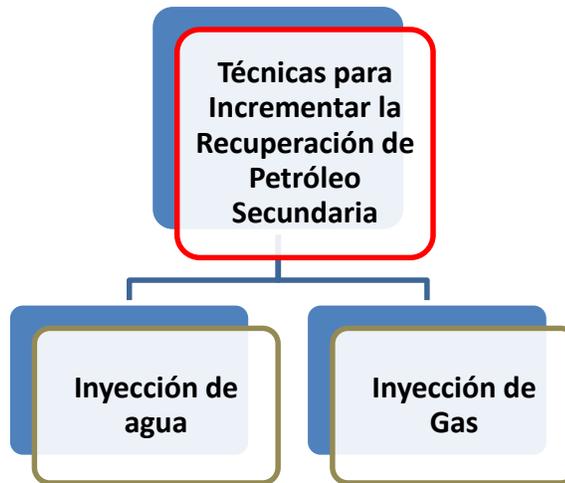


Figura 2.2. Esquema de Técnicas de Recuperación Secundaria

2.5.1. Inyección de Agua (Water Flooding)

Es un proceso que se aplica inyectando agua en el yacimiento para mejorar el recobro de petróleo luego de que las operaciones de recobro primario han alcanzado sus etapas finales, con fines de mantener la presión en el yacimiento y adicionalmente recobrar el petróleo por el desplazamiento del agua inyectada hacia los pozos. Un problema con la inyección de agua es la irrupción temprana del agua en los pozos de producción causada por la canalización de agua a través de estratos permeables o adedamientos si el agua es más móvil que el petróleo. [27]

2.5.2. Inyección de Gas

Se utiliza para mantener la presión del yacimiento en determinado nivel, o para desplazar el petróleo. El mantenimiento parcial o total de presión resulta en un recobro adicional de petróleo. No obstante, la inyección de gas se rige por mecanismos similares a los de la inyección de agua, y por lo tanto tiene problemas similares asociados como la canalización y conificación del gas. [27,91]

2.6. Técnicas para incrementar la recuperación de petróleo terciaria o mejorada

Son los mecanismos de recuperación adicional que se aplican a los yacimientos cuando se requiere un recobro superior al que se obtendría con otros mecanismos de recobro primario y secundario. Estos procedimientos de recuperación mejorada, a diferencia de la recuperación secundaria, implican una interacción química y física entre el fluido a ser inyectado y el sistema roca/ fluidos del yacimiento a fin de generar condiciones favorables para incrementar el recobro. Los procedimientos de recuperación mejorada pueden clasificarse dentro de tres categorías: Térmicos, Químicos y Gases.

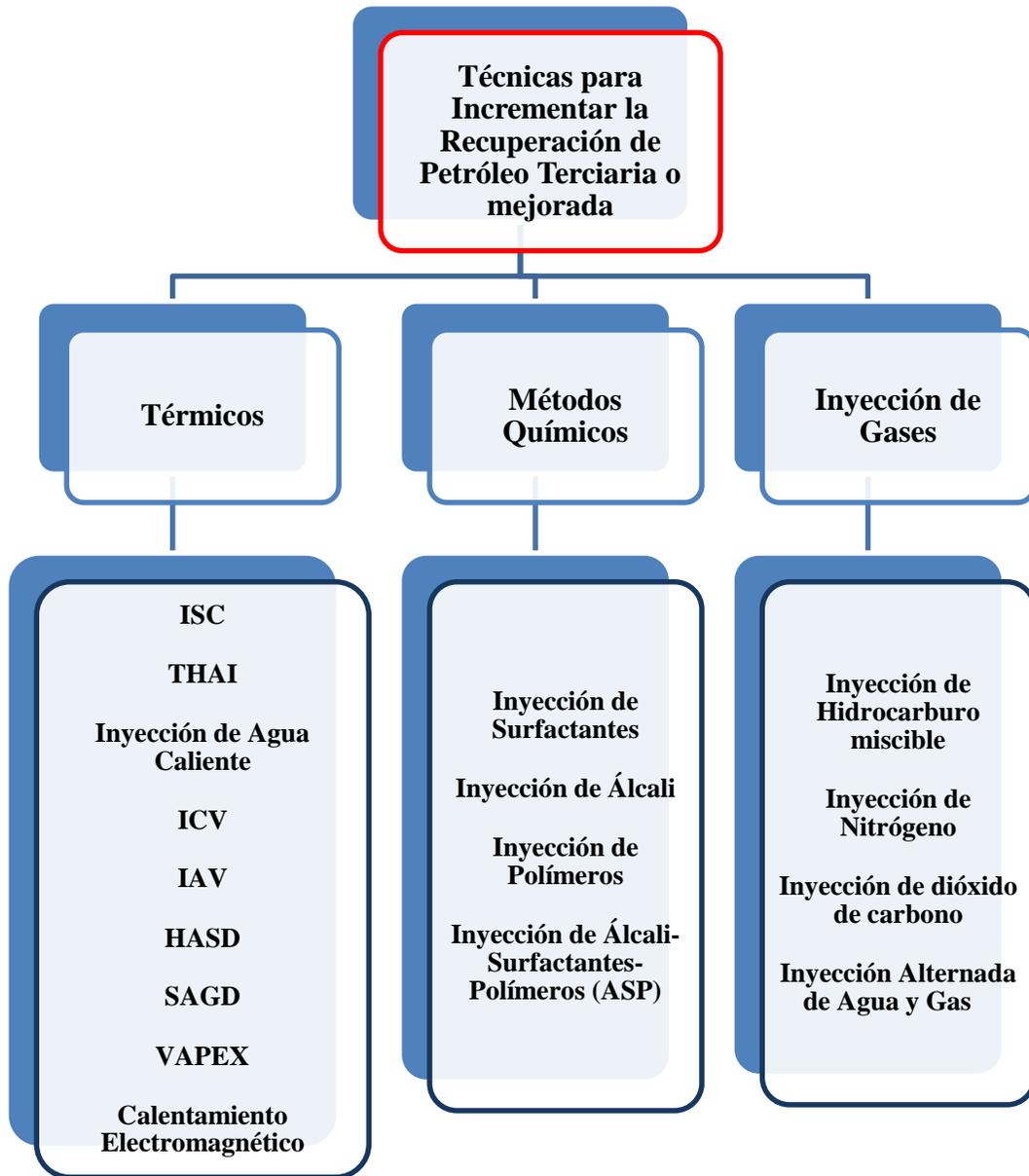


Figura 2.3. Esquema de Técnicas de Recuperación Terciaria o Mejorada

2.6.1. Térmicos

Estos procesos se fundamentan en el desplazamiento del petróleo mediante la reducción de la viscosidad por un aumento de la temperatura a las condiciones del contacto. Esto produce un aumento en la movilidad de la fase petróleo y por ende éste fluye más fácilmente hacia los pozos. Estos métodos pueden subdividirse como se describe a continuación.

2.6.1.1. Combustión In Situ ISC (In Situ Combustion)

El primer método de combustión térmica fue los calentadores de fondo. Su función era mejorar y acelerar la extracción de petróleo en los yacimientos de grupo pesado. Su propósito primario es reducir la viscosidad y con esto, incrementar la tasa de producción de crudos pesado. Probablemente ocurrió durante la ejecución de proyectos de inyección de aire usados a principios de siglos para mejorar la extracción del crudo. Estos fueron patentados en 1923.

La primera publicación sobre una operación de campo del proceso de combustión subterránea a gran escala corresponde a las llevadas a cabo en la antigua Rusia. Este método se desarrolló rápidamente en Estados Unidos. A partir de las investigaciones realizadas en laboratorio de Kuhn y Koch.

Consiste en inyectar oxígeno al yacimiento, el crudo se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común de introducir oxígeno en el yacimiento. Con la energía térmica que se genera se dan o se establecen una serie de reacciones químicas tales como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización; que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, que hacen que la resistencia del crudo disminuya y así este puede desplazarse mejor desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

Este proceso se puede lograr con la fusión de ciertos factores significativos, el primero es la presencia de combustible, que en este caso son los componentes más pesados del crudo, el segundo, es la presencia de oxígeno y el tercero, es que se deben

dar ciertas condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento. En consecuencia, la ignición (inicio de la combustión del petróleo combustible) puede ser de forma espontánea (si el yacimiento aporta la temperatura mínima de combustión) o inducida, es decir a través de métodos de precalentamiento del yacimiento, que se utilizan para obtener la condición de temperatura adecuada para que haya ignición. Luego es calentado los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento, denominadas: Combustión Convencional o Hacia Delante (*Forward Combustion*) y Combustión en Reverso o Contra Corriente (*Reverse Combustion*). En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada Combustión Húmeda la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en Húmedo Normal Incompleta y Súper húmeda las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro el yacimiento, reduciendo así los costos. ^[37]

2.6.1.1.1. *Combustión Convencional o Hacia Delante (Forward Combustion)*

Siendo más específicos la Combustión Convencional los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir del pozo inyector al pozo productor. Este proceso se muestra en la figura 2.4

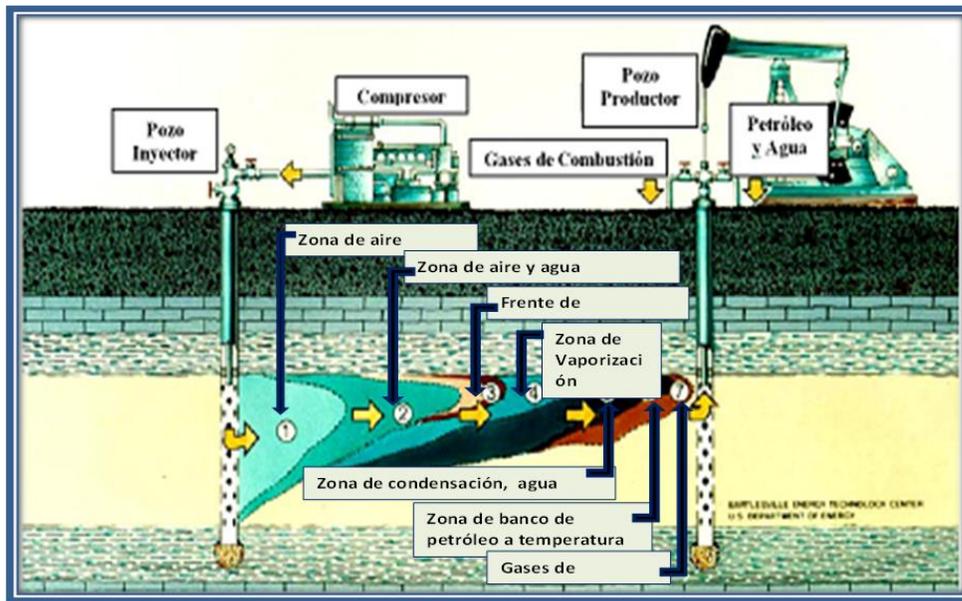


Figura 2.4. Combustión Convencional (Modificado por G. Pérez, CIED PDVSA, 2010)^[37]

2.6.1.1.2. Combustión Húmeda

Es un proceso que combina la combustión convencional más inyección de agua. El agua se inyecta en pozo inyector, ya sea alternada o simultáneamente con aire, el agua es vaporizada y pasa a través del frente de combustión, de esta manera es transferido el calor. y estas se subdividen **Combustión Húmeda normal** es cuando el coque depositado se consume completamente, **Combustión Húmeda incompleta** es cuando el agua inyectada hace que el combustible depositado no se quemara por completo **Combustión Húmeda súper húmeda** se logra cuando la cantidad de calor disponible en la zona quemada no es suficiente para evaporizar toda el agua inyectada al sistema.

^[27,37] El proceso se observa en la figura 2. 5

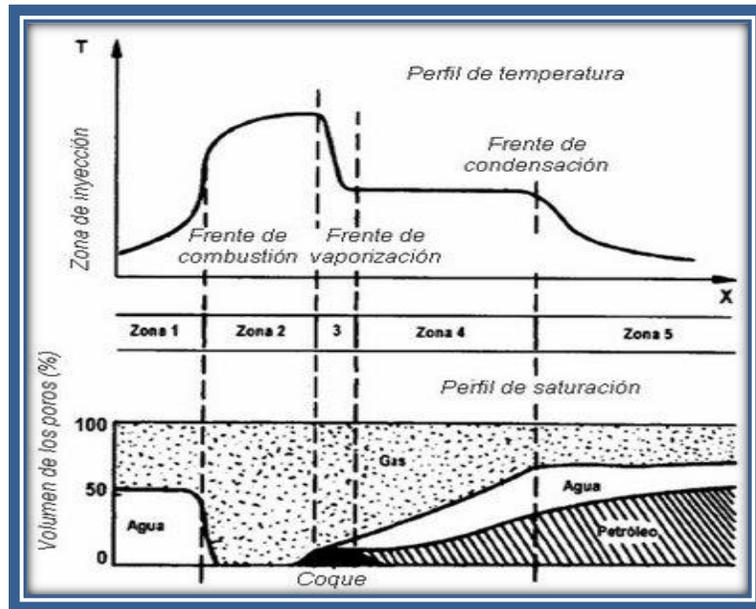


Figura 2.5. Combustión Húmeda (Ferrer 2007)^[27]

2.6.1.1.3. Combustión en Reverso o Contra Corriente (Reverse Combustion)

Combustión en Reverso en este caso el frente de combustión se mueve en la dirección opuesta al flujo de aire, induciéndose la ignición del crudo productor.^[27,37] Así como se observa en la figura 2. 6

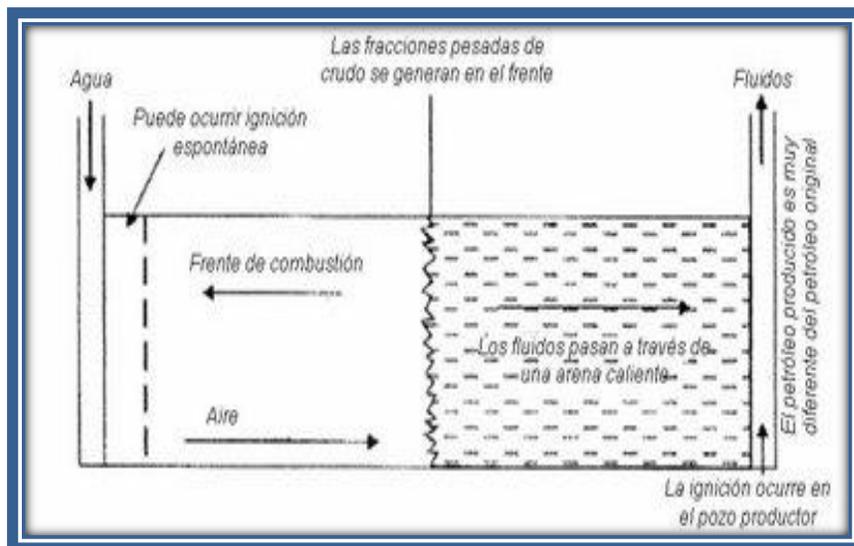


Figura 2.6. Combustión En Reverso (Ferrer, 2007)^[27]

El principal inconveniente de la combustión in situ está relacionado con la distribución no uniforme del frente de combustión y la dificultad para controlarlo, de igual forma, al ser un método destructivo, es imposible aplicar cualquier otro método de producción mejorada después de la aplicación de éste.

La tabla 2.1, muestra los criterios de aplicación de combustión in situ de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características del yacimiento también se ilustra la aplicación de la tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Josehp J.	JJ Taber Y fd Martin	Magdalena Paris de Ferrer	Vzla, Edo. Anzoátegui, Camp. Bare	Canada, Dakot
Gravedad API	>10-27	<40 (10-25)	<40	8.1	32
Porosidad (%)	Alta	Alta		27	18
Permeabilidad (mD)	>50	>100		$4.6 \cdot 10^{-3}$	10
Permeabilidad Horizontal (mD)					
Saturación de Petróleo (%)		>40-50			49
Espesor del Yacimiento(ft)	>10	>10	>10	35.6	
Profundidad del Yacimiento (ft)	<11500- 3500	>500	>500	2700	8389
Viscosidad (cp)	<5000- 1200	<1000	100 rango normal(100- 5000)		2.4
Presión del Yacimiento (psi)				970	3600
Temperatura(°F)	>100-135	150	Alta	122	215
Transmisibilidad (mD* ft/cp)	>20	>20	>20		
Composición	Asfáltenos	Asfáltenos			
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Iilita)			Bajo		
Presencia de Acuífero					
Presencia de Capa de Gas			Desfavorable		
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)					Contiene
Factor de Recobro (%)				14	29

Tabla 2.1. Criterios de Aplicación de Combustión In Situ ^[27, 52, 22]

Criterios de Expertos

- **Gravedad API:** El rango recomendado por los expertos es amplio, los expertos muestran valores desde 8 hasta 27° API. Esto se debe a que esta propiedad está atada a la cantidad de combustible en el crudo, ya que, a mayor gravedad API menor cantidad de combustible estará presente en el crudo. Por otra parte, crudos con gravedad API menor a 8° resultan muy viscosos, lo cual limita su desplazamiento delante del frente de combustión.

- **Porosidad:** Se observa que diversos autores coinciden que para procesos de combustión en sitio es recomendable que el yacimiento tenga porosidad superior al 15%, por las siguientes razones:
 - Asegurar que exista un volumen de crudo considerado rentable para su explotación.
 - Garantizar que se reduzcan las pérdidas de calor hacia la roca, esto es, que del calor total suministrado, la mayor parte sea para calentar el crudo y no la matriz que la contiene.
- **Permeabilidad:** Las bajas permeabilidades en el yacimiento pueden originar problemas de incremento de la presión requerida de inyección de aire ya que se limita la inyectividad en el sistema, lo cual podría conducir problemas para mantener el frente de combustión. Según los expertos, la permeabilidad del yacimiento debe ser superior a los 30 mD, de manera tal de permitir un barrido eficiente de la formación y por ende un mayor recobro.
- **Saturación de Petróleo:** Los expertos consideran que es un parámetro crítico debido a que el frente de combustión puede consumir una parte de petróleo inicial, altas saturaciones de crudo son esperadas para proyectos de combustión en sitio que garanticen que los mismos sean económicamente rentables. Por lo general se considera que yacimientos con saturaciones de crudo superiores a 35% son candidatos rentables.
- **Espesor del Yacimiento:** El espesor del yacimiento es uno de los parámetros más importantes para el proceso de combustión en sitio. La diferencia de densidades entre el aire y los fluidos en el yacimiento crean una tendencia al aire a viajar por encima del crudo y consecuentemente irrumpir rápidamente en los pozos productores dejando parte del crudo en el yacimiento. En yacimientos con espesores muy grandes (>200 pies) el proceso se vea cuestionado y su eficiencia sea muy baja. Por otra parte, yacimientos muy delgados (< 10 pies) pueden traer consigo muchas pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, lo cual puede originar caídas de temperaturas en el yacimiento, negativas para la estabilidad del frente de combustión. En general,

los expertos indican que el rango de aplicabilidad de espesor del yacimiento para el proceso de combustión en sitio está entre los 10 y los 200 pies.

- **Profundidad del Yacimiento:** La profundidad no representa, según los expertos, un parámetro crítico desde el punto de vista técnico para la aplicación del proceso de combustión en sitio. Aspectos importantes a considerar: a profundidades muy bajas (<200 pies), el proceso es limitado debido a que se puede exceder el gradiente de fractura de la formación; y a profundidades muy grandes (> 14000 pies), el proceso también tiene la limitación de los altos requerimientos para comprimir el aire a inyectar lo cual se traduce en costos para el proyecto.
- **Viscosidad:** La viscosidad del petróleo es una de las propiedades del crudo más afectada al aplicar el proceso de combustión en sitio, debido a que se da una reducción drástica de ésta cuando la temperatura es aumentada en el yacimiento por efecto de la zona de combustión y la zona de vapor. La reducción de la viscosidad es más drástica en crudos pesados. Según los expertos, el proceso de combustión en sitio es exitoso en el caso de crudos con viscosidades entre 2 y 50000 centipoises (cp). A viscosidades superiores a 50000 cp. el proceso resulta muy poco eficiente debido a la complejidad de mover el petróleo delante del frente de combustión. A viscosidades muy bajas es recomendable evaluar otros procesos de recobro mejorado antes de decidir el aplicar combustión en sitio.
- **Presión del Yacimiento:** La presión del yacimiento está directamente relacionada a la presión de inyección del aire y los costos de compresión. A mayor presión del yacimiento, mayores costos en compresión de aire se ameritan. Según los expertos, la presión de la formación al momento de arrancar con el proceso de combustión en sitio debe estar entre 10 y 2000 psi.
- **Transmisibilidad:** Bajos valores de transmisibilidad, podrían limitar la inyectividad en el yacimiento y a su vez, promover la incidencia de reacciones de baja temperatura. Para el caso de crudos pesados resultan poco atractivas para el recobro de crudo durante el proceso. Según los expertos, la

transmisibilidad para el caso de combustión en sitio debe ser mayor a 5 md*pie/cp.

- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** La presencia de arcillas minerales en yacimientos aspirantes al proceso de combustión en sitio puede resultar desde muy beneficioso hasta problemático, dependiendo del tipo de crudo contenido en el mismo. Las arcillas minerales tienen propiedades catalíticas que aceleran las reacciones de combustión a través de una disminución de la energía de activación en el sistema. Esto promueve la formación de combustible y las reacciones a bajas temperaturas. Lo anteriormente explicado resulta beneficioso en caso de crudos livianos, ya que estos son conocidos como pobres en formación de combustible. Por el contrario, en crudos pesados, el poder catalítico de las arcillas resulta desfavorable debido a que incrementa la cantidad de combustible en la formación, lo cual puede resultar en problemas económicos debido a los altos requerimientos de aire y por ende altos costos de compresión.
- **Presencia de Acuífero:** En general, los expertos no consideran la presencia de un acuífero asociado al yacimiento como un problema para la aplicación de la combustión en sitio. En algunos proyectos, la presencia de un cuerpo de agua provee presión al yacimiento.
- **Presencia de Capa de Gas:** La presencia de una capa de gas es una limitante porque puede funcionar como una zona ladrona del aire inyectado, lo que promueve que no haya un quemado uniforme en el medio poroso, restando eficiencia al proceso.
- **Factor de Recobro:** Los autores indican un factor de recobro teórico en un rango entre 20 y 60%.

2.6.1.2. Inyección de Aire desde la Punta Hasta el Talón (THAI)

El proceso térmico THAI fue creado en el año 1993 cuya patente es de la compañía Canadiense Archon Technologies. Este se desarrolló en un proyecto piloto a nivel de campo, luego de más de 6 años de arranque de este proyecto, no se ha mostrado resultados concluyentes que garantice el éxito del mismo. Sin embargo es una tecnología que han tratado de aplicar muchas empresas petroleras.

La idea de este proceso térmico, es explotar un pozo horizontal, pero con la integración con la tecnología combustión in situ. Consiste en generar calor in situ en vez de inyectarlo desde superficie, es decir, adopta una configuración especial de pozo vertical y horizontal con combustión in situ. Dicha herramienta busca, básicamente, generar combustión in situ en el yacimiento, para calentarlo y convertirlo en un crudo de mejor calidad, es decir mayor gravedad API. El proceso THAI se puede apreciar con mayor detalle en la figura 2.7

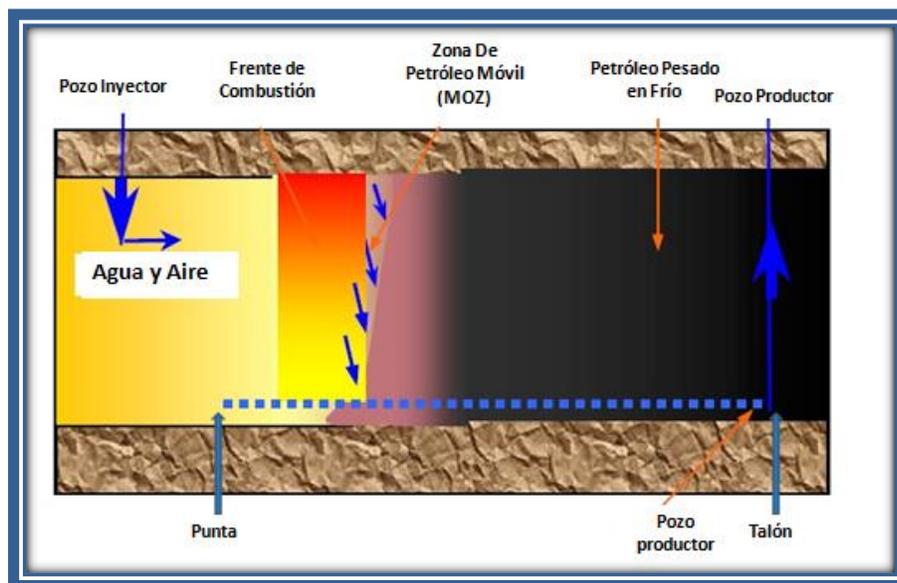


Figura 2.7. Inyección de THAI (Modificado por G. Pérez; Abu Dani Alex)

Dusseault (2002) indica que se basa esencialmente en la combustión in situ, pero usando pozos horizontales para que los productos de combustión y los hidrocarburos calentados fluyan casi de inmediato y bajen hacia el pozo productor horizontal, en lugar de tener que canalizar a través de largas distancias (Larga distancia de los gases

de combustión casi siempre conduce a anular la gravedad y a la digitación(ocurre, si la producción de agua es temprana en la vida del yacimiento sin buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido que el crudo debido a su baja viscosidad y a la permeabilidad horizontal, este fenómeno se llama digitación o lengüeteo).

A diferencia de la combustión en sitio tradicional, además de aplicarse sólo en pozos verticales y de presentar otra serie de problemas, con ésta se puede controlar el movimiento de la cámara de combustión, porque con las herramientas convencionales luego de generar el fuego en el yacimiento, éste se propagaba en cualquier dirección dependiendo de la estructura geológica del yacimiento. Para esto se utiliza un pozo vertical y un pozo horizontal de producción. La tabla 2.2, muestra los criterios de aplicación de inyección de Aire desde la Punta hasta el Talón THAI de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las simulaciones realizadas con esta tecnología.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Experimental Alberta Canada	Experimental, Athabasca Canada	Simulación, Canada Alberta	Experimental, Vzla Camp Hamaca
Gravedad API	10.1	16-17		
Porosidad (%)	38.5	34		30
Permeabilidad (mD)	10.40			
Permeabilidad Horizontal (mD)		11500	200	1000
Saturación de Petróleo (%)	60.8	85	50	80
Espesor del Yacimiento(ft)			19,58	50
Profundidad del Yacimiento (ft)				1200
Viscosidad (cp)			2000	
Presión del Yacimiento (psi)		24-40		516
Temperatura(°F)	68	68		150
Transmisibilidad (mD*ft/cp)				
Composición				
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)	Presencia			
Presencia de Acuífero				
Presencia de Capa de Gas	Limitante			
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)				
Factor de Recobro (%)	73.7	23	35	51.47

Tabla 2.2. Criterios de Aplicación de (THAI)^[49, 16,17]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** El valor recomendado por los expertos es API mayor a 10° ya que por debajo del mismo el crudo resulta muy viscoso, lo cual, al igual que en combustión in situ limita su desplazamiento delante del frente de combustión.
- **Porosidad:** Los autores coinciden que para procesos de combustión en sitio es recomendable que el yacimiento tenga porosidades altas, debido a que esto garantiza que disminuyan las pérdidas de calor, esto es necesario para calentar el crudo y así mejorar su movilidad y por ende su recuperación. Asegurando así que exista un volumen de crudo considerado rentable para su explotación.
- **Permeabilidad:** Los autores coinciden que las altas permeabilidades permiten mantener la tasa de inyección y es necesario para minimizar pérdidas de calor. Para los yacimientos de petróleo relativamente homogéneos, las mejores condiciones de aplicación se incluyen: alta permeabilidad horizontal con permeabilidad vertical relativamente alta y alta densidad entre el agua inyectada y el crudo (alta salinidad de inyección de agua y/o crudo de baja densidad).
- **Saturación de Petróleo:** Debe ser alta para que sea rentable.
- **Espesor del Yacimiento:** Relativamente altos ya que desplazamiento de crudo a cortas distancias.
- **Profundidad del Yacimiento:** La profundidad representa un parámetro importante a considerar para la aplicación de este método. A profundidades muy bajas, el proceso es limitado debido a que se puede exceder el gradiente de fractura de la formación; y a profundidades muy grandes, el proceso también tiene la limitación de los altos requerimientos para comprimir el aire a inyectar lo cual se traduce en incremento de costos para el proyecto.
- **Viscosidad:** Menor a 200cp puede exceder gradiente de fractura; mayor a 14000cp alto requerimiento para comprimir aire, es costoso tomado de combustión in situ adicional a la reducción de viscosidad ocurre craqueo

térmico lo cual mejora el crudo hasta en 8 °API. Los expertos recomiendan que a viscosidades muy bajas evaluar otra metodología, de 2-5000 centipoises este método es exitoso y para viscosidades mayores a 5000 cp no es muy eficiente.

- **Temperatura:** Una vez que el crudo alcanza la temperatura requerida y la movilidad, el aire se inyecta en la formación a través de la inyección de aire vertical. A medida que el aire alcance la cara de la arena productora, se inicia una reacción de combustión. Como el frente de combustión aumenta la temperatura, el petróleo pesado se calienta, se produce una disminución de su viscosidad. Este crudo mejorado por THAI junto con el agua vaporizada desde el yacimiento y los gases que se forman durante la combustión, fluye hacia el pozo horizontal. El uso de aire enriquecido ayuda a sostener altas temperaturas frontales, por consiguiente, mayores factores de recobros. Los autores recomiendan una temperatura de yacimiento mayor o igual a 100 °F.
- **Composición:** la zona barrida debe ser preferencialmente arena limpia de alta permeabilidad, que permite una buena inyectividad.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** Las arcillas tienen propiedades catalíticas, que incrementa la cantidad de combustible en la formación, es decir se necesita incrementar la inyección de aire lo que produce a su vez mayor costo de producción.
- **Presencia de Capa de Gas:** es desfavorable para este método debido a que la zona calor no es uniforme y el método pierde eficiencia.
- **Factor de Recobro:** incremento sustancial en el factor de recobro. Los autores y las experiencias basadas en simulación coinciden en un rango entre 20 y 60%.

2.6.1.2.1 Catalizador Asistido. CAPRI (Catalyst-Assisted).

En conjunto con esta tecnología se ha planteado una variante de la misma conocida como CAPRI, la cual es simplemente THAI más un catalizador que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción. Estos catalizadores similares a los

que se usan en refinerías en todo el mundo, al relleno de grava que recubre el pozo horizontal. Cuando el crudo caliente drena a través del catalizador hasta el pozo, donde ocurre la reacción química. Los productos no deseados como azufre, asfaltenos y metales pesados se separan del crudo, obteniendo un crudo mejorado. Esta tecnología se muestra en la figura 2.8

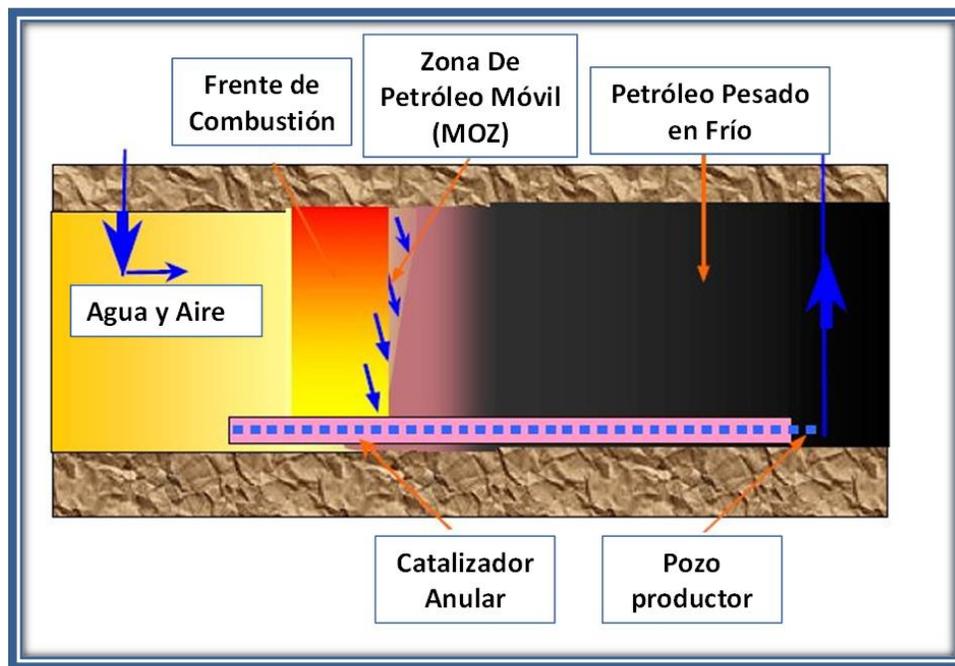


Figura 2.8. Catalizador Asistido CAPRI (Modificado por G. Pérez; Abu Dani Alex)

2.6.1.2.2. THAI/CAPRI

Marzuola (2003) explica que la idea que sustenta a THAI/CAPRI consiste en iniciar un fuego subterráneo y hacer fluir el bitumen o el crudo pesado y, al mismo tiempo, mejorar el crudo antes de que salga del suelo. Simulaciones computarizadas de este proceso predicen que la recuperación de crudo será hasta de 80%, algo nunca visto en la industria de los crudos pesados, asimismo resultados de laboratorio demuestran que sólo usando THAI se transforma crudo de 11° API en crudo de 19° API. Al agregar CAPRI se puede disparar este valor hasta 26° API

2.6.1.3. Inyección de Agua Caliente (Hot Water flooding)

Este mecanismo de producción del petróleo constituye uno de los procesos más simples y seguros, se basa en la inyección de agua caliente mediante una configuración de pozos la cual desplaza al petróleo inmisciblemente hacia los pozos productores. Generalmente se aplica a yacimientos con petróleos relativamente viscosos.

El agua caliente inyectada transmite el calor sensible al crudo y a la formación, es decir, se distribuye el calor en el crudo y las formaciones adyacentes, además, ocurren pérdidas de calor en la tubería y en los límites del yacimiento. El mecanismo es mostrado en la figura 2.9

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la Inyección de Agua Caliente son: reducción de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación y reducción del petróleo residual debido a las altas temperaturas. [27,10]

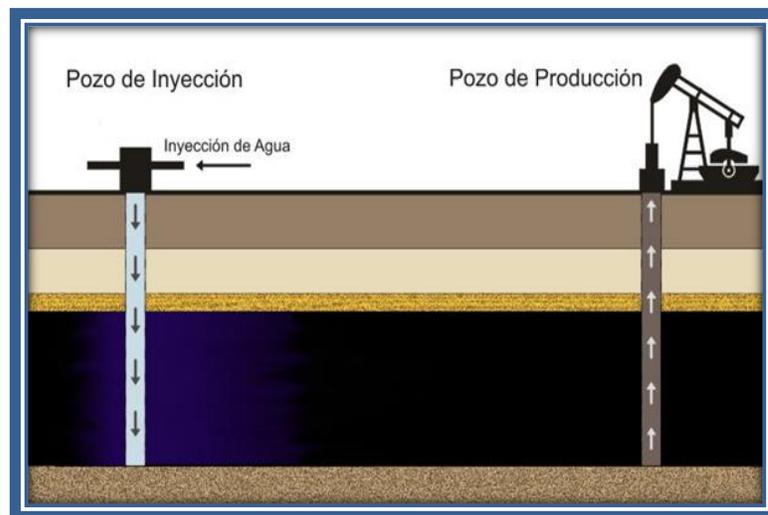


Figura 2.9. Inyección de Agua Caliente (Modificado, G. Pérez)

Las principales desventajas de este método se basan en la poca capacidad del agua en estado líquido para transportar el calor, el incremento en la saturación de agua del yacimiento podría causar daño a la formación y se pueden formar emulsiones capaces de reducir la capacidad productiva del yacimiento, esto ha llevado a que se descontinúe la aplicación de este método.

La tabla 2.3, muestra los criterios de aplicación de inyección de Agua Caliente de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las experiencias realizadas en el campo.

Parámetro	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:
	JJ Taber Y fd Martin	Wyoming, Ca mp Garland Zona:Madison	Texas, Camp Yates. Zona: San Andres	Venezuela, FPO Bloque Carabobo Camp Jobo
Gravedad API	<25	22	30	8.5
Porosidad (%)	alta	15.5	17	32
Permeabilidad (mD)	200	10	175	12*10 ⁻³
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)	>40-50			
Espesor del Yacimiento(ft)	>20			100
Profundidad del Yacimiento (ft)	300-5000	4250	1400	3400
Viscosidad (cp)	>20	29	6.0	1850
Presión del Yacimiento (psi)				1350
Temperatura(°F)	No crítico	140	82	143
Transmisibilidad (mD* ft/cp)	100			
Composición	No crítico			
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)				
Presencia de Acuífero				
Presencia de Capa de Gas				
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)				
Factor de Recobro (%)				41.5

Tabla 2.3. Criterios de Aplicación de Inyección de Agua Caliente. ^[27, 52,22]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** De acuerdo a los autores para gravedades menores a 25° API el método no Aplica.
- **Porosidad:** Éste parámetro juega un papel importante en los métodos térmicos. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo que se calienta. Según los expertos se necesita, para la aplicación de este método, porosidades altas mayores a 15%
- **Permeabilidad:** La inyección de agua caliente es ventajosa en formaciones que tengan una alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta, así se minimizan las pérdidas de calor. De acuerdo a los expertos deberían ser mayores a los 150 mD. Yacimientos de crudo de baja movilidad un perfil de permeabilidades heterogéneo y líneas de altas permeabilidades con alto buzamiento conlleva a una baja productividad

- **Saturación de Petróleo:** El contenido de petróleo debe ser lo más alto posible después de recuperación primaria para poder aplicar métodos térmicos en este caso la saturación de crudo debe estar por encima de 40%.
- **Espesor del Yacimiento:** Para este método es conveniente tener espesores de arena moderadamente gruesos, ya que así se evita o disminuye la pérdida de calor hacia las formaciones adyacentes. Los expertos recomiendan espesores mayores a 20ft.
- **Profundidad del Yacimiento:** A mayor profundidad se requiere mayor presión de inyección y por ende aumentan los costos de producción. En cuanto a experiencias en campos y criterios de expertos, la inyección de agua caliente se realiza en yacimientos con profundidades comprendidas en un rango 300 a 5000 pies.
- **Viscosidad:** La inyección de agua caliente es aplicada preferiblemente en pozos con viscosidades mayores a 20. Se produce un aumento de la movilidad del petróleo al reducir su viscosidad. El incremento de temperatura logrado con el agua caliente resultará más efectivo en yacimientos que contengan petróleos viscosos que exhiban una gran disminución en viscosidad para incrementos de temperatura pequeños.
- **Presión del Yacimiento:** Cuando los yacimientos son poco profundos y su presión es baja, es probable que los fluidos inyectados se devuelvan a superficie o a través de caminos que no conduzcan a los pozos, lo que es muy difícil de evitar. Se recomienda yacimientos con profundidades y con presiones medianamente altas.
- **Temperatura:** El agua caliente inyectada suple el calor necesario a expensas de su calor sensible y, como consecuencia, su temperatura disminuye; además, como se mueve alejándose del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la temperatura original del yacimiento, se forma una zona calentada en donde la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector. El tamaño de

la zona calentada aumenta con el tiempo. Según experiencias en campo las temperaturas están por encima de los 100°F.

- **Transmisibilidad:** De acuerdo a los expertos para la aplicación de este método debe haber una buena transmisibilidad para que el calor inyectado se transmita a la formación y se mantenga la zona calentada. El valor de la misma debe ser 100mD*ft/cp.
- **Composición:** la zona barrida debe ser preferencialmente arenas gruesas, de alta permeabilidad, que permitan mantener el calor inyectado.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** La inyección de agua caliente no es posible en formaciones que contengan arcillas sensibles al agua, debido a que el hinchamiento daña a la formación y el mecanismo pierde eficiencia.
- **Presencia de Acuífero:** La inyección de agua, introduce mayor cantidad de agua a la formación, la presencia de acuífero unida a esto dará como resultado mayor agua producida y menos calor permanece en la formación.
- **Presencia de Capa de Gas:** Es desfavorable para este método debido a que la zona calor necesaria para mantener la temperatura en el yacimiento pierde la uniformidad y el método disminuye su eficiencia.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** No es un parámetro limitante para la aplicación de esta tecnología.
- **Factor de Recobro:** en este método se espera un incremento del factor de recobro entre un 30 y 60%.

2.6.1.4. Inyección Continua de Vapor. ICV (Steam flooding)

El primer reporte que se tiene de inyección de vapor ocurrió en 1934 en el Campo Woodson- Texas en Estados Unidos. Es un proceso de desplazamiento en el cual se le suministra energía térmica al yacimiento por medio de la inyección de vapor de agua en forma continua a través de una configuración de pozos donde unos actúan como inyectores del vapor y otros como productores del petróleo, análogo a la inyección de agua caliente pero empleando vapor. ^[27,37] Este proceso es a continuación mostrado en la figura 2.10.

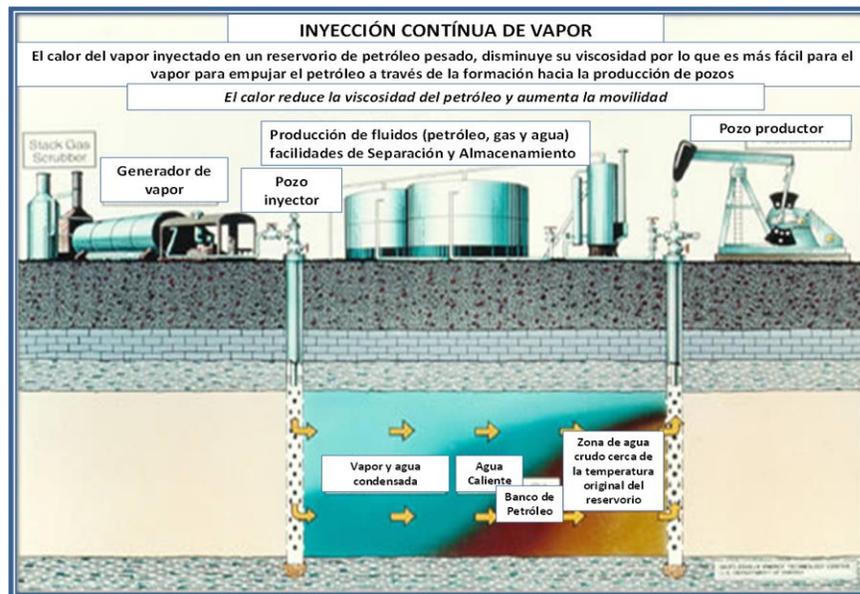


Figura 2.10. Inyección Continua de Vapor (Modificado por G. Pérez, Ecopetrol)

El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo mientras lo desplaza del pozo inyector al productor. Se varía la inyección en los diferentes pozos inyectores de manera tal que se aumente la tasa de producción y la cantidad de petróleo que se recupera de cada pozo. El comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado.

La ICV difiere notablemente en su comportamiento de la Inyección de Agua Caliente, debido a la presencia y efecto de la condensación del vapor de agua. La presencia de

la fase gaseosa provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportados como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa.

La tabla 2.4, muestra los criterios de aplicación de inyección continua de vapor de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	PDVSA	Taber Seright	Ovalles	Venezuela, FPO Bloque Carabobo	
Gravedad API		8-25	>22	9	7.4-8.5
Porosidad (%)	>0.1	no crítico	porosidad 0.05-0.1	30	32
Permeabilidad (mD)		>200	200	3*10 ⁻³ -5*10 ⁻³	12*10 ⁻³
Permeabilidad Horizontal (mD)					
Saturación de Petróleo (%)		>40		80	82
Espesor del Yacimiento(ft)	>30	>20	>20	168	280
Profundidad del Yacimiento (ft)	<4500	<5000	<5000	3650	3000-3600
Viscosidad (cp)	50-8000	<100000		1850	5500
Presión del Yacimiento (psi)	<1800	no crítico	<2500	1590	1126
Temperatura (°F)				145	133
Transmisibilidad (mD*ft/cp)					
Composición		No crítico			
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)				Presencia	Presencia
Presencia de Acuífero				Presencia	
Presencia de Capa de Gas					
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)					
Factor de Recobro (%)			19	6% adnl al	20

Tabla 2.4. Criterios de Aplicación de Inyección Continua de Vapor^[40]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** Según los autores para gravedades menores a 8°API el método no Aplica; en el rango de 8 – 36°API Aplica; 36-45°API puede aplicarse, pero se deben evaluar otras alternativas de recuperación (Inyección de Agua).
- **Porosidad:** Una alta porosidad es una característica de yacimiento deseable para la aplicación de este método. Sin embargo, los yacimientos menos porosos o consolidados encontrados a mayores profundidades, a menudo tienen otros atributos que hacen factible su aplicación. De acuerdo a los autores consultados porosidades menores a 12% no aplica; 12 – 20% Aplica pero se debería evaluar pérdidas de calor hacia la roca y rentabilidad económica; porosidades mayores a 20% el método aplica.

- **Permeabilidad:** Debe ser lo suficientemente alta para permitir la inyección de vapor y el flujo de crudo hacia los pozos productores. Se estima que el rango deseable abarca entre 10 y 4000 md. Según los expertos rangos menores a 10md No aplica; 10 – 100 md Aplica, se han observado experiencias exitosas con permeabilidades mayores a 100 md.
- **Saturación de Petróleo:** el contenido de petróleo debe ser lo más alto posible para que exceda el combustible requerido para el proceso térmico, de acuerdo a los expertos si se encuentra entre 29 y 40% Aplica. Se sugiere que sea mayor al 40%.
- **Espesor del Yacimiento:** Influye en la pérdida de calor a las formaciones adyacentes, por lo tanto mientras más gruesa la formación, mejor el desempeño del proceso. Por lo general es recomendable que el espesor de la formación sea mayor a 10 pies.
- **Profundidad del Yacimiento:** Se prefiere a los yacimientos someros debido a que se minimizan las pérdidas de calor a través del pozo; formaciones más profundas poseen mayor temperatura y no se aprovecha del todo el calor del vapor. De acuerdo a los autores profundidades menores a 160ft. No aplica; de 160 a 300ft aplica prestando la debida atención al gradiente de fractura; mayor a 300ft hasta 5000ft Aplica; si es mayor a 5000ft ocurren pérdidas de calor.
- **Viscosidad:** Los rangos estándares de aplicación reportan viscosidades entre 1000 a 4000 centipoises (cp), aunque autores coinciden que para viscosidades menores el método es también aplicable. Menores de 2cp No aplica ; 2 – 20 centipoises Aplica pero considerar inyección de agua ;20 - 100,000 también aplica ; mayor a 100. 000 no aplica.
- **Presión del Yacimiento:** Además del calor agregado, proceso inyección continua de vapor, proveen una fuerza de empuje (presión) adicional para desplazar el petróleo a los pozos. La presión es mayor en yacimientos más profundos por lo que se necesita suministrar más calor y se aumentan el riesgo de fallas operacionales. De acuerdo a los autores la presión del yacimiento debe ser menor a 2500 psi para poder aplicar el método.

- **Temperatura:** la temperatura no limita, es deseable que se encuentre entre 100 y 400 F Este método tiene como propósito aumentar la temperatura del yacimiento y con esto se consigue mejoras en la eficiencia de desplazamiento como resultado de la disminución de la viscosidad del crudo por el calor, reducción de las fuerzas capilares, y la expansión del crudo por calor.
- **Transmisibilidad:** mayores a 5 aplica para crudos livianos; mayores a 100 aplica para pesados.
- **Composición:** No es limitante, pero se originan algunos componentes livianos debido a la destilación. Los desplazamientos causan destilación de los componentes livianos del crudo mediante el vapor, promueven la formación de un banco de petróleo de baja viscosidad cerca del frente de condensación.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita):** Limitante por la posible ocurrencia de fenómenos de hinchamiento, reducción de permeabilidad. La presencia de arcillas debe ser baja para lograr mejor inyectividad.
- **Presencia de Acuífero:** Limitante debido a la alta conductividad del agua, lo que resta eficiencia al proceso
- **Presencia de Capa de Gas:** Limitante por posible ocurrencia de adedamiento e irrupción temprana del vapor en el pozo productor.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Limitante ya que promueven la formación de CO₂, que trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y caída de la producción.
- **Factor de Recobro:** El recobro generado por esta técnica se ubica entre 50-60 por ciento, con valores que pueden llegar al 75 por ciento

2.6.1.5. Inyección Cíclica de Vapor. CSS (Cyclic Steam Stimulation)

Surgió accidentalmente en Venezuela en el campo Tía Juana, en el año 1957. Esta tecnología conocida también como inyección alternada de Vapor (IAV) Consiste en inyectar vapor por periodos cortos para inducir calor hacia la formación, a una tasa lo suficientemente alta para minimizar las pérdidas de calor y lograr el máximo radio calentado. Existen tres periodos durante este proceso, primero se inyecta el vapor al yacimiento a través del pozo, generalmente durante una a tres semanas, seguidamente se cierra el pozo por un breve período de tiempo, denominado tiempo de remojo, durante unos tres a cinco días con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse el calor en el yacimiento, finalmente, abrir el mismo pozo a producción. El proceso se muestra en la figura 2.11.

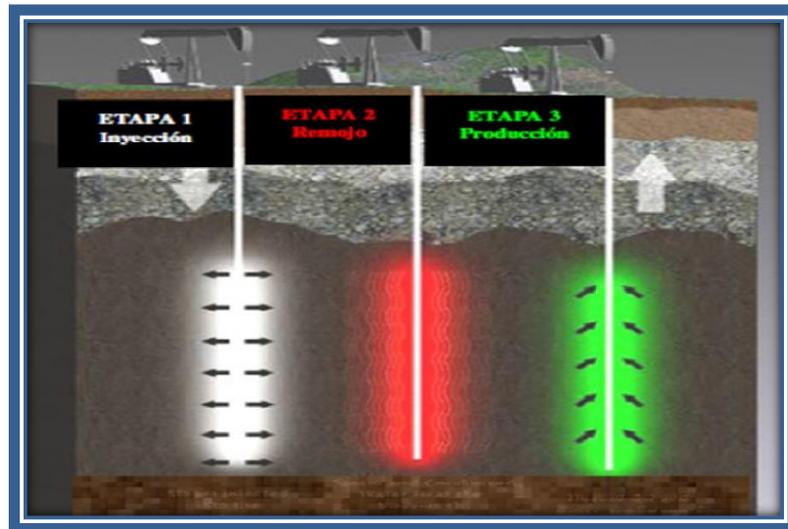


Figura 2.11. Proceso de Inyección Cíclica de Vapor. (Rendón, 2008)^[42]

Es un proceso de estimulación de la producción. El pozo producirá incrementando constantemente su tasa por un período de unos cuatro a seis meses, y luego declinando hasta alcanzar la tasa de producción con la que se cerró el pozo para aplicar la IAV. A medida que se aplican otros ciclos de inyección se obtiene rendimientos cada vez menos eficientes.^[37]

El principal mecanismo para la producción de petróleo durante la inyección alternada de vapor es la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al

pozo. Esta reducción facilita el flujo pero depende de la energía del yacimiento (gas en solución, acuífero, compactación, entre otros). Mejora el mecanismo de expansión del gas en solución y expansión de los líquidos, además también existe remoción del factor de daño. Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo son: el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos, el efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor, la imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y, finalmente, al pozo. El factor de recobro típico para este proceso es de 20 a 35 %.^[27,37]

La tabla 2.5, muestra los criterios de aplicación de inyección cíclica de vapor de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Farouq Ali, J.A. Jones	M.B. Dusseault	Venezuela, FPO Campo Jobo I	Venezuela, FPO Junin
Gravedad API	<15		13,5	7.7
Porosidad (%)	>30		29.5	30
Permeabilidad (mD)	1000-2000	$(0.5-1) \cdot 10^{-3}$	1000-3000	$2.5 \cdot 10^{-3}$ - $25 \cdot 10^{-3}$
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)			76	5-20
Espesor del Yacimiento(ft)	>30	>33- 40	22,9	90
Profundidad del Yacimiento (ft)	<3000		3000-3600	1700-2200
Viscosidad (cp)	<4000	10000-300000	275	2000-12000
Presión del Yacimiento (psi)			1462	638
Temperatura(°F)			132	118
Transmisibilidad (mD·ft/cp)				
Composición				
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)			Presencia	
Presencia de Acuífero				
Presencia de Capa de Gas				
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)				Presencia
Factor de Recobro (%)	25	25-35	75	20-30

Tabla 2.5. Criterios de Aplicación de Inyección Cíclica de Vapor^[7]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** En general, la gravedad del crudo más conveniente está en el rango de 8 a 36° API para su aplicación, de acuerdo a los expertos y experiencias en campo.
- **Porosidad:** Es aplicable para porosidades mayores a 20%, recomendada por expertos.
- **Permeabilidad:** Yacimientos con permeabilidad suficientemente alta para permitir una rápida inyección de vapor y una alta tasa de flujo de crudo. Los autores recomiendan permeabilidades mayores a 10md para aplicar este método.
- **Saturación de Petróleo:** Fundamentalmente, el contenido de petróleo en el yacimiento debe ser lo suficientemente atractivo para justificar el proyecto. De acuerdo a los autores en el orden de 20 a 40% Evaluar rentabilidad; y mayor a 40% es lo ideal.
- **Espesor del Yacimiento:** En pozos verticales, el espesor de arena neta debe ser mayor de 30 pies. De acuerdo a los autores el espesor debe encontrarse entre 10-30ft para aplicar con posibles pérdidas de calor a las formaciones adyacentes; si es mayor a 30ft Aplica y el método es más eficiente.
- **Profundidad del Yacimiento:** Se requiere una profundidad que permita inyectar a presiones operacionalmente deseables. De acuerdo a los autores profundidades menores a 160ft este método no aplica; para valores entre 160-300ft aplica, tener cuidado con el gradiente de fractura para profundidades mayores a 300ft; hasta 5000ft Aplica; profundidades mayores a 5000ft ocurren pérdidas de calor lo que disminuye la eficiencia de este método.
- **Viscosidad:** Crudos de altas viscosidades (mayores a 4000 cP) a condiciones de yacimiento, aunque hay casos exitosos con viscosidad más baja, hasta del orden de 200 cP. Cuando existe crudo de alta viscosidad, la Inyección cíclica de vapor ha demostrado tener éxito como técnica de estimulación siempre que exista la energía expulsora natural para producir el crudo una vez que su

viscosidad haya sido reducida. De acuerdo a los autores consultados viscosidades menores a 100cp no aplica; 100-300000cp Aplica y mayores a 300000cp se debe evaluar rentabilidad económica.

- **Presión del Yacimiento:** Yacimientos con presiones que permitan que las temperaturas y presiones de inyección de vapor sean operacionalmente factibles. Presión del yacimiento moderadamente alta, aunque hay casos exitosos con presión de yacimiento del orden de 40 lpc. Según los expertos valores mayores a 2500 psi no son recomendables para aplicar este método.
- **Temperatura:** el proceso alternado de vapor provee un calentamiento inicial efectivo del yacimiento, que puede ser utilizado para luego realizar una inyección continua de vapor. Se recomienda un rango de 100 a 400°F para su aplicabilidad
- **Transmisibilidad:** menores a 5 existe dificultad en la inyección, mayores a 5 es lo recomendado para su aplicación.
- **Composición:** La estimulación con vapor puede ser indeseable en yacimientos con problemas de compactación, ya que se reflejará en la superficie de esa región (subsistencia).
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** Es un factor limitante; en caso de existir arcillas sensibles al agua, la inyección de vapor de agua producirá la expansión de las mismas, deteriorando la permeabilidad del yacimiento.
- **Presencia de Acuífero:** Limitante para aplicación por la alta conductividad del agua, lo que resta eficiencia al proceso
- **Presencia de Capa de Gas:** Limitante por posible ocurrencia de adedamiento e irrupción temprana del vapor en el pozo productos.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Limitante ya que promueven la formación de CO₂, que trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y caída de la producción.
- **Factor de Recobro:** Según los autores consultados coinciden en un rango de 20-35%.

2.6.1.6. **Inyección de Vapor de Forma Alternada entre Pozos Horizontales. HASD (Horizontal Alternate Steam Drive)**

El Proceso HASD (*Horizontal Alternating Steam Drive*) usa un arreglo de pozos horizontales, donde unos funcionan como pozos inyectoros mientras otros actúan como pozos productores y alternan cada cierto período su funcionalidad. A medida que el vapor es inyectado en alguno de los pozos del arreglo, la cámara de vapor que se crea alrededor de los inyectoros es lateralmente empujada por los diferenciales de presión creados entre los inyectoros y los productores horizontales adyacentes. Es importante resaltar que la ubicación adecuada del pozo debe ser ayudada por una herramienta que permita una buena navegación con respecto, especialmente, al fondo de la formación, cuando se aplica en arenas de poco espesor.

El vapor es inyectado continuamente por un período que puede durar de días a meses y luego del cual viene un corto período de descanso (cierre de los pozos inyectoros), durante el cual las presiones dentro del yacimiento tienden a estabilizarse, mientras los pozos se preparan para cambiar sus funciones. Cada pozo sería inyector y productor en forma alternada, como en el proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales, pero los períodos de inyección y producción serían iguales y coordinados entre pozos vecinos: cuando un pozo cambia a inyector, su vecino cambia a productor, activándolos para un período de tiempo igual al de la primera mitad del ciclo. En consecuencia, el número de inyectoros y el de productores permanece constante en todo el tiempo del proyecto. Se considera que el período típico para cambiar del modo inyector al productor puede estar en alrededor de 6 meses. El esquema de HASD se puede observar a continuación en la figura 2.12.

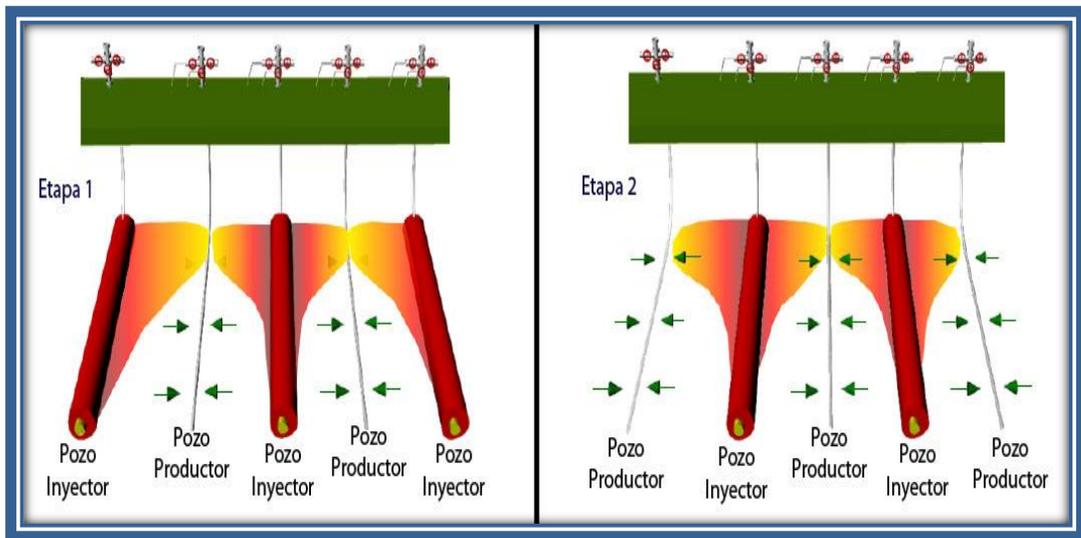


Figura 2.12. Esquema del Proceso HASD. (Modificado, G. Pérez)

En el proceso HASD la inyección periódica de vapor aumentará la temperatura y mejorará el contraste de movilidad entre el agua y el petróleo alrededor del pozo productor, pero el yacimiento es sometido a un importante gradiente de presión. Luego de un segundo período de descanso seguido de otro cambio en las funciones de los pozos, las cámaras de vapor formadas son gradual y sucesivamente extendidas con cada ciclo hasta cubrir la región entera del yacimiento. De esta manera, el impacto del vapor tiene un doble papel al estimular y limpiar los pozos productores y efectivamente barrer el yacimiento a medida que disminuye la viscosidad del crudo y mejora el drenaje del mismo.

La tabla 2.6, muestra los criterios de aplicación HASD de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	PDVSA	Experimental Simulación Venezuela FPO	Simulación Venezuela Junin FPO	Simulación Venezuela , FPO
Gravedad API			8.2	10
Porosidad (%)	>20	26	33	24-30
Permeabilidad (mD)		$6 \cdot 10^{-3}$		6395
Permeabilidad Horizontal (mD)			7800	
Saturación de Petróleo (%)		79		
Espesor del Yacimiento(ft)	<20	60	Delgado	28
Profundidad del Yacimiento (ft)	<4500		1446	1500
Viscosidad (cp)	50-8000	3300		
Presión del Yacimiento (psi)	<1800	1200	1100	700
Temperatura(°F)		137		117
Transmisibilidad (mD*ft/cp)				
Presencia de Acuífero				
Presencia de Capa de Gas				
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)				
Factor de Recobro (%)		20	34	32.2

Tabla 2.6. Criterios de Aplicación de HASD

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** las gravedades deben ser menores a 20° API para su aplicación, de acuerdo a artículos técnicos revisados.
- **Porosidad:** altas porosidades. Las recomendadas por los expertos serían mayores a 20%
- **Permeabilidad:** Mayor Permeabilidad vertical, mayor expansión lateral de la cámara de vapor favoreciendo así el aumento de la temperatura roca-fluido, lo que promueve a mejorar la movilidad del crudo. Según los autores los valores recomendados para la aplicación de este mecanismo deben ser mayores a 100mD.
- **Saturación de Petróleo:** De acuerdo a los autores debe ser mayor a 40%. Al tener mayor saturación inicial de petróleo, mayor es el recobro final del mismo, menor energía es perdida por calentamiento del agua que satura inicialmente la formación, de la misma forma que el agua es un buen medio para transferir calor por su alto calor específico, también es un medio para quitar el calor latente del vapor.

- **Espesor del Yacimiento:** el método se aplica en arenas delgadas. El espesor máximo para crudos viscosos es de 20ft, y podría ser incluso menor para los petróleos más livianos.
- **Profundidad del Yacimiento:** De acuerdo a la bibliografía revisada para profundidades muy somera ocurren problemas de fracturamiento. Menores a 4500 son las recomendadas para que se pueda aplicar; mayores a 4500 ft no aplica esta tecnología, debido a pérdidas de calor a lo largo de la tubería.
- **Viscosidad:** el impacto de la cámara de vapor no es la de una estimulación de pozo simple, sino que también consigue un barrido eficaz en la vecindad de los productores mientras que disminuye la viscosidad del petróleo mejora su drenaje. Las viscosidades deben estar comprendidas entre 50 y 8000mD para que el método aplique.
- **Presión del Yacimiento:** Perdidas de presión por fricción disminuyendo así la cantidad de vapor que llega a la formación. De acuerdo a los expertos los valores para poder aplicar este método deben ser menores a 1800psi.
- **Composición:** Si están presentes fracturas verticales, pueden actuar como zonas ladronas y llevar el vapor hacia regiones no rentables.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** Limitante debido a posible ocurrencia de fenómenos de hinchamiento, reducción de permeabilidad. Su contenido de ser bajo para lograr una mejor inyectividad.
- **Presencia de Acuífero:** no es limitante para la aplicabilidad.
- **Presencia de Capa de Gas:** Limitante por posible ocurrencia de adedamiento e irrupción temprana del vapor en el pozo productor.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** es un parámetro crítico ya que promueven la formación de CO₂, lo que trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y por ende la caída de la producción.
- **Factor de Recobro:** ensayos muestran un factor de recuperación significativo, mayor de 65%.

2.6.1.7. **Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor. SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)**

Creada en Canadá por el Dr. Roger Butler en 1978, éste consiste en dos pozos horizontales en paralelo, uno sobre el otro (en su configuración más básica). La sección horizontal tiene una longitud de 500 a 1500 m y son completados con “liners” ranurados para reducir la producción de arena e incrementar la producción de petróleo. El productor se ubica en la base de la zona productora y el inyector a cierta distancia por encima del productor (típicamente se usa 5m, pero se puede usar de 3 a 7 m dependiendo de la viscosidad del crudo). Sus premisas son inyectar vapor para la reducción de la viscosidad y la segregación gravitacional para el flujo. ^[37,47]

El proceso comienza al circular vapor en ambos pozos de manera que el petróleo pesado o extrapesado que se encuentra entre ambos pozos se caliente lo suficiente como para fluir hacia el pozo inferior. El petróleo que se encuentra en el espacio poroso es remplazado por vapor formando una "Cámara de vapor". La cámara de vapor calienta y drena más y más petróleo hasta que toma todo el espacio poroso ocupado por el petróleo entre el par de pozos. La circulación de vapor a través del pozo productor es detenida en este momento y se inyecta solo en el pozo superior. La inyección de vapor se realiza continuamente dentro del yacimiento creando una cámara de vapor que hace que tanto el crudo caliente como el vapor condensado, sea drenado por gravedad al pozo productor. Para este proceso se estima teóricamente un factor de recobro de 50 a 70%. ^[47,5] A continuación se muestra en la figura 2.13 el esquema de SAGD.

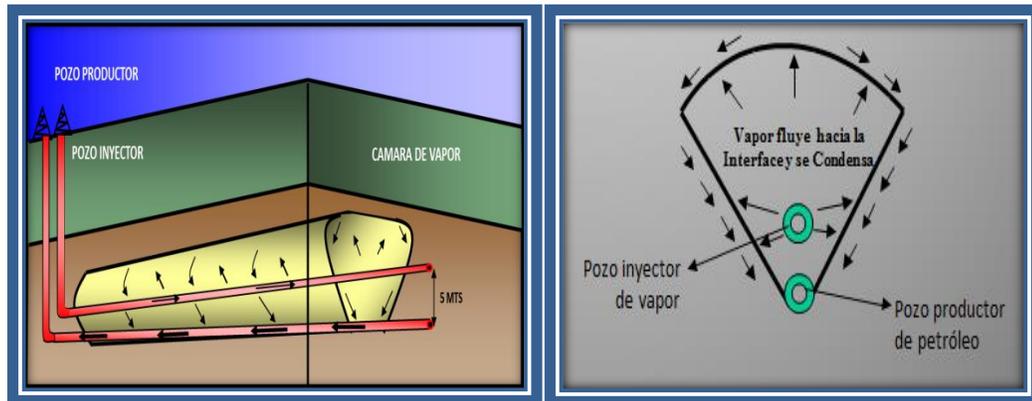


Figura 2.13. SAGD (kudu industries Inc, 2011)

La tabla 2.7, muestra los criterios de aplicación drenaje gravitacional asistido por vapor de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:
	P.E.Llaguno F. Moreno	M.B. Dusseault	Venezuela, Tia juana	Venezuela, FPO	Venezuela, Oriente
Gravedad API	8-20		9-11	9	13
Porosidad (%)	20-45			33	28-32
Permeabilidad (mD)	> 1000		1.5*10 ⁻³		
Permeabilidad Horizontal (mD)		2*10 ⁻³		5000	
Saturación de Petróleo (%)	48-95		85	90	80
Espesor del Yacimiento(ft)	10-160	>50-66	30		80-100
Profundidad del Yacimiento (ft)				2953	2500
Viscosidad (cp)	570-25000	>1000	10000-45000		520
Presión del Yacimiento (psi)	150-2000			1050	200
Temperatura(°F)			110	121	117
Transmisibilidad (mD* ft/cp)					
Composición					
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)					
Presencia de Acuífero					
Presencia de Capa de Gas					
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)			Presencia		
Factor de Recobro (%)		60-70	50-60	62	>60

Tabla 2.7. Criterios de Aplicación de (SAGD)^[47, 5,26]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** de acuerdo a los expertos los valores se encuentran entre 8-20°API
- **Porosidad:** valores altos de porosidad, de acuerdo a los autores mayores a 20%
- **Permeabilidad:** Se recomienda una permeabilidad horizontal mayor a 1000 mD, con una variación vertical de permeabilidad vertical, lo cual favorece el desarrollo lateral de la cámara de vapor, y adicionalmente disminuye el tiempo en el cual esta llega al tope del yacimiento, momento en que comienzan las pérdidas de calor a la sobrecarga (overburden), según artículos técnicos consultados, debe ser mayor a 100md para que sea rentable.
- **Permeabilidad Horizontal:** el método es más eficiente con valores de permeabilidad horizontal mayores a 1000md.
- **Saturación de Petróleo:** De acuerdo a los autores debe ser mayor a 48%. Al tener mayor saturación inicial de petróleo, mayor es el recobro final del mismo, menor energía es perdida por calentamiento del agua que satura inicialmente la formación, de la misma forma que el agua es un buen medio para transferir calor por su alto calor específico, también es un medio para quitar el calor latente del vapor.
- **Espesor del Yacimiento:** mayor a 10 ft Aplica; pero espesores muy grandes comprometen la eficiencia del método.
- **Profundidad del Yacimiento:** De acuerdo a la bibliografía revisada para profundidades menores a 4500 son las recomendadas para que se pueda aplicar; mayores a 4500 ft no aplica esta tecnología, debido a pérdidas de calor a lo largo de la tubería.
- **Viscosidad:** A pesar de que este proceso puede ser efectivo en una amplia gama de viscosidad, una menor viscosidad conlleva a mayor tasa de producción. De acuerdo a los expertos viscosidades mayores a 1000cp son recomendadas para que este método sea eficiente.

- **Presión del Yacimiento:** De acuerdo a los expertos los valores para poder aplicar este método deben estar comprendidos en un rango de 150 a 2000psi.
- **Composición:** fracturas a pequeña escala pueden ser de beneficio al distribuir el vapor en el petróleo viscoso, y agregar una transferencia de calor y de masa. Arena apilada (fluvial o marino) sin barreras significativas de lutita entre la arena. La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita):** Limitante por posibles fenómenos de hinchamiento de arcillas y por ende reducción de permeabilidad. Según los autores menos de 10 % de arcillas, debido a que estas se hinchan al absorber el agua que se condensa del vapor.
- **Presencia de Acuífero:** La presencia del mismo es un factor limitante, se requiere evaluar el impacto de éste en la producción de fluidos, monitoreando la relación vapor/petróleo la cual debe estar siempre inferior a 9. 8 ft. Si la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.
- **Presencia de Capa de Gas:** Favorece el Proceso. La presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor a supradyacencia del yacimiento debido a la baja conductividad térmica de la capa de gas. Por tal motivo una capa delgada de vapor puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Limitante ya que promueve la formación de CO₂, el cual se origina por la descomposición de los carbonatos a la temperatura del vapor, esto trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y caída de la producción
- **Factor de Recobro:** Según los autores y experiencias en campo se han obtenido factores de recobro en el orden de 50 a 70%. SAGD ofrece significativamente grandes tasas de producción por pozo y mayores recuperaciones de crudo, el tratamiento agua de reduce el de los costos y la SOR.

2.6.1.7.1. XSAGD

Conocido como “Cross-SAGD”, el cual utiliza la misma cámara de vapor de SAGD, sin embargo los pozos inyectores y productores están perpendiculares, no horizontales, creando así un patrón entrecruzado para mejorar el drenaje.

2.6.1.7.2. ES-SAGD (Expanding Solvent-SAGD)

La ampliación de solvente SAGD, es un proceso híbrido de vapor con disolvente o una mezcla de disolventes añadidos al vapor en el proceso SAGD. La selección del solvente se basa en la compatibilidad de la temperatura de evaporación del disolvente con el vapor a la temperatura de operación en el SAGD para que el disolvente se comporte de manera similar al vapor en términos de evaporación y condensación. El disolvente es co-inyectado con vapor en todo momento.

2.6.1.7.3. Inyección Alternativa de Vapor-Solventes. SAS (Steam Alternating Solvent)

También es un proceso híbrido basado en la inyección de vapor y solvente. En este caso, el proceso comenzará con SAGD después la inyección de vapor es sustituida por un solvente o mezcla de los mismos por cierto tiempo. Esta tecnología aún está en desarrollo y si resulta factible será empleada para inyectar vapor en el fondo del hoyo en la cara de la arena para incrementar el factor de recobro en yacimientos de petróleo pesado profundos donde la inyección de vapor desde la superficie no es posible. [37, 46, 5,26]

2.6.1.8. Extracción de Vapor. VAPEX (Vapor Extraction)

Butler (1989), utilizó la combinación de un pozo inyector y productor horizontal análogo al proceso SAGD con el fin de obtener mayor área entre el solvente inyectado y el crudo producido permitiendo mayor interacción entre los fluidos y un mayor efecto del drenaje por gravedad. Introduciéndose el término VAPEX (vapor extraction) es una mezcla de gases condensables y no condensables (por ejemplo, CH₄ a C₄ H₁₀, tal vez de CO₂, N₂ y otros...) son utilizados para difundirlos en el

crudo pesado y así reducir su viscosidad y también causan la hinchazón del petróleo. Los enfoques de VAPEX se pueden integrar a los enfoques SAGD de diversas maneras, como montar en ciclo entre el vapor y los gases miscibles, utilizando una mezcla de gases con el vapor de agua caliente, VAPEX mediante inyección de gas caliente, y así sucesivamente. A continuación se muestra en la figura 2.14 el esquema de VAPEX.

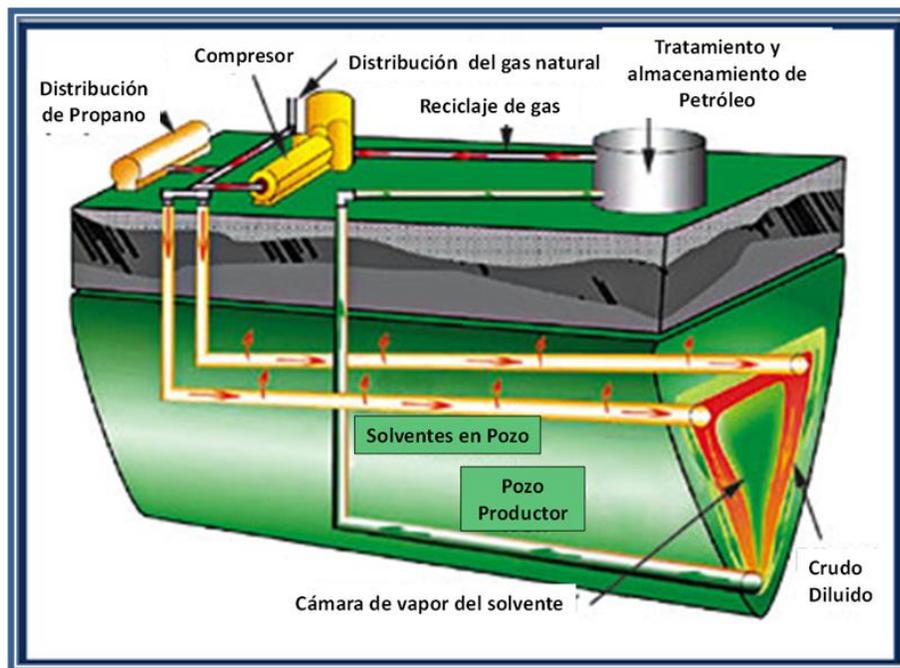


Figura 2.14. Proceso de VAPEX (modificado por G. Pérez, World oil online)

El uso de solventes puede inducir precipitación de asfáltenos y en algunos casos podría bloquear el flujo de crudo en la formación. No obstante, este tema es controversial y requiere más investigación.

Otros factores que afectan y determinan la eficiencia de VAPEX son la transferencia de masa, la difusión molecular, la dispersión mecánica, la altura de drenaje, la heterogeneidad de yacimiento, la distancia entre pozos y la humectabilidad del medio poroso. Debido a la variedad de los métodos de recuperación existentes, se hace una evaluación del yacimiento para saber cuál es el método de recobro más adecuado. Por lo general se examinan las propiedades de los fluidos, continuidad de la formación,

mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie.

Al emplearse solvente en vez de agua se eliminan los problemas con las arcillas de la formación, pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, entre otros problemas.

La tabla 2.8, muestra los criterios de aplicación VAPEX de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra simulaciones realizadas a nivel de laboratorio y campo.

Parámetro	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:
	M.B. Dusseault	Simulación a nivel laboratorio Karmaker Maini	Simulación a nivel laboratorio Mokrys Butler	Simulación a nivel campo A. Shamilaa
Gravedad API		10.3	13	9.4
Porosidad (%)		38	39	20
Permeabilidad (mD)		3.2*10 ⁻³		1*10 ⁻³
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)		80		79
Espesor del Yacimiento(ft)	>10	46		
Profundidad del Yacimiento (ft)				
Viscosidad (cp)	>1000	40000	1000	94000
Presión del Yacimiento (psi)		174		125
Temperatura(°F)		50	68	
Transmisibilidad (mD* ft/cp)				
Presencia de Acuífero		Presente		
Presencia de Capa de Gas				
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)				
Factor de Recobro (%)	60-80	6	1-2	

Tabla 2.8. Criterios de Aplicación de VAPEX.^[7]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** para la aplicación de este método se recomienda que la gravedad API se encuentre en un rango de 8 a 20°API, de acuerdo a recopilación de diferentes artículos técnicos.
- **Porosidad:** Porosidades relativamente altas; mayores a 20%.
- **Permeabilidad:** Tasa de producción de petróleo se ve afectada por la acumulación de petróleo en las zonas de baja permeabilidad este método se aplica para estos casos donde no es recomendable la inyección de vapor los valores deben estar por encima de 100mD. La permeabilidad vertical implica

mucho debido a que el solvente es inyectado hacia arriba para formar la cámara de solvente, pero a medida que existe la disolución con el crudo pesado, la caída hacia el pozo productor (pozo bajo el inyector) es de manera oblicua y no vertical a la inyección.

- **Permeabilidad Horizontal:** Según los expertos aplica en valores mayores a 1000md.
- **Saturación de Petróleo:** Altas saturaciones de petróleo, de acuerdo a experiencias y expertos deben ser mayores a 48%. Se realizó una analogía con SAGD
- **Espesor del Yacimiento:** Menores a 10ft investigar otros métodos; mayores a 30ft se puede aplicar; pero espesores muy grandes comprometen la eficiencia del mecanismo.
- **Profundidad del Yacimiento:** Menores a 300 ft no aplica debido a fracturamiento; en un rango de 300 -5000ft Aplica; profundidades mayores a 5000 ft no son recomendadas ya que ocurren pérdidas de calor a lo largo de la tubería. De acuerdo con consultas de artículos técnicos y analogías con SAGD.
- **Viscosidad:** El proceso está dirigido para yacimientos de crudo que tienen una viscosidad superior a 1000cp. En yacimientos de crudos pesados con viscosidades iniciales relativamente bajas, las altas tasas de inyección de solventes originan un alto factor de recobro. El proceso consiste en disolver el solvente en el crudo pesado, reduciendo su viscosidad para que pueda ser producido gravitacionalmente en el pozo horizontal ubicado por debajo del inyector.
- **Presión del Yacimiento:** Clave para la selección de solventes. Tomar en cuenta que las presiones de yacimiento se encuentren por debajo de la presión de rocío. Los valores recomendados por los expertos se encuentran en un rango de 150 a 2000psi.
- **Temperatura:** Clave para la selección de solventes. Debe ser superior a 50°f.

- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita):** no limitante ya que el uso del solvente elimina los problemas en las arcillas.
- **Presencia de Acuífero:** Puede ser usado para esparcir y distribuir el solvente vaporizado de bajo de la formación con petróleo con el fin de darle movilidad al crudo.
- **Presencia de Capa de Gas:** limitante ya que las pérdidas de solvente a causa de la capa de gas pueden afectar adversamente los procesos y aumentar los costos.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** no es un factor limitante a tomar en cuenta para la aplicación
- **Factor de Recobro:** El factor de recobro de VAPEX en yacimientos homogéneos es aproximadamente 95 %. Según las experiencias y autores está en el orden de 75%.

2.6.1.9. **Calentamiento Electromagnético (Electromagnetic Heating)**

El Calentamiento Electromagnético consiste en un conjunto de electrodos que se colocan en el fondo del pozo con el fin de hacer fluir o enviar ondas electromagnéticas hacia la formación con la finalidad de calentar el agua de la formación y a su vez al crudo que allí se encuentre para de esta manera disminuir su viscosidad y mejorar la movilidad del mismo hacia los pozos productores. ^[3] El método se muestra en la figura 2.15.

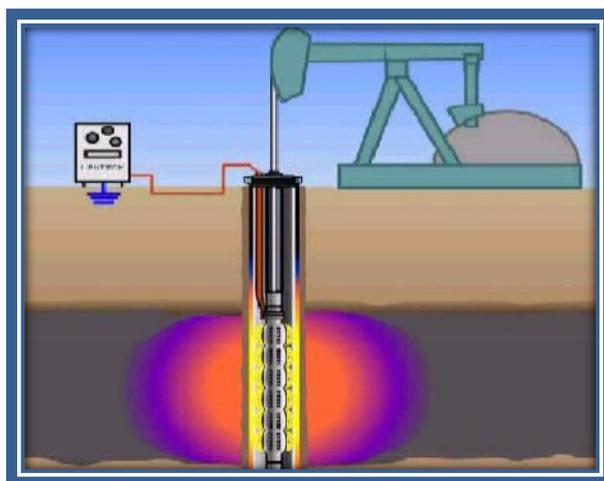


Figura 2.15. Calentamiento Electromagnético (M. A. Carrizales y R. T. Johns, SPE.)

La transferencia de energía electromagnética hacia el yacimiento ha demostrado ser un medio eficaz para proporcionar el calor necesario, de manera que se genera un proceso electroquímico e donde la energía térmica proveniente de las ondas electromagnéticas se convierte en calor por medio de los electrodos de los cuales fluye corriente hacia la formación, la selección, ubicación y espaciamiento correcto de los electrodos se puede obtener un control considerable sobre el camino del flujo de corriente y sobre todo sobre el perfil de temperaturas que registrara la formación. Existen 2 variantes del método de Calentamiento electromagnético: Método Resistivo, Método Inductivo. [45, 55,54]

Método Resistivo

Consiste en un electrodo colocado dentro del revestidor (el cual es aislado hasta la zona productiva y desde allí se hace fluir una corriente eléctrica hacia el yacimiento a través del revestimiento).

Método Inductivo

Una variación de la frecuencia de la energía de calentamiento es lo que se conoce como calentamiento por inducción, el cual se consigue colocando el bobinado primario de un transformador de corriente en el interior del revestidor en el fondo del pozo, de allí grandes corrientes inducidas resistivamente calientan el

revestidor y el calor se transfiere a la formación a través de conducción térmica. En general para los dos métodos se aplicarlo cuando se tienen permeabilidades muy bajas y espesores menores a 10 metros ya que es un método en donde no se inyecta materiales, ni fluidos al reservorio sino que consiste en una estimulación térmica a través de ondas con el fin de calentar y mejorar la movilidad del crudo.

En el campo los recobros esperados van desde 40 a 60% del petróleo original en sitio y todo va a depender principalmente de las condiciones del pozo y de las propiedades de la formación y el crudo.

La tabla 2.9, muestra los criterios de aplicación Calentamiento Electromagnético de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo y simulaciones.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:
	Simulación Venezuela, Maracaibo	Simulación Canada, Alberta	Simulación Alaska	Simulación Venezuela, FPO	Simulación Brasil, campo Amaro
Gravedad API	11	15	7	12	20
Porosidad (%)	35				
Permeabilidad (mD)	1000	1500	150	600	450
Permeabilidad Horizontal (mD)					
Saturación de Petróleo (%)	84				
Espesor del Yacimiento(ft)	50	13.2	101.7	170	33
Profundidad del Yacimiento (ft)	1100	1476	3356	5000	1476
Viscosidad (cp)		1500	34	1200	20
Presión del Yacimiento (psi)	750				
Temperatura(°F)	115	62.6	75.2	126	113
Transmisibilidad (mD*ft/cp)					
Composición					
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)					
Presencia de Acuífero					
Presencia de Capa de Gas					
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)					
Factor de Recobro (%)	86	50	20	50	25

Tabla 2.9. Criterios de Aplicación de Calentamiento Electromagnético ^[45, 55, 54,3].

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** Mayores a 7°API.
- **Porosidad:** no es un factor limitante
- **Permeabilidad:** Es necesario que sean bajas ya que este método no se inyectan materiales ni fluidos en el reservorio, sino que consiste en una

estimulación térmica a través de ondas con el fin de calentar y mejorar la movilidad del crudo.

- **Permeabilidad Horizontal:** Según los expertos no es un parámetro limitante.
- **Saturación de Petróleo:** Altas saturaciones de petróleo, de acuerdo a experiencias y expertos deben ser mayores a 50%.
- **Espesor del Yacimiento:** De acuerdo a congresos de crudos pesados y artículos consultados los espesores muy grandes comprometen la eficiencia del mecanismo.
- **Profundidad del Yacimiento:** no representa un parámetro limitante
- **Viscosidad:** El proceso está dirigido para yacimientos de crudo que tienen una viscosidad superior a 50cp. En yacimientos de crudos pesados con viscosidades iniciales relativamente bajas, las altas tasas de inyección de solventes originan un alto factor de recobro. El proceso consiste en disolver el solvente en el crudo pesado, reduciendo su viscosidad para que pueda ser producido gravitacionalmente en el pozo horizontal ubicado por debajo del inyector.
- **Presión del Yacimiento:** no es limitante
- **Temperatura:** deben encontrarse por encima de 50°F
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** no limitante
- **Presencia de Acuífero:** No limitante.
- **Presencia de Capa de Gas:** no limitante
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** no limitante
- **Factor de Recobro:** El factor de recobro varía en un rango de 20 a 50%. Según las experiencias y autores está en el orden de 50%.

2.6.2. Métodos Químicos

Son métodos en los que se aplica la inyección de sustancias especiales tales como polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos, para modificar las propiedades de los fluidos del yacimiento y así mejorar la relación de movilidades y la eficiencia de barrido del petróleo hacia el pozo productor. Algunos, menos conocidos utilizan amonio líquido, alcoholes y un amplio rango de surfactantes y álcalis.

2.6.2.1. Inyección de Polímeros (Polymers Injection)

Es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros, de 200 a 1000 ppm, de un alto peso molecular (2 hasta 5 MM) antes de que esta sea inyectada en el yacimiento.

Este proceso mejora la razón de movilidad agua –petróleo lo cual da como resultado un aumento en la eficiencia de barrido, debido a que se forma un tapón viscoso y este con la inyección de agua va a generar un alto factor de recobro porque este arrastra con mayor facilidad los fluidos presentes en el yacimiento. ^[37, 45,8] Este proceso se muestra en la figura 2. 16.

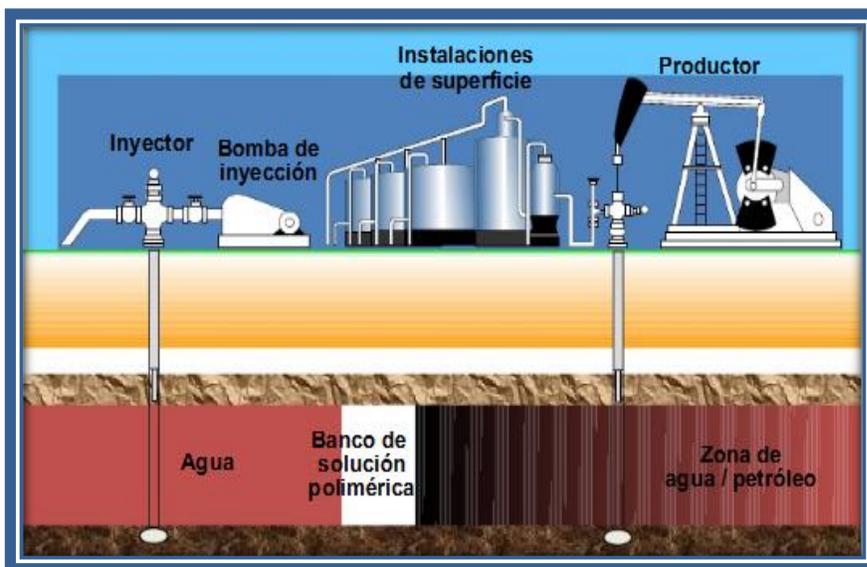


Figura 2.16. Inyección de Polímeros (PDVSA Taller de RM)

Actualmente, se usan tres tipos de polímeros: Los poliacrilamidas, los polisacáridos y los polioxidos de etileno. Los dos primeros son los más aplicados en pruebas de campo, siendo los poliacrilamidas los más populares, debido a que, además de aumentar la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca yacimiento en las zonas invadidas, lo cual también baja la movilidad efectiva del agua inyectada. La inyección de polímeros (generalmente poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas o HPAM) provee un mejor desplazamiento mejorando la eficiencias de barrido areal y vertical, incrementado el recobro debido al aumento de la viscosidad del agua, lo que produce una disminución de la movilidad de agua. ^[37, 20,8]

El objetivo de la inyección de polímeros es mejorar desplazamiento y la eficiencia volumétrica de desplazamiento durante la inyección de agua. En este caso ciertos polímeros de alto peso molecular (típicamente poliacrilamidas o xanthenes) son disueltos en el agua de inyección para disminuir la movilidad del agua. Se incrementa considerablemente el factor de recobro si es aplicado luego de los desplazamientos por inyección convencional de agua.

El mayor éxito se ha obtenido en crudos moderadamente viscosos, en el rango de 5 a 200 cp. , cuando la permeabilidad de la formación es mayor de 20 md, y la temperatura no excede los 180 °F. Sin embargo, en una inyección de agua avanzada los polímeros pueden ser ineficientes debido a la baja saturación de petróleo movable, para garantizar el éxito de este proceso es necesario practicar cuidadosas pruebas de laboratorio y una selección geológica apropiada.

La tabla 2.10, muestra los criterios de aplicación de inyección de polímeros de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Josehp J.	JJ Taber Y fd Martin	Al-Baharma	V. Alvarado, A Ranson, K Hernández	China, Daqing	Vzla , Zulia Bachaquero
Gravedad API	>15-40	>25		>22	16.5	15
Porosidad (%)					28	28
Permeabilidad (mD)	>10-800	>10		>50	3800	1000
Permeabilidad Horizontal (mD)			>50			
Saturación de Petróleo (%)	>70-80	10	>60		60	
Espesor del Yacimiento(ft)	No crítico	No crítico		No crítico	49.21	57
Agua(ppm)						
Profundidad del Yacimiento (ft)	<9000	<9000		<9000		5670
Viscosidad (cp)	<150->10	<150	<150	<100	9.5	500
Presión del Yacimiento (psi)						
Temperatura(°F)	<200-140	<200	<158	<200	109.4	140-168
Transmisibilidad (mD' ft/cp)						
Composición	No crítico	No crítico		No crítico		
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)						
Presencia de Acuífero			No activo	No activo		
Presencia de Capa de Gas			No activo	No activo		
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Contiene	Contiene		Contiene	Contiene	Contiene
Factor de Recobro (%)					11.6	50.6

Tabla 2.10. Criterios de Aplicación de Inyección de Polímeros. [37, 20,8]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** La inyección de polímeros ha sido aplicada en un amplio rango de gravedades API, por lo que se podría considerar un factor no crítico. Los crudos pesados son pobres candidatos solo si poseen muy altas viscosidades.
- **Porosidad:** La porosidad puede tener influencia en la eficiencia de recobro, sin embargo se puede considerar un factor no crítico en la evaluación técnica del proceso, ya que el volumen poroso establece el volumen del petróleo recuperable presente, que aqueja la economía del proyecto y no al éxito técnico del mismo.
- **Permeabilidad:** Debido que las soluciones poliméricas tienen menor movilidad que el agua producto de su alta viscosidad, las formaciones de baja permeabilidad deberían ser evitadas, para disminuir los problemas de taponamiento y esfuerzos de corte que pudieran generar la degradación mecánica de los polímeros.
- **Saturación de Petróleo:** En general, las bajas saturaciones de crudo representan un factor adverso para la inyección de polímeros, éste parámetro

es un factor crítico para el éxito técnico del proceso. La economía de los proyectos es sensible a la saturación presente en el yacimiento.

- **Agua:** La salinidad del agua, puede tener un efecto negativo sobre algunos polímeros dependiendo de la concentración y tipos de sales en el agua de formación y por estas razones se considera un parámetro crítico.
- **Profundidad del Yacimiento:** la variable profundidad afecta de manera indirecta al igual que para Álcalis y surfactantes y puede considerarse como no crítico, sin embargo a altas profundidades deben ser evitados por las altas temperaturas y salinidades asociadas
- **Viscosidad:** Se puede considerar a la viscosidad como un factor crítico. Se han reportado proyectos en el que el proceso es técnicamente exitoso con crudos de viscosidades mayores a 100 cp, para reducir la viscosidad en estos casos se requieren altas concentraciones de polímeros lo cual implica costos adicionales.
- **Temperatura:** La temperatura es un parámetro crítico para la inyección de polímeros, ya que estos degradan considerablemente y pierden sus propiedades viscosificantes a altas temperaturas.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita):** formaciones arcillosas la mezcla de polímeros con agua deben ser evaluadas debido a los fenómenos de absorción de agua de algunas arcillas.
- **Presencia de Capa de Gas:** Tendencia a canalización, en el tope de la arena e irrumpir en el pozo productor.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Formaciones carbonatadas la disolución de los carbonatos con las altas temperaturas pueden cambiar las propiedades de la solución polimérica.
- **Factor de Recobro:** Los autores y expertos indican que se puede llegar a obtener un factor de recobro entre 20-25%.

2.6.2.2. Inyección de Surfactantes (Surfactant Injection)

Para entender este proceso es necesario conocer que los surfactantes son compuestos orgánicos provenientes de petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial. Sus moléculas contienen un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como aceite permite al surfactante ocupar la interface. ^[37,19]

El objetivo principal es recobrar el petróleo residual de 10 a 20% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. A continuación se puede observar mejor el proceso en la figura 2.17

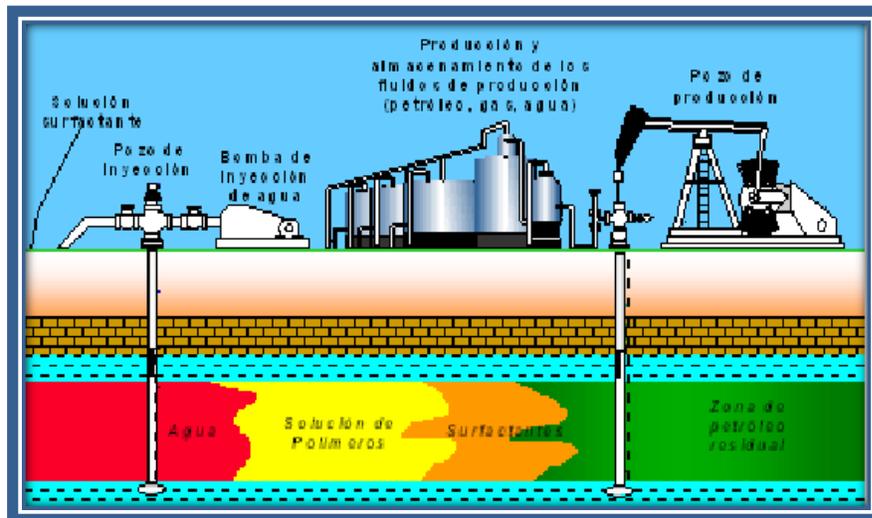


Figura 2.17. Inyección de Surfactantes (PDVSA-CIED, 1998) ^[37]

El proceso se lleva a cabo con la idea de bajar la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a valores muy pequeños de modo que el petróleo atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado, es decir, que ocurra un desplazamiento miscible. Es un proceso de inyección de múltiples batch (proceso por lotes), incluyendo la inyección de agentes químicos con actividad superficial (tenso activos o surfactantes) en el agua. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de

cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

Los sulfonatos de petróleo o sintéticos, son los surfactantes más empleados a nivel de campo los cuales pueden ser empleados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades. Los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la tensión interfacial, pero no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos.

El tapón de surfactante desplaza la mayoría del crudo del volumen contactado del yacimiento, formando un banco fluvente de agua/petróleo que se propaga delante del tapón de surfactante. Generalmente, para asegurarse de que la movilidad este bien controlada el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. ^[37,19] La tabla 2.11, muestra los criterios de aplicación de inyección de surfactantes de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Goodlett , G.O	Sami Bou-Mikael, Faisal Asmadi, Danny Marwoto &	Indonesia, Camp. Sumatra	EEUU, Texas Camp. V. Heidelberg
Gravedad API	>25		36	15-20
Porosidad (%)	>20		27	33
Permeabilidad (mD)	>40			2000-2500
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)	>30	35		50
Espesor del Yacimiento(ft)	No critico		35	76
Agua(ppm)				
Profundidad del Yacimiento (ft)	<9000		2220	11300
Viscosidad (cp)	<40		3	7.5
Presión del Yacimiento (psi)			930	
Temperatura (°F)	<200	<195	200	220
Transmisibilidad (mD*ft/cp)				
Composición				
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)				
Presencia de Acuífero		No Activo		
Presencia de Capa de Gas		No capa		
Presencia de Carbonatos	Presencia			Presencia
Factor de Recobro (%)			20	40

Tabla 2.11. Criterios de Aplicación de Inyección de Surfactantes. ^[37,51]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** Esta tecnología se ha aplicado en crudos medianos y livianos
- **Porosidad:** El criterios de los expertos indican un valor superior a 20% y en campo no hay referencia que se haya aplicado un valor muy por debajo de éste.
- **Permeabilidad:** La permeabilidad controla en mayor grado la tasa de inyección e los fluidos, que perturba la rentabilidad del proyecto.
- **Saturación de Petróleo:** El criterios de los expertos indican un valor mayor a 20%, la saturación que se observa a nivel de campo es muy superior a este valor así que puede resultar un factor crítico para el éxito de un proyecto.
- **Espesor del Yacimiento:** Debido a los cambios de presión y temperatura, afectan la absorción del tensio-activo.
- **Agua:** Ciertas condiciones relacionadas con las interacciones crudo-agua de formación para obtener mayor factor de recobro es la salinidad ya que esta representa un rol importante. La degradación de las soluciones de surfactantes puede ser acelerada por la precipitación de los sulfatos de petróleo en el tapón a medida que estos contactan el agua de formación. En general, una alta salinidad de la fase acuosa, representa una reducción de la tensión interfacial.
- **Profundidad del Yacimiento:** Éste parámetro se considera no crítico, sin embargo se recomienda evaluar el gradiente geotérmico para evaluar o definir las profundidades en función de la temperatura.
- **Viscosidad:** El criterio de expertos establece un límite de 40 cp, aunque se observó en campo valores muy por debajo de este límite.
- **Temperatura:** Los sulfatos tienen problema de estabilidad a temperaturas superiores a 120°, sin embargo se observo en campo temperaturas superiores. Para los surfactantes aniónicos las elevadas temperaturas implican una mayor solubilidad en el agua de formación acarreado una menor eficiencia al proceso, por ende la temperatura es un parámetro crítico en la inyección de

surfactantes. A temperaturas elevadas puede causar incremento de la tensión interfacial y se degrada la acción del surfactante.

- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita):** Desfavorece el proceso.
- **Presencia de Acuífero:** Desfavorece el proceso.
- **Presencia de Capa de Gas:** Desfavorece el proceso.

2.6.2.3. Alcalis

El método ÁLCALIS, consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación, empleando un proceso de emulsificación en sitio. En la Figura 2.18 se muestra un esquema del proceso.

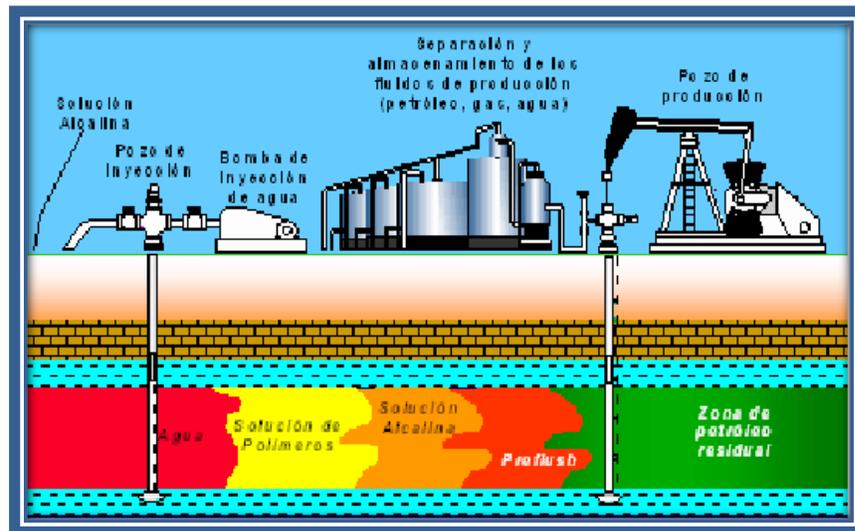


Figura 2.18. Inyección de Soluciones Alcalinas (PDVSA-CIED, 1998)^[37]

Las sustancias químicas inyectadas suelen ser hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos con lo que se logra generar o activar surfactantes naturales que traen como consecuencia directa mejoras en la movilidad del crudo, a través del yacimiento y hacia los pozos productores, bien sea por reducción de la tensión interfacial como resultado de la formación en sitio de surfactantes, cambio de humectabilidad (de humectado por petróleo a humectado por agua), emulsificación y entrapamiento del petróleo (ayuda a controlar la movilidad), emulsificación y arrastre del petróleo o por cambios en la mojabilidad.

La producción de petróleo través de la inundación alcalina son gotas finas, por lo tanto se supone que la reducción de la TIF que tiene lugar entre los ácidos orgánicos y la solución alcalina también conduce a la formación de la emulsión.

La emulsión puede ser Petróleo/Agua o Agua/ Petróleo, o ambos dependiendo del tipo de crudo. [37,19]

Es aplicable a un amplio rango de yacimientos de petróleo. La mezcla y dispersión de la solución alcalina pueden causar una respuesta pobre, además requiere un alto consumo de caustica. La tabla 2.12, muestra los criterios de aplicación de inyección de álcalis de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:
	JJ Taber Y fd Martin	Mexico,Moral illo	Mexico, Poza Rica	Mexico, Tres Hermanos
Gravedad API	13-35	21	31	27
Porosidad (%)		10-13	13	11
Permeabilidad (mD)	>20	9-409	5-25	33
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)			82	
Espesor del Yacimiento(ft)	No crítico	33	351	95
Agua		e		
Profundidad del Yacimiento (ft)	<3000	4642	7874	6398
Viscosidad (cp)	<200	10.2	0.89	3
Presión del Yacimiento (psi)				
Temperatura(°F)	<200	208	194	197.6
Transmisibilidad (mD*ft/cp)				
Composición	Algunos ácidos orgánicos			
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)				
Presencia de Acuífero				
Presencia de Capa de Gas				
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)		Presencia	Presencia	Presencia
Factor de Recobro (%)			45-50	43

Tabla 2.12. Criterios de Aplicación de Inyección de Álcalis. [37, 28,4]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** La tecnología depende de los componentes ácidos del crudo para formar los agentes necesarios para disminuir la tensión interfacial.

- La teoría señala que los crudos de base nafténica producen un mejor rendimiento, los crudos pesados y livianos tienen mayor contenido de ácido nafténico.
- **Permeabilidad:** La inyectividad se ve afectada si la permeabilidad es muy baja.
- **Saturación de Petróleo:** Se recomienda hacer un estudio de rentabilidad a saturaciones menores al 20%. El porcentaje de recobro adicional está relacionado con las saturaciones del yacimiento.
- **Profundidad del Yacimiento:** La literatura indica que el aumento de la profundidad perjudica al proceso si se encuentra asociado a un brusco incremento de la temperatura, por eso se establece un límite de profundidad ya que a mayores profundidades 9000 pies aumenta el riesgo de consumo cáustico e inestabilidades. El fundamento indica que el aumento de profundidad sólo perjudica al método si se encuentra asociado con un incremento de temperatura.
- **Viscosidad:** La aplicación de esta tecnología en campo indica crudos de baja viscosidad. El pobre control de movilidad con crudos más viscosos al rango recomendado podría disminuir el recobro.
- **Temperatura:** Si las temperaturas son muy altas, pierde la estabilidad la emulsión formada. Por eso la temperatura constituye un factor crítico.
- **Composición:** Ácidos orgánicos son necesarios para alcanzar más bajas tensiones interfaciales con los métodos alcalinos
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** Altas cantidades de anhidrita, yeso o arcilla no deseables ya que pueden precipitar en los alrededores del pozo productor.

2.6.2.4. Inyección de Polímeros Miscelares/ Álcali-surfactantes(AS)/ Álcali-Surfactante - Polímero (ASP)

La inyección de polímeros miscelares, álcali-surfactantes(AS), álcali- surfactante - polímero (ASP), son métodos de recuperación mejorada resultante de la combinación de dos o tres de los aditivos mencionados anteriormente.

El primero, según Paris de Ferrer (2001) se fundamenta en la inyección de un tapón micelar en el yacimiento (cerca del 5% del volumen poroso), el cual consiste en una solución que contiene una mezcla de surfactante, alcohol, salmuera y crudo. Esto simula el lavado de grasa con detergentes ya que se logra desprender del crudo del medio poroso de la formación, para luego ser desplazado con agua. Para incrementar la eficiencia de barrido y la producción de petróleo, se inyecta una solución polimérica (de 50% del volumen poroso) para el control de movilidad y así desplazar el tapón micelar.

La inyección clásica de polímeros consiste de inyectar un bache que contiene agua, surfactante, polímeros, electrolitos (sal), en ocasiones un co-solvente (alcohol), y posiblemente un hidrocarburo. El tamaño del bache es a menudo de 5 a 15% PV para un sistema surfactante de alta concentración y de entre 15 y 50% PV para bajas concentraciones. El bache de surfactante es seguido por polímero y agua. La concentración de polímero oscila entre 500 a 2000 mg/L, y el volumen de solución polimérica inyectada debe ser de 50% del PV o mayor. Estos métodos se pueden observar en la figura 2.19.

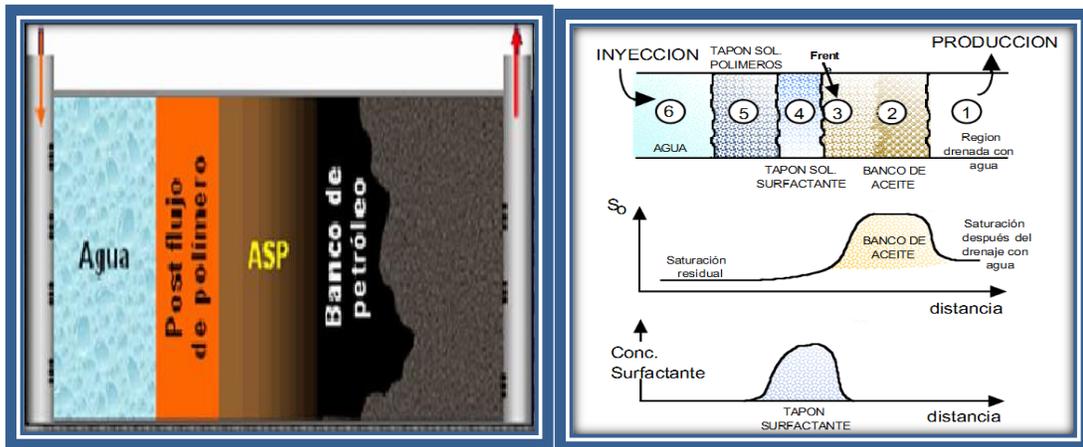


Figura 2.19. Inyección de (ASP) (PDVSA-CIED, 1998)^[37]

Inyección de mezclas álcali-surfactantes (AS). Este tipo de procesos se considera recomendable en yacimientos con crudos livianos de bajos números ácidos, ya que se pueden alcanzar reducciones importantes de la tensión interfacial empleando combinaciones de álcali-surfactantes, donde el tenso activo logra compensar las potenciales diferencias de las interacciones crudo-álcali por medio de la activación de surfactantes naturales.

En este caso, primero se inyecta un pre-flujo de álcali con el fin de pre-acondicionar el yacimiento y la subsiguiente inyección de surfactante sea más efectiva

La inyección del tipo ASP es similar excepto que mucho del surfactante es reemplazado por una sustancia alcalina de bajo costo, por lo tanto el bache puede ser mucho más grande pero sobre todo su costo es menor y el polímero es incorporado al diluirlo en el bache mas grande. Para inyecciones alcalinas mucha del agua inyectada fue tratada con bajas concentraciones del agente alcalino y los surfactantes fueron generados in situ a través de la interacción de la roca y el petróleo.

Todos los métodos de inyección de surfactantes y alcalinos recuperan crudo reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, solubilización de parte el petróleo en algunos sistemas micelares; emulsificaciones del petróleo con el agua especialmente en los métodos alcalinos (alterando la mojabilidad); y mejorando la movilidad.^[37,4] La tabla 2.13, muestra los criterios de aplicación de inyección de ASP

de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Josehp J.	Al-Baharma	Pdusa	Experimental Calgary Alberta	Venezuela, Maracaibo Camp La Salina
Gravedad API	>20-35	<35	>20		25
Porosidad (%)				38.5	26
Permeabilidad (mD)	>10-450		>100	4.5*10 ⁻³	2900
Permeabilidad Horizontal (mD)		>50			
Saturación de Petróleo (%)	>35-53	>35		80	80
Espesor del Yacimiento(ft)	No crítico				108
Agua					
Profundidad del Yacimiento (ft)	<9000-3250				1600-4000
Viscosidad (cp)	<35-13	<150	>30	14	14.7
Presión del Yacimiento (psi)				1450	575
Temperatura(°F)	<200-80	<158	<200	122	145
Transmisibilidad (mD*ft/cp)					
Composición	Algunos ácidos				
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)					Presencia
Presencia de Acuífero		No activo			
Presencia de Capa de Gas		No activo		No presencia	
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Contiene	Contiene	Preferiblement		
Factor de Recobro (%)				60.8	70

Tabla2.13. Criterios de Aplicación de Inyección de ASP. [37,58., 4]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** No se han reportado proyectos de campo para crudos menores a 14°API.
- **Permeabilidad:** valores menores a 100 cp pueden influir en el grado de retención de la solución.
- **Saturación de Petróleo:** Los expertos recomiendan saturaciones mayores al 20%.
- **Profundidad del Yacimiento:** Efectos adversos en la estabilidad de las emulsiones por influencia de altas profundidades, temperaturas y salinidades sin embargo se considera un factor no crítico.
- **Viscosidad:** no se han reportado hasta la fecha experiencias con crudos de viscosidades mayores a 150.
- **Temperatura:** La temperatura es parámetro limitante, cuando se quiere evitar la degradación el agente movilízate. Es un factor crítico para la tecnología.

- **Presencia de Arcillas** (Caolinita, Esmectita, Ilita): Desfavorable.
- **Presencia de Acuífero:** Desfavorable.
- **Presencia de Capa de Gas:** Desfavorable.

2.6.3. Inyección de Gases

Método de recuperación mejorada comprendido por los gases de hidrocarburos, nitrógeno y dióxido de carbono y WAP (agua alternada con gas). Tienen como propósito disminuir la tensión interfacial y mejorar la movilidad del crudo, haciendo que los desplazamientos miscibles e inmiscibles puedan lograr altas eficiencias de barrido. La selección de los mismos depende del costo, disponibilidad del gas y del efecto en la recuperación del petróleo. Esta estrategia ha sido utilizada para yacimientos de petróleo liviano, condensado y petróleo volátil.

2.6.3.1. Inyección de Hidrocarburo Miscible

Este método consiste básicamente en inyectar hidrocarburo ligero a través del yacimiento para formar una mezcla miscible. Tres diferentes métodos han sido usados. El método miscible de primer contacto usa un tapón de alrededor del 5% del volumen poroso (PV) de gas licuado del petróleo (LPG), tal como el propano, seguido por gas natural o gas y agua. Un segundo método, llamado de empuje enriquecido (condensación), consiste en inyectar un tapón del 10 o 20% de gas natural que es enriquecido con los componentes que van desde el metano hasta el hexano, seguidos por gas pobre, (seco, mayormente metano) y posiblemente agua. Los componentes enriquecidos son transferidos del gas al crudo. El tercero y el más común, llamado empuje a alta presión (vaporización), consiste de inyectar gas pobre a alta presión para vaporizar los componentes que van desde el C2 hasta C6 del crudo que es desplazado. Una combinación de los mecanismos de condensación y vaporización ocurre a muchas condiciones de yacimiento incluso aunque se crea que un proceso es dominante. ^[37,23] El proceso se muestra en la figura 2.20.

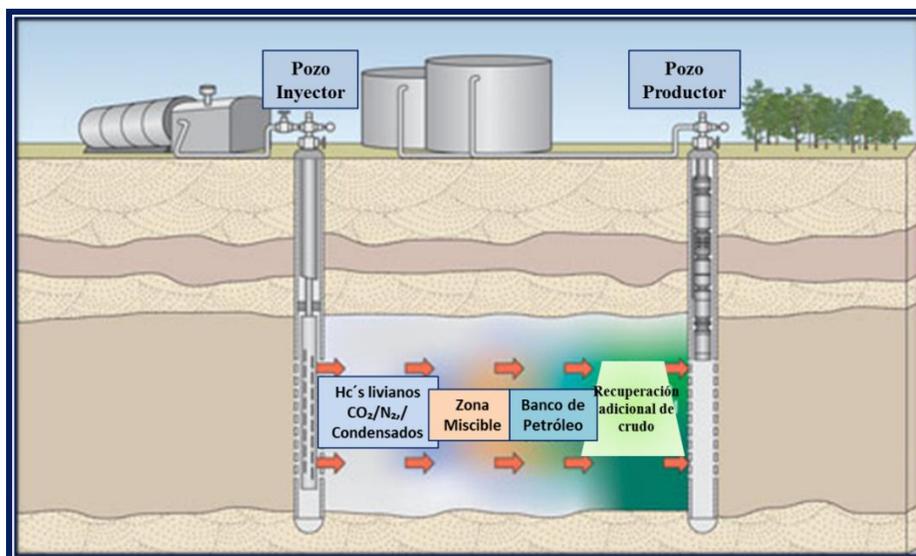


Figura 2.20. Inyección de Hidrocarburos Miscibles (Modificado G. Pérez, PDVSA)^[37]

La tabla 2.14, muestra los criterios de aplicación de inyección de hidrocarburos miscibles de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Josehp J.	JJ Taber Y fd Martin	EEU,Texas Camp wolfcamp	EEU,Texas Camp Slaughter
Gravedad API	>23-41	>35	38	28
Porosidad (%)			10.2	10.5
Permeabilidad (mD)	No crítico	No crítico	14	4.3
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)	>30-80	>30		
Espesor del Yacimiento(ft)	Delgado	Delgado		
Água				
Profundidad del Yacimiento (ft)	>4000	>2000-5000	8400	5000
Viscosidad (cp)	<3-0.5	<10	0.3	1.9
Presión del Yacimiento (psi)				
Temperatura(°F)	No crítico	No crítico	140	105
Transmisibilidad (mD' ft/cp)				
Composición	Alto c2-c7	Alto c2-c7		
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Illita)				
Presencia de Acuífero				
Presencia de Capa de Gas				
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Contiene	Contiene	Presencia	Presencia
Factor de Recobro (%)			12	10

Tabla 2.14. Criterios de Aplicación de Inyección de Hidrocarburos Miscibles. ^[37, 52,22]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** Los expertos recomiendan con gravedades mayores 25 API.
- **Permeabilidad:** Los autores consideran que este parámetro es no crítico.
- **Saturación de Petróleo:** Los autores sugieren saturaciones de petróleo mayores a 30% si es menor a este valor se recomienda realizar un estudio económico.
- **Espesor del Yacimiento:** Relativamente delgado a menos de que sea una formación con alto buzamiento.
- **Profundidad del Yacimiento:** La profundidad es dada por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada.
- **Viscosidad:** Ya que la diferencia de viscosidades muy grande entre el gas y el petróleo le quita eficiencia el mecanismo.
- **Presión del Yacimiento:** Los rangos de presión requeridos van de 1200 psi para los procesos con gas LPG hasta 4000 o 5000 psi para los procesos de empuje de gas a alta presión, dependiendo del crudo.
- **Temperatura:** La temperatura puede tener un efecto significativo sobre la presión mínima de miscibilidad (MMP); esto incrementa normalmente la presión requerida, sin embargo, esto se tomará en cuenta en los yacimientos profundos donde se necesita contener altas presiones en los procesos de inyección de gas pobre.
- **Composición:** Alto porcentaje de ligeros.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Carbonatos con un mínimo de fracturas y canales de alta permeabilidad.

2.6.3.2. Inyección de Nitrógeno. (N₂ Injection)

Nitrógeno es un método de EOR que emplea gases inorgánicos y económicos para desplazar al petróleo basado en un sistema que puede funcionar de manera miscible como inmisible dependiendo de la presión y la composición del crudo. Debido a su bajo costo, grandes volúmenes de este gas pueden ser inyectados.

El Nitrógeno y el gas combustible recuperan el petróleo a través del proceso de vaporización de los componentes ligeros del crudo y generalmente es miscible si la presión es lo suficientemente alta, actuando como un gas desplazante donde una significativa parte del volumen del yacimiento se ha llenado con un gas de bajo costo, y mejorando el drenaje gravitacional en yacimientos de alto buzamiento (miscible o inmisible).

Cuando se inyecta N_2 en un yacimiento, éste forma un frente miscible por vaporización de componente livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora enriquecido en cierta magnitud, continúa su movimiento desde los pozos inyector y así se va conectando con el crudo y vaporizando más componentes, lo cual lo enriquece a medida que avanza el frente. Como consecuencia, el primer frente de gas puede alcanzar tal alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se hace miscible con el crudo de la formación. En esta etapa, la interfase entre el crudo y el gas desaparece, formándose una mezcla homogénea de ambos fluidos.

Con la inyección continua de nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo un banco de crudo hacia los pozos productores. ^[37,43] Este proceso se muestra en la figura 2.21.

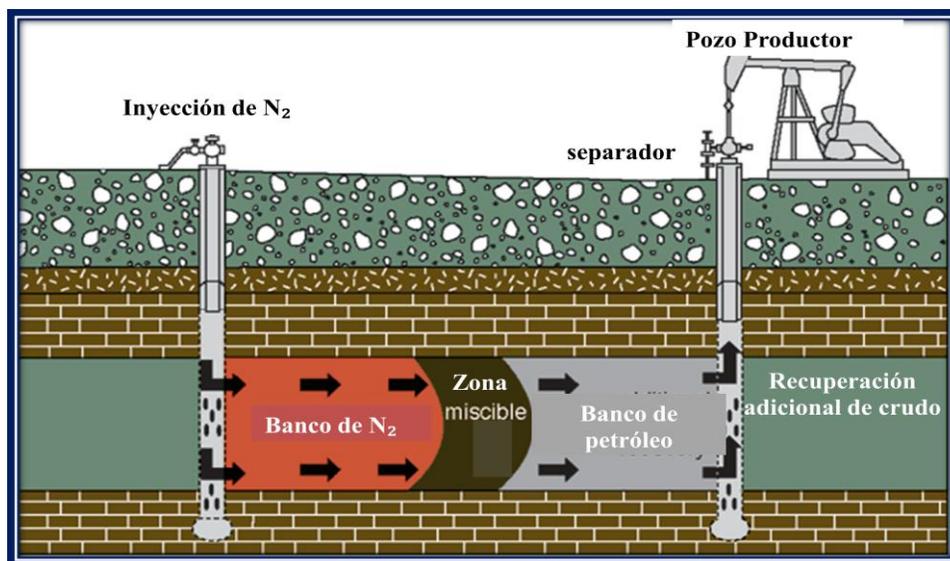


Figura 2.21. Inyección de Nitrógeno (Modificado por G, Pérez, PDVSA-CIED, 1998)^[37]

Generalmente, se aplican en yacimientos de petróleo liviano (ricos en fracciones entre etano y hexano), y no se han encontrado referencias de su aplicación en crudos pesados o extra-pesados. [37, 43,44] La tabla 2.15, muestra los criterios de aplicación de inyección de nitrógeno de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:
	Al-Baharma	Cuevas. RoB	EEUU. Texas Camp. Block 31	EEUU, Florida Camp. Jay-Little	Venezuela Monagas El Furrial
Gravedad API	>35	>35	46	51	26
Porosidad (%)			12	14	15
Permeabilidad (mD)		No crítico	5	35	60-1450
Permeabilidad Horizontal (mD)					
Saturación de Petróleo (%)	>35	>40			
Espesor del Yacimiento(ft)		relativamente delgado			382
Agua					
Profundidad del Yacimiento (ft)	>5905	>6000	8600	15400	13500-15000
Viscosidad (cp)	<2.0	<0.4	0.3	0.2	
Presión del Yacimiento (psi)	≥ 5000				10540-11050
Temperatura(°F)		No crítico	130	285	300
Transmisibilidad (mD*ft/cp)					
Composición					
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)					Presencia
Presencia de Acuífero					
Presencia de Capa de Gas	No crítico				Hay capa de gas
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)		Presencia	Presencia	Presencia	Presencia
Factor de Recobro (%)			31	30	51

Tabla 2.15. Criterios de Aplicación de Inyección de Nitrógeno. [37, 43, 6,44]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** Los autores y experiencias en campo recomiendan una gravedad API mayor 35.
- **Saturación de Petróleo:** Los autores indican saturaciones de petróleo mayores a 35% si es menor a este valor se recomienda realizar un estudio económico.
- **Espesor del Yacimiento:** Relativamente delgado.
- **Profundidad del Yacimiento:** Debe estar a una profundidad igual (o mayor) a los 5000 pies, a fin de mantener las altas presiones de inyección (≥5000 psi)

necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el N₂ sin fracturar la formación.

- **Viscosidad:** Ya que la diferencia de viscosidades muy grande entre el gas y el petróleo le quita eficiencia el mecanismo.
- **Presión del Yacimiento:** El nitrógeno requiere mayores presiones, temperaturas y mayor tiempo de contacto.
- **Composición:** Debe ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano (C₂ - C₆) o hidrocarburos livianos. Estos se caracterizan por ser crudos livianos con gravedad API mayor a 35°.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita):** es un factor limitante debido a que las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- **Presencia de Capa de Gas:** Tendencia a canalizaciones el tope de la arena e irrumpir en el pozo productor.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Areniscas o carbonatos con canales o fracturas de alta permeabilidad.

2.6.3.3. Inyección de Dióxido de Carbono. (CO₂ Injection)

El dióxido de carbono en estado líquido el agente miscible preferido para el recobro de petróleo pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso.

Este proceso es llevado a cabo inyectando grandes cantidades de CO₂ (30% o más del PV de hidrocarburos) al yacimiento, Aunque el CO₂ no es miscible al primer contacto con el aceite crudo, el CO₂ extrae los componentes ligeros e intermedios del aceite y, si la presión es suficientemente alta desarrolla miscibilidad para desplazar el crudo del yacimiento (MMP). Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos pero se recupera el petróleo mejor que con inyección de agua. También reduce la viscosidad del petróleo (un efecto que es muy importante en los crudos pesados) y

causa su hinchamiento, pero su principal aplicación en los crudos livianos es el desplazamiento miscible. Este proceso se muestra en la figura 2.22

El CO₂ recupera el crudo a través del hinchamiento, ya que es altamente soluble en petróleo de alta gravedad específica; reduciendo la viscosidad del crudo (mucho más efectivo que Nitrógeno o Metano); reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y la fase CO₂/petróleo en la zona de miscibilidad cercana; y generando miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta.

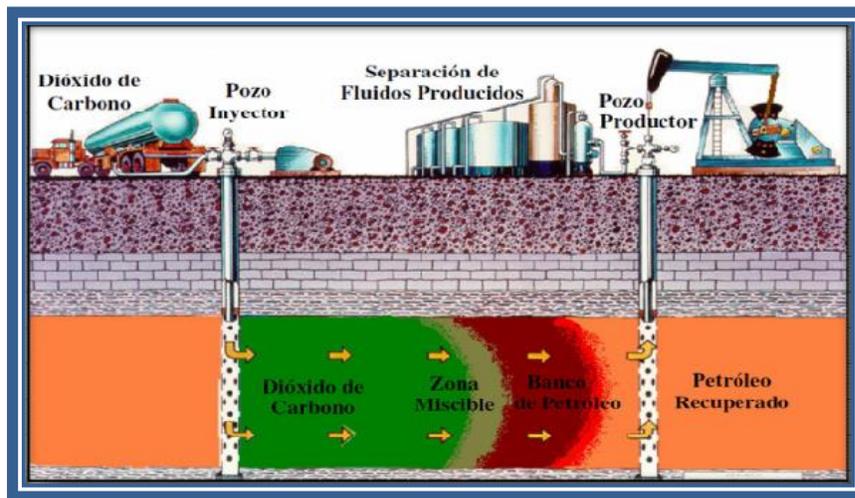


Figura 2.22. Inyección de CO₂ (Modificado por G. Pérez, Rendón, 2008)^[42]

Para su implementación se requiere una buena fuente de bajo costo y tomar en cuenta que la corrosión puede causar problemas, especialmente si hay una irrupción temprana de CO₂ en los pozos productores. [2, 15, 53,54] La tabla 2.16, muestra los criterios de aplicación de inyección de CO₂ de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Autor:	Autor:	Autor:	Campo:	Campo:
	Josehp J.	JJ Taber Y fd Martin	V. Alvarado,A Ranson, K	Pdvsa	Texas, Ca mp Yates.Zon	Venezuela, Maracaibo Tia juana
Gravedad API	>22-36	>26	>25	>25	32	16.9-46.4
Porosidad (%)					10.50	6-30
Permeabilidad (mD)	No critico	No critico	No critico	No critico	4010	0.5-1200
Permeabilidad Horizontal (mD)						
Saturación de Petróleo (%)	>20-55	>30	>25	>25		
Espesor del Yacimiento(ft)	Amplio Rango	Delgado	Amplio Rango		200	
Agua						
Profundidad del Yacimiento (ft)	>2500	>2000	>2500		5500	2050-14000
Viscosidad (cp)	<15-13	<15	<15	>15	1380	0.2-35.5
Presión del Yacimiento (psi)					2229	200-6350
Temperatura(°F)	No critico	No critico	No critico			75-305
Transmisibilidad (mD*ft/cp)						
Composición	alto c5-c12	alto c5-c12	alto c5-c12			
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)						
Presencia de Acuífero						
Presencia de Capa de Gas			No critico			
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Contiene	Contiene	Contiene	no critico	Contiene	Contiene
Factor de Recobro (%)					11.5	50-60

Tabla 2.16. Criterios de Aplicación de Inyección de CO₂. [23, 28,52, 22,42]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** Debe ser mayor de 25°API (preferiblemente mayor de 30).
- **Saturación de Petróleo:** Debe mayor del 30 por ciento del volumen poroso.
- **Espesor del Yacimiento:** Relativamente delgado.
- **Profundidad del Yacimiento:** Debe ser lo suficientemente profundo (mayor a los 2000 pies) para permitir una adecuada presión que debe estar estimada en base a la producción óptima (presión mínima de miscibilidad).
- **Viscosidad:** Debe ser menor de 15 centipoises.
- **Presión del Yacimiento:** 1200 presión mínima de miscibilidad.
- **Composición:** Altos porcentajes de hidrocarburos intermedios (C₂ -C₂₀) especialmente C₅-C₁₂
- **Presencia de Acuífero:** Desfavorece el proceso.

2.6.3.4. Inyección Alternada de Agua y Gas. WAG (*Water Alternating Gas*)

La inyección alternada de gas con agua es una variante de los tapones miscibles. Fue propuesta como un proceso que permite controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical al disminuir la razón de movilidad y, por lo tanto, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico.

Consiste en la inyección al yacimiento de gas y agua en forma alternada, todo proceso de inyección alternada de agua y gas comienza por la inyección de gas y culmina con inyección de agua. El proceso se aplica desde 1950 y aporta beneficios que no son obtenidos con la inyección individual de agua o gas, y aunque muchas veces es utilizado después de un recobro por inyección de agua, también es utilizado como mecanismo de recobro secundario, es decir se aplica directamente después que el yacimiento ha agotado su energía inicial. En la figura 2.23 se muestra un esquema de este método

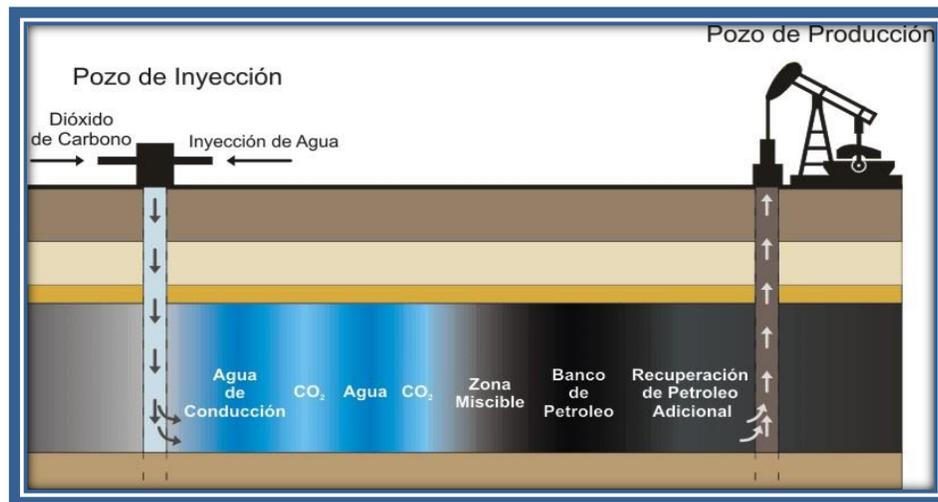


Figura 2.23. Inyección Alternada de Agua y Gas WAG (Scott Wehner, 2004)

La inyección alternada de agua y gas se realiza en condiciones de inmiscibilidad entre el gas y el petróleo, aunque en la actualidad se han realizado estudios para la inyección WAG en condiciones de miscibilidad, con gases como el CO₂, sin embargo estas operaciones se estudian como procesos diferentes.

Luego de la inyección del gas se procede inmediatamente a inyectar el agua por el mismo pozo a una tasa también dependiente de la movilidad y de la permeabilidad. La relación de agua y gas puede ser uno a uno, sin embargo, el costo del gas puede hacer que esta relación cambie hasta 4:1 en algunos casos.

La inyección alternada de agua y gas es un mecanismo que aumenta tanto la tasa de producción como el factor de recobro final. Según resultados de operaciones realizadas y datos obtenidos de simuladores se puede obtener un recobro de hasta 13% del petróleo original en sitio solo con la aplicación de inyección WAG. La tabla 2.17, muestra los criterios de aplicación de inyección de WAG de diferentes autores, basados en propiedades del fluido y características de yacimiento también se ilustra las aplicaciones de esta tecnología en campo.

Parámetro	Autor:	Campo:	Campo:	Campo:	Campo:
	Manrique E. Calderon G.	Venezuela, El Furrial	Venezuela B-6-x.10	Venezuela VLE-305	Mar del Norte, Snorre
Gravedad API	30-45	26	24	35	36
Porosidad (%)					
Permeabilidad (mD)	<100	100	200	490	200-2000
Permeabilidad Horizontal (mD)					
Saturación de Petróleo (%)					
Espesor del Yacimiento(ft)	<100	290(angulo de buzamiento 3°)	150	100(angulo de buzamiento 13°)	131.2
Agua					
Profundidad del Yacimiento (ft)	No crítico	14500	5500	12500	13805
Viscosidad (cp)	<20	0.41	2.4	0.605	0.4-0.9
Presión del Yacimiento (psi)					1305-1885
Temperatura(°F)	No crítico	290	180	236	194
Transmisibilidad (mD*ft/cp)					
Composición	No crítico				
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)			Presencia	Presencia	
Presencia de Acuífero					
Presencia de Capa de Gas					
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)					Presencia
Factor de Recobro (%)		13	9	12	45-50

Tabla 2.17. Criterios de Aplicación de Inyección de Agua y Gas WAG. [37,29]

Criterios de Expertos:

- **Gravedad API:** petróleos relativamente livianos (>25 °API)
- **Permeabilidad:** Es más difícil para el gas desplazar el agua de esta zona que redirigirse dentro de zonas de baja permeabilidad y mayor saturación de crudo, lo cual mejora la eficiencia de barrido del gas, particularmente en zonas de gran espesor o que contienen contrastes de permeabilidad en dirección vertical. Con esto es evidente que se mejora la tasa de producción.
- **Espesor del Yacimiento:** El espesor de la arena no es crítico pero es ventajoso si el espesor es muy alto ya que en este tipo de recuperación mejorada la segregación gravitacional juega un papel importante.
- **Profundidad del Yacimiento:** La misma está limitada sólo por la presión de fractura de la formación problema que podría ocurrir si el yacimiento es muy somero, y por los costos de bombeo si la profundidad es muy grande, sin embargo no se cuentan con valores específicos y estos dependerían de un análisis económico y geológico para el campo de interés.
- **Viscosidad:** según los expertos viscosidades menores a 20 cp. , ya que la diferencia de viscosidades muy grande entre el gas y el petróleo le quita eficiencia el mecanismo.
- **Temperatura:** Para desplazamientos miscibles la profundidad debe ser suficientemente grande para permitir presiones de inyección mayores que la presión mínima de miscibilidad (MMP), la cual incrementa con la temperatura, y para crudos más pesados.
- **Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita):** Son un factor limitante para la aplicabilidad ya que impiden el control de gas libre en la zona de petróleo. Además de que con la presencia de agua se hinchan produciéndose daño a la formación.
- **Presencia de Acuífero:** limitante. Debido a la relación desfavorable entre la viscosidad del agua y del crudo, ocurre una rápida conificación de agua desde

el acuífero hacia el pozo productor, generando un alto corte de agua y una producción marginal y poco económica de crudo.

- **Presencia de Capa de Gas:** Irrupción temprana del gas en los pozos de producción producto de la canalización.
- **Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita):** Generalmente los yacimientos de carbonatos son asociados a la inyección AGA con CO_2 , buscando utilizar el efecto de disolución de carbonatos que ejerce el CO_2 en conjunto con el agua y que puede ayudar a mejorar la inyectividad del proceso.
- **Factor de Recobro:** los resultados experimentales muestran que el recobro de crudo en este tipo de proceso está relacionado con la saturación de gas atrapada en el medio poroso a consecuencia de la alternabilidad en la inyección de gas y agua. Se espera con este método una recuperación adicional del POES de alrededor del 13% además de aumentar la tasa de producción.

2.7. Simulación de Monte Carlo

El nombre de este método se debe al principado de Mónaco por ser "la capital del juego de azar", al tomar una ruleta como un generador simple de números aleatorios en la primera etapa de estas investigaciones, John von Neumann y Stanislaw Ulam refinaron esta curiosa "Ruleta rusa" y los métodos "de división". El nombre y el desarrollo sistemático de los métodos de Monte Carlo datan aproximadamente de 1944 con el desarrollo de la computadora.

La técnica de simulación de Monte Carlo consiste en alimentar una ecuación con determinada data. Cuando se crea un modelo con cierto número de parámetros de entrada y algunas ecuaciones que utilizarán estas entradas para generar una salida o respuesta, se dice que se cuenta con un modelo determinístico. Lo cual significa que siempre se obtendrá el mismo resultado sin importar cuantas veces se recalculen los parámetros. En la figura 2.24 se muestra como es el esquema del modelo determinístico.

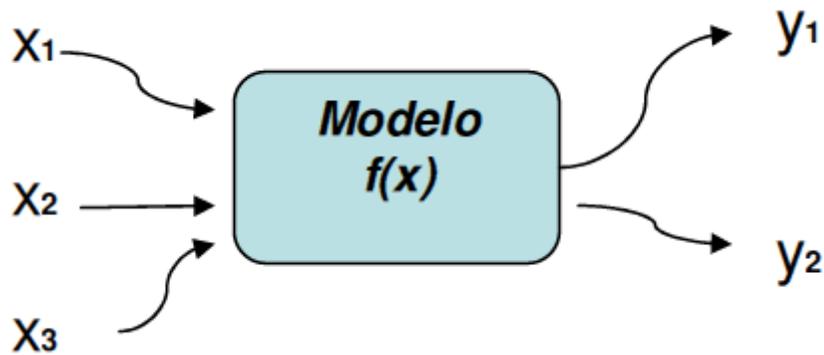


Figura 2.24. Esquema del Modelo Determinístico

La simulación de Monte Carlo es un método para evaluar iterativamente un modelo determinístico utilizando conjuntos de números aleatorios, como parámetros de entrada. Este modelo es utilizado con frecuencia cuando los modelos son complejos, no lineales.

Una simulación de Monte Carlo puede típicamente hacer más de 10000 evaluaciones del modelo, ya que de acuerdo la Ley de los grandes números o desigualdad de Tsehebycheff, cuanto mayor sea el tamaño de la muestra, mayor será el ajuste entre la distribución muestra y la distribución teórica.

A continuación en la tabla 2.18, se muestran las distribuciones incorporadas a la Simulación de Montecarlo.

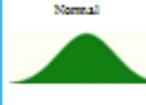
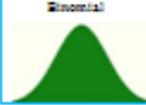
Distribución	Tipo	Función de densidad	Parámetro	Forma
Normal (Gaussiana)	Continua	$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$	μ, σ^2	
Uniforme	Continua	$F(x) = \frac{1}{b-a}, a < x < b$	$[a, b]$	
Log-normal	Continua	$F(x) = \frac{1}{x\sigma_{\log x}\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\log x - \mu_{\log x})^2}{2\sigma_{\log x}^2}}$	$\mu_{\log x}, \sigma^2_{\log x}$	
Exponencial	Continua	$F(x) = \alpha e^{-\alpha x}$	α	
Triangular	Continua	$F(x) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(c-a)(b-a)} & a \leq x \leq b \\ \frac{-2(x-c)}{(c-a)(c-b)} & b \leq x \leq c \end{cases}$	$[a, b, c]$	
Binomial	Discreta	$P(k=x) = \binom{n}{k} p^k q^{n-k}$ $K=0,1,2,3,\dots,n$	np $0 < p < 1$	

Tabla 2.18. Distribuciones Incorporadas a la Simulación de Montecarlo. ^[2]

2.8. Riesgo

Información de naturaleza aleatoria, cuando se conocen las probabilidades de ocurrencia de los posibles eventos que pudieran influir negativamente en el desarrollo de una actividad ^[2].

2.8.1. Fuentes de Riesgo

- Uso de fuentes de información poco confiables
- Información incompleta, inexacta, sesgada, falsa o contradictoria
- Dinámica de los mercados
- Errores de interpretación de datos
- Errores en la manipulación de información

La detección y clasificación los proyectos EOR debe basarse en datos que normalmente están disponibles a través de los registros de experiencias en yacimientos. El petróleo recuperado adicional que resulta de un proyecto EOR es una función de varias propiedades físicas que describen la perspectiva del yacimiento. Los criterios de clasificación que se aplican simplemente a las propiedades del yacimiento básicos no serán suficientes en la identificación de perspectivas EOR. Por esto, es necesario combinar las propiedades del yacimiento y el mecanismo de recuperación terciario de petróleo en un modelo predictivo para estimar cual metodología es adecuada para determinado yacimiento de acuerdo a sus características propias. Una consideración importante en el proceso de selección es la correcta evaluación de los rangos previstos por el modelo estudiado. Por esta razón, grado de riesgo asociado con la aplicación de un proceso determinado a un yacimiento es de gran importancia.

[35,2]

3. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos generales y específicos se diseñaron las técnicas y estrategias metodológicas que se ilustran en la figura 3.1 las cuales se describen a continuación.

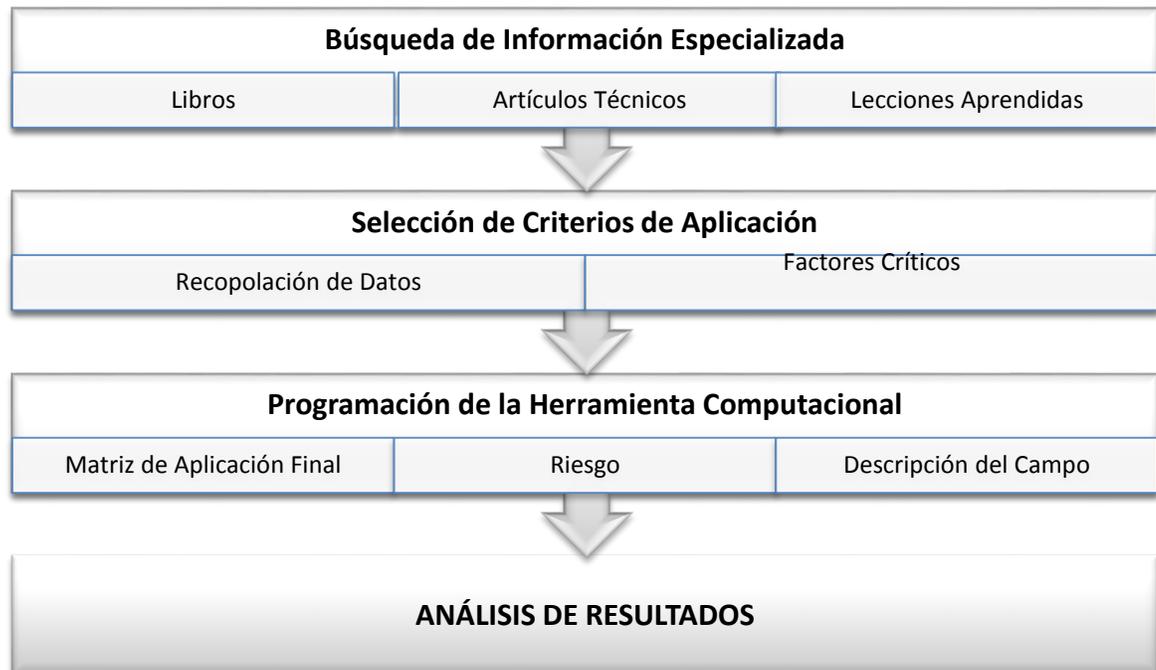


Figura3.1. Esquema Metodológico

3.1. Investigación Documental

Mediante la revisión y búsqueda de información especializada en libros y artículos relacionados con método se recuperación mejorada, se identificaron los mecanismos de desplazamiento más relevantes para cada método en particular.

Se estudiaron las interacciones roca-fluido, fluido-fluido y propiedades físicas más importantes concernidas a cada método, a fin de identificar los factores críticos que afectan directa o indirectamente la matriz de cada uno de los métodos.

3.2. Selección de Criterios de Aplicación

Para la generación de los criterios o ventanas de aplicación, se estudiaron criterios de diversos autores y proyectos a nivel mundial donde se ha implementado recuperación mejorada.

3.2.1. Criterios de Expertos

Diversos autores han propuesto criterios o ventanas de aplicación de los diferentes métodos de recuperación mejorada, se realizó una profunda revisión de los parámetros con la finalidad de identificar los factores críticos de dichas tecnologías.

La revisión comprendió artículos técnicos de la Society of Petroleum Engineers (SPE), Petroleum Recovery Institute (PRI), International Petroleum Technology Conference (IPTC), Petróleos de Venezuela (PDVSA), Schlumberger entre otros.

A partir de la información recopilada se evaluaron criterios de expertos de cada uno de los parámetros, a fin de identificar los factores críticos de las diferentes tecnologías.

3.2.2. Experiencia en Campo

Se recopilaron datos de proyectos exitosos alrededor del mundo, con el fin de identificar parámetros claves para la mejor implementación de las tecnologías de recuperación mejorada. La investigación se focalizó particularmente en las características o propiedades más relevantes del yacimientos y sus fluidos.

A fin de generar una matriz de proyectos exitosos y simulaciones se seleccionaron artículos técnicos provenientes de instituciones reconocidas: como Society of Petroleum Engineers (SPE), Petroleum Recovery Institute (PRI), Petróleos de Venezuela (PDVSA)

La matriz de datos permitió comparar y analizar los rangos de aplicación de los parámetros de las diferentes tecnologías.

3.2.3. Selección de Criterios de Aplicación Final

Para generar el criterio de aplicación final se estudiaron en conjunto los parámetros y criterios de los expertos, las experiencias en campo y simulaciones, para identificar los factores críticos que afectan a las diferentes tecnologías.

El rango general que se establece en cada uno de los parámetros, por los análisis realizados de criterios de aplicabilidad de los expertos, corresponde al valor mínimo, máximo y promedio.

El criterio de los expertos puede o no estar en los rangos de criterios de aplicación final. Si se encuentra dentro de los rangos establecidos de la ventana final, resulta conveniente adoptar este criterio, en caso contrario se realizara un análisis con el fundamento teórico y en otros casos donde no se conocían ni los rangos, ni el factor crítico, se hicieron analogías de tecnologías que se fundamentaban en el principio.

3.3. Programación de Modelos Analíticos

Para realizar el modelaje analítico de recuperación mejorada, se desarrolló una herramienta computacional, en función de variables o parámetros conocidos del yacimiento.

Para la programación del mismo se eligió el lenguaje C++ Builder por su estabilidad y eficiencia. Mediante un código simple, rápido y funcional, se crearon soluciones rápidas a los criterios de aplicación de las diferentes tecnologías.

En el CD anexo se encontrará el código fuente y el ejecutable del programa.

3.3.1. Declaración de Parámetros de las Tecnologías

En la construcción del código, inicialmente se definieron parámetros en función de los diferentes procesos. Para la selección de criterios de aplicación se presentan un total 17 parámetros y 17 tecnologías que a su vez, se dividen en tres categorías; térmicos, químicos y gases los cuales se ilustran a continuación.

```

const char NumVar = 17;
const char NumProcesos = 17; // numeros de procesos a estudiar
const short NumDist = 7; // Cantidad de funciones de distribucion a usar
typedef bool TVectApl[NumVar];
enum Procesos {enCombus=0,
               enTHAI,
               enH2Ocaliente,
               enInyContVap,
               enInyCiclVap,
               enHASD,
               enSAGD,
               enVapex,
               enCalenElec,
               enPolimeros,
               enSulfantantes,
               enAlcalis,
               enASP,
               enHidroMisci,
               enNitrogeno,
               enDioxCarb,
               enInyAlth20Gas,
               enProcFin = 100
};

```

Figura3.2. Tecnologías de Recuperación mejorada Térmicas, Químicas y Gases.

```

//
enum Datos {enGravedad=0,
            enPorosidad,
            enPermeabilidad,
            enPermeabilidadHor,
            enSaturacion,
            enEspesor,
            enAgua,
            enProfundidad,
            enViscosidad,
            enPresion,
            enTemperatura,
            enTransmisibilidad,
            enComposicion,
            enArcilla,
            enAcufero,
            enCapaGas,
            enCarbonatos,
            enDatoFin = 18
};

```

Figura3.3. Parámetros de las Tecnologías de Recuperación Mejorada.

3.3.2. Asignación de Celdas en las Ventanas de Aplicación por Tecnología

Cada una de las tecnologías tiene su propia ventana, que muestra varias celdas asignadas a los diferentes parámetros como se muestra a continuación.

```
    AnsiString asTitulos[5] =
    {
        "Parámetro",
        "Valor",
        "Rango de Aplicación",
        "Tipo de Parametro",
        "¿Cumple?"
    };
```

Figura3.4. Asignación de Celdas a Cada uno de los Parámetros por Tecnología

Estas celdas se crearon con el fin de poder observar el dato del valor promedio introducido por el usuario y poder compararlo con el rango de aplicación que es fijo y ver qué tipo de parámetro es, si es crítico o no, además poder cotejar si cumple con el rango preestablecido.

3.3.3. Declaración de Vectores en la Matriz de Aplicación

En este caso se asignó un vector a cada uno de los parámetros, donde se declaró el valor mínimo y máximo, en base a la matriz realizada de acuerdo a expertos y experiencias en campo. En la figura 3.5 se muestra la distribución del vector.

```

double RangCombus[NumVar][2] = // Método: Combustión In Situ (ISC)
{
{10,27}, //gravedad API
{15,MaxDouble}, //Porosidad (%)
{30,MaxDouble}, //Permeabilidad (mD)
{DontCare,MaxDouble}, //Permeabilidad Horizontal (mD)
{35,MaxDouble}, //Saturacion de Petroleo (%)
{10,200}, //Espesor del Yacimiento (ft)
{DontCare,MaxDouble}, //Agua (ppm)
{500,MaxDouble}, //Profundidad del Yacimiento (ft)
{2,5000}, //Viscosidad (cp)
{DontCare,MaxDouble}, //Presion del Yacimiento (psi)
{100,MaxDouble}, //Temperatura (°F)
{20,MaxDouble}, //Transmisibilidad (mD*ft/cp)
{0,0}, //Composicion
{0,1}, //Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmeclita, Ilita)
{0,0}, //Presencia de Acuífero
{0,2}, //Presencia de Capa de Gas
{0,0}, //Presencia de Carbonatos \r(Siderita, Aragonita y Calcita)
}

```

Figura 3.5. Declaración de los Vectores en las Matrices de los Métodos

En el código se tienen varios tipos de configuración del vector, que se describen a continuación:

- Un valor (mínimo, máximo) que depende del rango del parámetro.
- Un valor (mínimo, MaxDouble) que asigna una condición de comparación.
- Un valor (0,0); (0,1) ;(0,2) estos vectores dependen de una lista que desprende dos opciones, *Presencia* y *ausente*, donde el usuario debe escoger alguna de estas opciones.
- Un valor (DontCare, MaxDouble) no se conoce el valor o no es un parámetro clave.

3.3.4. Definición de Funciones

Es fundamental en el diseño de la herramienta definir las funciones, ya que éstas van a regir el procedimiento que conlleva a obtener los resultados.

3.3.4.1. Definición de Funciones en los Criterios de Aplicación

En este segmento de la programación, fue de vital importancia la comprobación de los vectores ya definidos y la asignación de un razonamiento lógico, mediante la comprobación de los criterios, este vector tiene como salida una expresión lógica del cumplimiento de los parámetros y métodos.

```

{
    bool Aplica;
    unsigned Indice;
    for (Indice = enGravedad; Indice != enDatoFin; Indice++)
        if (R[Indice][0] == DontCare)
            C[Indice] = true;
        else
            if (Indice < enArcilla)
                C[Indice] = (R[Indice][0] <= D[Indice].Valor) && (D[Indice].Valor <= R[Indice][1
]);
            else
                C[Indice] = true;

    Aplica = (C[enPermeabilidad] && C[enSaturacion] && C[enProfundidad]); // Verifica los Cr
íticos
    for (Indice = enGravedad; (Indice != enDatoFin) && Aplica; Indice++) {
        Aplica = C[Indice] || Aplica;
    }
}

```

Figura3.6. Definición de Funciones

Esto se traduce, que el usuario va a poder observar, qué parámetro cumple y cual no, basándose en los criterios de aplicabilidad de forma lógica y además visualizar los parámetros que son limitantes; estos son aquellos factores que pueden afectar la eficiencia de la tecnología a diferencia de los parámetros críticos que afectan directamente al proceso.

3.3.4.2. Definición de Funciones con Monte Carlo

El módulo de simulación de Monte Carlo, radica en alimentar las ecuaciones que están representadas en la Tabla 2.19, para generar un número aleatorio con cada una de las variables, ese número se somete a la ecuación y se calcula con la simulación tantas veces como esté en el sistema, para obtener un comportamiento

Distribución	Tipo	Función de densidad	Parámetro
Normal (Gaussiana)	Continúa	$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$	μ, σ^2
Uniforme	Continúa	$F(x) = \frac{1}{b-a}, a < x < b$	$[a, b]$
Log-normal	Continúa	$F(x) = \frac{1}{x\sigma_{\log x}\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\log x - \mu_{\log x})^2}{2\sigma_{\log x}^2}}$	$\mu \log x, \sigma^2 \log x$
Exponencial	Continúa	$F(x) = \alpha e^{-\alpha x}$	α
Triangular	Continúa	$F(x) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(c-a)(b-a)} \\ -\frac{2(x-c)}{(c-a)(c-b)} \end{cases}$ $a \leq x \leq b$ $b \leq x \leq c$	$[a, b, c]$
Binomial	Discreta	$P(k=x) = \binom{n}{k} p^k q^{n-k}$ $K=0,1,2,3,\dots,n$	n, p $0 < p < 1$

Tabla 2.19. Distribuciones Incorporadas a la Simulación de Monte Carlo^[57]

En la ventana de datos, el usuario tiene la opción de escoger ecuaciones de distribución densidad, el número de repeticiones e introducir los parámetros requeridos (mínimos, máximos, promedios y varianza) para la generación de dicho número aleatorio, y así el programa compara con la salida de los vectores lógicos (*cumple, no cumple*) de los parámetros críticos y con el método que indique (*Pasa*). Se utilizó un generador de números aleatorio, se codificó el generador para cada una de las distribuciones. Para generar N grupos al azar y compararlo con los rangos recomendados, para después contar las cantidades de veces que pasó es decir

$$Probabilidad \text{ de éxito} = \left(\frac{\text{Número de veces paso}}{\text{Números de grupos generados al azar}} \right) * 100$$

De esta manera se conoce la probabilidad de éxito a todos los posibles valores que la variable pudiera tomar. Determinando la probabilidad de cada uno de los métodos a través de las distribuciones densidad.

3.4. Jerarquización

En esta etapa de la investigación se utilizó un modelo de yacimiento real, para la evaluación de la metodología con las tecnologías de recuperación mejorada a través de los criterios de aplicación.

Para la preselección de tecnologías se utilizaron dos enfoques, uno a través de los valores promedios del yacimientos y otro evaluando la influencia de variedad aleatoria en la probabilidad de éxito con la simulación de Monte Carlo.

3.4.1. Relevancia de los Parámetros de Jerarquización

Generalmente, todos los parámetros son importantes para la jerarquización de la metodología de selección de criterios. Sin embargo en muchas ocasiones no se dispone de esta data.

En nuestro caso, no se puede asumir el parámetro faltante y tampoco condicionarlo a criterios preestablecidos, la herramienta mostrará la celda vacía donde no se conoce el valor, pero tendrá un rango recomendado fundamentado en los criterios de los expertos.

La relevancia de los parámetros de jerarquización, es fundamental para establecer las condiciones de que el parámetro pasa o no, en cada tecnología en particular, por ello se establecieron criterios de aplicación y se identificaron los parámetros críticos, que afectan el buen funcionamiento de cada método.

Los parámetros críticos son aquellos que afectan, de manera significativa la eficiencia de la tecnología y esto es fundamentado por criterios de los expertos y experiencias en campo; los limitantes corresponden a las dificultades que pueden generar problemas colaterales, y se ha observado aplicaciones en el campo con dichos parámetros limitantes, igualmente fundamentados en criterios de expertos y experiencia en campo. Los parámetros no limitantes son aquellos que los expertos no consideran que afecten de manera significativa el buen funcionamiento del proceso.

De igual manera no se pueden asumir datos ni condicionarlos, la herramienta muestra si el parámetro es crítico o limitante.

3.4.2. Preselección de Tecnologías con Propiedades Promedio

En esta parte de la investigación, se utilizaron valores promedios de las diferentes propiedades de la roca y fluidos, estos fueron cargados en el programa.

La herramienta se diseñó con información generada de una matriz fundamentada por criterios de expertos y experiencias en campo.

Analizando los valores promedios del yacimiento y cargándolos al programa, se discriminó una tecnología u otra por los criterios ya antes expuestos.

3.4.3. Preselección de Tecnologías con Monte Carlo (Riesgo)

En esta preselección de tecnologías sólo se analizaron los parámetros críticos mediante la simulación de Monte Carlo.

Con este procedimiento se conoce la probabilidad de ocurrencia aleatoria, de los posibles eventos que pudieran influir en la implementación de una determinada tecnología.

3.5. Descripción del Área en Estudio

3.5.1. Ubicación Geográfica

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), es considerada como una de las acumulaciones más grandes de hidrocarburo en el mundo, se encuentra ubicada en la zona central de La República Bolivariana Venezuela, al Sur de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico, a 450 km de Caracas y está delimitada al Sur por el Río Orinoco, manteniendo una distancia entre 25 y 40 Km. cubriendo un área de 55. 314 Km^2 . Se divide en cuatro áreas de producción, que según su ubicación de izquierda a derecha (ver figura 3.7) se denominan; Boyacá (Machete). Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro). La columna estratigráfica del área incluye rocas

desde el Precámbrico a eras recientes, pero más del 90% del crudo es encontrado en sedimentos del Mioceno.



Figura 3.7. Faja Petrolífera del Orinoco^[38]

3.5.2. Área de Producción Carabobo

Se ubica al norte de la ciudad de Puerto Ordaz y del río Orinoco. Limitada al norte por el área del Distrito de Morichal, al este por el estado Delta Amacuro y al oeste por el área de producción Ayacucho. Está situada en la parte oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 2. 311 Km².

Esta área de producción posee el 22% de las reservas totales certificadas de la faja es decir 171MMMBls, y se divide en 5 bloques Carabobo 1 ó C1 (Norte y Central), Carabobo 2 ó C2 (Norte y Sur), Carabobo 3 ó C3, Carabobo 4 ó C4 y por último Carabobo 5 C5, estos se pueden apreciar mejor en la figura 3.8. A Petroindependencia le corresponden los bloques C2, C3 y C5.

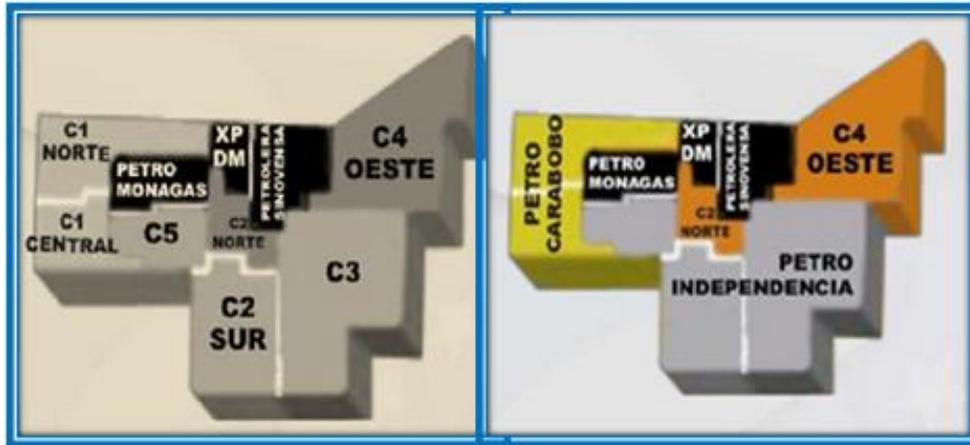


Figura 3.8. Área Productora Carabobo y sus Secciones^[6]

El Bloque Carabobo 2 se ubica en el Oriente de la República Bolivariana de Venezuela a unos 60 kilómetros al NE de Ciudad Bolívar y 70 kilómetros al NO de la ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica en su parte noreste y este dentro de la jurisdicción de Maturín en el Estado Monagas y sus partes noroeste, suroeste sur y sureste, dentro de la jurisdicción de Barcelona en el Estado Anzoátegui.

El Bloque Carabobo 3 se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela, al noreste del área de Carabobo a unos 30 kilómetros al norte de la Ciudad de Puerto Ordaz. Se sitúa dentro de la jurisdicción de Maturín en el Estado Monagas.

El Bloque Carabobo 5 se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela a unos 55 kilómetros al NE de Ciudad Bolívar y 65 kilómetros al NO de la ciudad de Puerto Ordaz. Se sitúa dentro de la jurisdicción de Barcelona en el Estado Anzoátegui. Limita al Norte con la empresa mixta PETROMONAGAS^[38].

3.5.3. Estratigrafía del Bloque Carabobo

A través de estudios realizados en determinadas áreas de la zona productora Carabobo en los Bloques Carabobo 2, Carabobo 3 y Carabobo 5, se pudo constatar que el ambiente de sedimentación para este bloque, se asocia a un ambiente fluvio-deltaico donde la facies deltaicas predominante se asocian a deltas dominados por procesos de

marea. A veces se encuentran sedimentos depositados en ambientes deltaicos dominados por procesos de ríos.

Los intervalos productores del área en estudio están asociados a la formación Oficina, de edad Mioceno. La cual se encuentra dividida en cuatro miembros principales cuyo orden del más antiguo al más joven se definen como Morichal, Yabo, Jobo, Pilón. Hacia el este del área Carabobo, el espesor del Miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer al encontrarse con el alto de Uverito, igualmente sucede hacia el sur donde dichas unidades sedimentarias se acuñan contra el Basamento ígneo metamórfico. La zona más prospectiva del Miembro Morichal se localiza en su parte superior hacia el sector central-norte, donde se observan espesores promedios entre 220' y 250' de Arena neta petrolífera.

El Miembro Morichal está ubicado en la sección basal de dicha Formación y representa el intervalo de roca más prospectivo desde el punto de vista de hidrocarburos y es ésta el área base de nuestro estudio. El mismo está representado por una secuencia de arenas poco consolidadas intercaladas con niveles lutíticos y limolíticos con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo denominado como “Morichal Inferior” existen paquetes de arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde se definen espesores de arena importantes (60 a 80 pies), mientras que en la sección media denominada “Morichal Medio” y la sección superior denominada “Morichal Superior” se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones donde existe una disminución de los espesores de las arenas (10 a 40 pies aproximadamente). Esta disminución en los espesores de las arenas se debe al paso de un ambiente de sedimentación fluvial (Morichal Inferior) a deltaico (Morichal medio y superior).

A continuación en la figura 3.9 se muestra la columna estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.

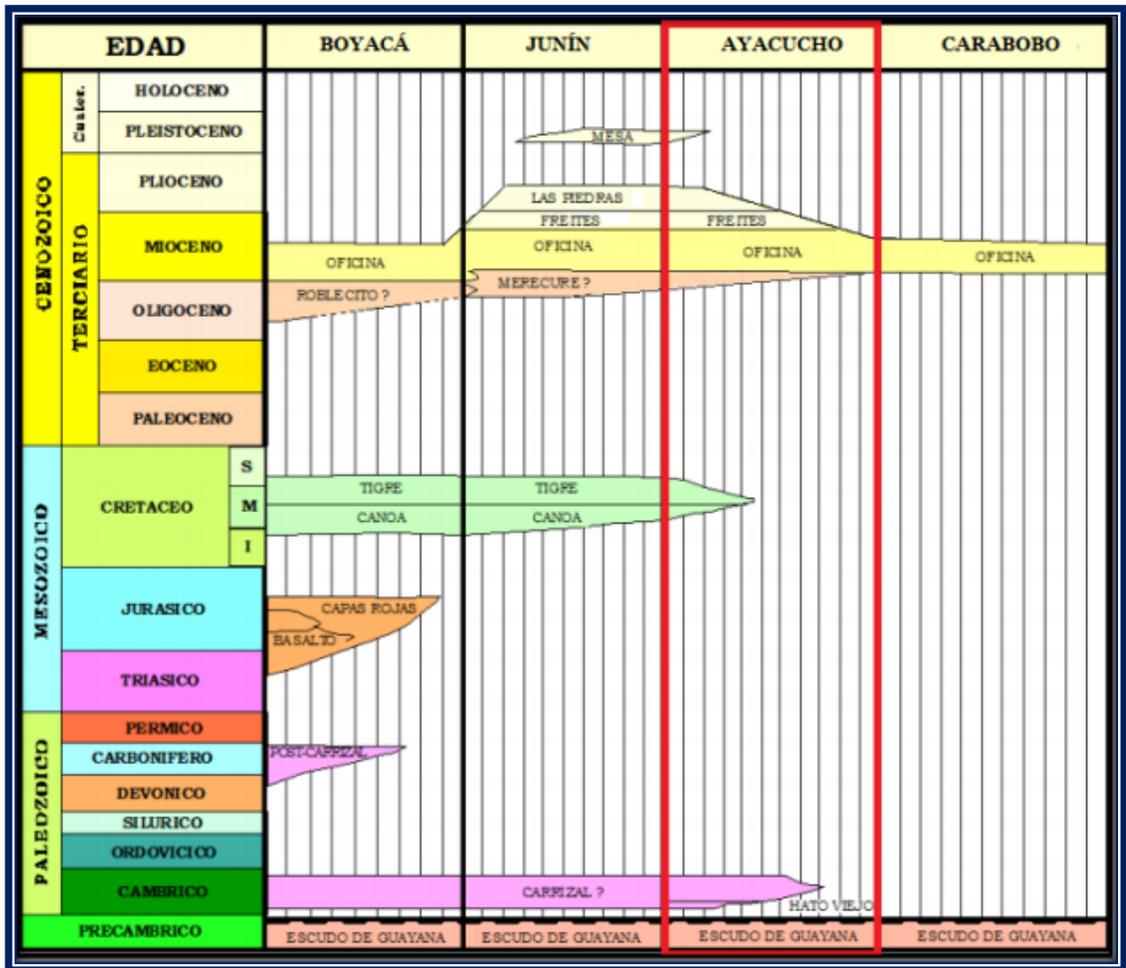


Figura 3.9. Columna Estratigráfica de la F.P.O. (Modificado por G. Pérez; PDVSA)

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con la investigación y análisis de más de 150 artículos técnicos, que incluye simulaciones, experiencias en campo, recomendaciones de los expertos, se recopiló información de las técnicas de recuperación mejorada, para aumentar el factor de recuperación de crudo en yacimientos de hidrocarburos y además se investigó cómo evolucionaron estas tecnologías desde su creación hasta los tiempos actuales; se seleccionaron proyectos exitosos y se analizaron cada uno de los parámetros involucrados, de las diferentes tecnologías que se han implementado internacionalmente.

Es común que en la visualización de tecnologías a aplicar como método de incremento de recuperación y de mejoramiento de la productividad, se apliquen estos criterios técnicos en base de datos promedios, de los parámetros roca/ fluidos; por ello se generó una matriz con rangos de aplicación en beneficio de dichas tecnologías (ver figuras 4. 1, 4. 2 y 4. 3), se jerarquizó y se establecieron parámetros críticos, los cuales se utilizaron para el diseño de la herramienta computacional. La herramienta realizada persigue alcanzar un mejor detalle de las áreas candidatas a aplicación de los diferentes procesos de recuperación mejorada y la jerarquización del mejor parámetro/método, estimando el beneficio y además de la implementación del concepto de riesgo, mediante la simulación de Monte Carlo para evaluar la probabilidad de éxito de las tecnologías. Esto permitirá una mejor planificación de las estrategias de explotación.

Parámetro	Métodos Térmicos								
	Combustión In Situ (ISC)	THAI	Inyección de Agua Caliente	Inyección Continua de Vapor	Inyección Cíclica de Vapor	HASD	SAGD	VAPEX	Calentamiento Electromagnético
Gravedad API	>8-27	>8-16	<25	>8-36	>8-36	<20	8-20	8-20	>7
Porosidad (%)	>15	>15	>15	>20	>30	>20	>20	>20	No limitante
Permeabilidad (mD)	>30	>10	>150	>10	>10	>100	>100	>100	100-3000
Permeabilidad Horizontal (mD)	No limitante	>200	No limitante				>1000	>1000	No limitante
Saturación de Petróleo (%)	>35	>50	>40	>40	>40		>48	>48	>50
Espesor del Yacimiento(ft)	>10-200	>6	>20	>10	>10	<20	>30	>30	<20
Profundidad del Yacimiento (ft)	>500		300-5000	>160-5000	>160-5000	<4500	<4500	300-5000	No limitante
Viscosidad (cp)	>2-50000	>10000	>20	2-100.000	100-300000	50-8000	>1000	>1000	>50
Presión del Yacimiento (psi)	10-2000			<2500	<2500	<1800	150-2000	150-2000	No limitante
Temperatura (°F)	>100	≥68	No limitante	100 a 400	100-400	No limitante	>50	>50	>50
Transmisibilidad (mD²ft/cp)	>5		100	5-200	5-200	No limitante	No limitante	No limitante	No limitante
Composición	No limitante		No limitante	No limitante	No limitante	No limitante	No limitante	No limitante	No limitante
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	limitante	limitante	limitante	limitante	Limitante	limitante	limitante	No limitante	No limitante
Presencia de Acuífero	No limitante		No limitante	limitante	Limitante	No limitante	limitante	No limitante	No limitante
Presencia de Capa de Gas	Limitante	limitante	No limitante	limitante	Limitante	limitante	No limitante	Critico	No limitante
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	No limitante		No limitante	limitante	Limitante	Critico	Critico	No limitante	No limitante

 **Parámetros Críticos**

Tabla 4.1. Ventana Final Métodos Térmicos

Parámetro	Métodos Químicos			
	Polímeros	Surfactantes	Alcalis	ASP
Gravedad API	>15-40	15-28	13-35	>20-35
Porosidad (%)			>10	
Permeabilidad (mD)	>10		>20	>100
Permeabilidad Horizontal (mD)		>20		
Saturación de Petróleo (%)	>20	Critico	>20	>35
Espesor del Yacimiento(ft)		<9000		
Agua	<5000	<9000		
Profundidad del Yacimiento (ft)	<9000	<40	<8000	<9000
Viscosidad (cp)	<150	Critico	<200	<150
Presión del Yacimiento (psi)		<200		
Temperatura (°F)	<200		<200	<158
Transmisibilidad (mD²ft/cp)				
Composición				
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Critico	Limitante	Limitante	Critico
Presencia de Acuífero		Critico	Critico	Critico
Presencia de Capa de Gas	Critico	Critico	Critico	Critico
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)				

 **Parámetros Críticos**

Tabla 4.2. Ventana Final Métodos Químicos

Parámetro	Gases			
	Hidrocarburo miscible	Nitrógeno	Dióxido de Carbono	inyección alternada de agua y gas
Gravedad API	>25	>35	>25	>26
Porosidad (%)		> 10 - 20		
Permeabilidad (mD)		> 5		<100
Permeabilidad Horizontal (mD)				
Saturación de Petróleo (%)	>30	>35	>30	
Espesor del Yacimiento(ft)		> 28		>20
Agua				
Profundidad del Yacimiento (ft)	>4000	≥5000	>2500	
Viscosidad (cp)	<3	<2.0	<15	<20
Presión del Yacimiento (psi)	1200-4000(lpg) 1200-5000(Empuje)	≥ 5000		
Temperatura(°F)		> 130 - 300		
Transmisibilidad (mD*ft/cp)				
Composición	Presencia	Alto	Crítico	
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)				limitante
Presencia de Acuifero			Crítico	
Presencia de Capa de Gas		No crítico		
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Presencia			
 Parámetros Críticos				

Tabla 4.3. Ventana Final Gases

4.1. Aplicación de la Herramienta Computacional en la Faja Petrolífera del Orinoco Bloque Carabobo

Los parámetros y datos que se utilizaron son de la Faja Petrolífera de Orinoco en específico del bloque Carabobo, dichos datos son valores promedio, mínimos, máximos aportados por la empresa mixta Petro-independencia y las ecuaciones de distribución densidad, dicha empresa no posee esta información, para ello se buscaron artículos técnicos relacionados con la F. P. O y generalidades de la aplicación de dichas ecuaciones. Para el campo en estudio se utilizaron las distribuciones normal Gaussiana para los parámetros de saturación, porosidad, permeabilidad y espesor; para los demás parámetros se utilizó la distribución uniforme. Ver la figura 4.1.

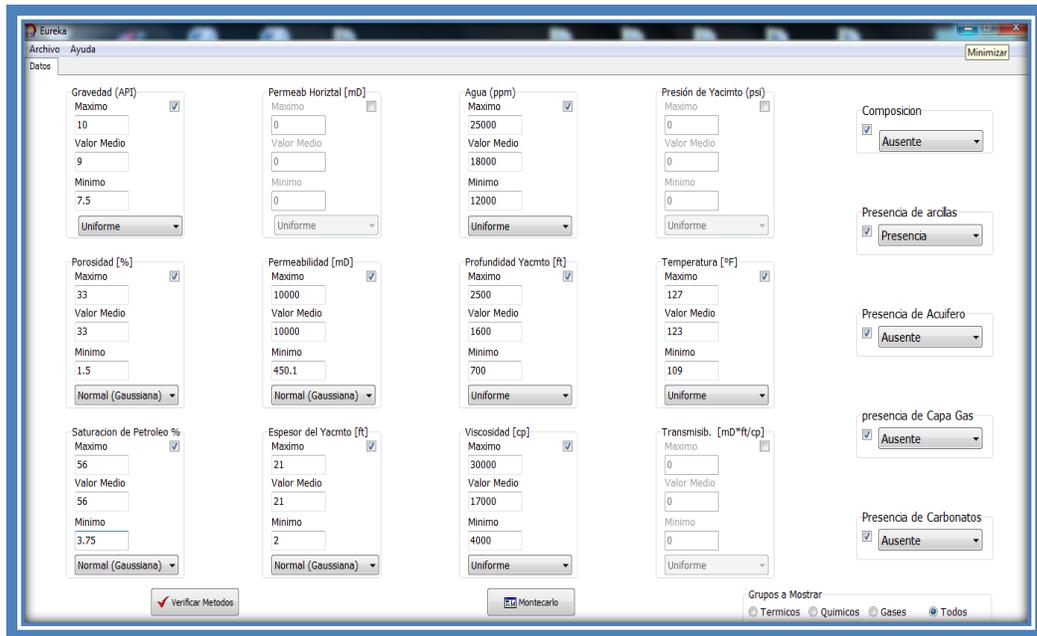


Figura 4.1. Parámetros del Bloque Carabobo

4.2. Análisis de Resultado de las Tecnologías Térmicas

Los métodos térmicos se fundamentan en el desplazamiento del petróleo mediante la reducción de la viscosidad por un aumento de la temperatura a las condiciones del contacto. La herramienta nos permitió visualizar de manera rápida y detallada qué método pasa o no en función de los parámetros, a continuación se da un análisis a cada uno de las tecnologías.

4.2.1. Combustión In Situ (ISC)

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[8, 27]		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 15		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 30	Crítico	Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 35	Crítico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 10	Crítico	Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Mayor que 500	Crítico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	Menor que 5000		No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	[10, 2000]		Cumple
Temperatura (°F)	123	Mayor que 100		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	Mayor que 5		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Pasa

Figura 4.2. Aplicabilidad de combustión in Situ

En general los parámetros críticos cumplen con las condiciones recomendadas, pero la viscosidad del petróleo que es un parámetro no crítico, no cumple con el rango recomendado, es una de las propiedades del crudo más afectada al aplicar el proceso de combustión in situ, debido a que se da una reducción drástica de éste, cuando la temperatura es aumentada en el yacimiento por efecto de la zona de combustión y la zona de vapor. La reducción de la viscosidad es más drástica cuando son superiores a 5000cp, el proceso resulta muy poco eficiente debido a la complejidad de mover el petróleo delante del frente de combustión.

En crudos pesados, el poder catalítico de las arcillas resulta desfavorable debido a que incrementa la cantidad de combustible en la formación, lo cual puede resultar en problemas económicos debido a los altos requerimientos de aire y por ende altos costos de compresión.

El proceso puede acarrear diversos problemas operacionales por los parámetros ya mencionados y su resolución es a través de técnicas muy sofisticadas, en comparación con los problemas operaciones asociados a otros procesos.

La desventaja de este método es que luego de su aplicación, el yacimiento queda inhabilitado para la aplicación de cualquier otra metodología de recuperación mejorada.

4.2.2. Inyección de Aire desde la Punta hasta el Talón (THAI)

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[8, 16]		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 15		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 10	Critico	Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	Mayor que 200		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 50	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 20		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	No Limitativo		Cumple
Viscosidad (cp)	17000	Menor que 2000		No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	Mayor que 68		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Figura 4.3. Aplicabilidad de THAI

En los criterios de selección de aplicabilidad THAI la herramienta indica que Pasa, THAI se basa esencialmente en la combustión in situ, pero usando pozos horizontales para que los productos de combustión y los hidrocarburos calentados fluyan casi de inmediato y bajen hacia el pozo productor horizontal.

Debido a las altas viscosidades que se tiene en el caso de estudio, los remanentes de coque quemado puede sellar el pozo horizontal mientras avanza el frente de combustión. Por otro lado, el poder catalítico de las arcillas resulta desfavorable debido a que incrementa la cantidad de combustible en la formación, lo cual puede resultar en problemas económicos debido a los altos requerimientos de aire y por ende altos costos de compresión.

Al igual que en combustión in situ el yacimiento queda inhabilitado para la aplicación de cualquier otra tecnología.

THAI no ha mostrado resultados concluyentes que garanticen el éxito de la misma.

4.2.3. Inyección de Agua Caliente

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Menor que 25		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 15		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 150	Crítico	Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 40		Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 20		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[300, 5000]	Crítico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	Mayor que 20		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	[300, 5000]		Cumple
Temperatura (°F)	123	No Limitativo		Cumple
Transmisibilidad (mD²ft/cp)	0	Mayor que 100		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Pasa

Figura 4.4. Aplicabilidad de Inyección de Agua Caliente

Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo, pueden causar una seria disminución en la temperatura del agua, mientras que en el caso del vapor solo habrá reducción de la calidad. Debido a la desventaja del agua caliente como agente transportador del calor, la estimulación con agua caliente se ha aplicado en pocos casos.

Por otro lado, la estimulación con agua caliente podría causar daño a la formación, debido al incremento de la saturación de agua alrededor del pozo, y a la formación de emulsiones que pueden reducir su capacidad productiva luego que se disipen los efectos térmicos.

4.2.4. Inyección Continua de Vapor

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[8, 36]		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 10		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 40	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 10	Critico	Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[160, 5000]	Critico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[2, 100000]		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	Menor que 2500		Cumple
Temperatura (°F)	123	[100, 400]		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	[5, 200]	Critico	Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	Limitante		Cumple

Pasa

Figura4.5. Aplicabilidad de Inyección Continua de Vapor

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección continua de vapor son diversos y complejos. Sin duda, la reducción de viscosidad del crudo, en la zona calentada cercana al pozo, afecta en positivo la producción de crudo. El comportamiento de un pozo al que se le ha aplicado inyección continua de vapor es sensible a los mecanismos de producción activos (empuje por compactación), a las propiedades de los yacimientos en las cuales se tiene presencia de arcillas es un factor adverso por posible ocurrencia de fenómenos de hinchamiento que causa reducción de la permeabilidad.

Tal vez una de las principales desventajas de la estimulación con vapor, es que solo una parte (30-35%) del agua inyectada como vapor es producida cuando el pozo se abre a producción. Esto implica que una gran cantidad de agua inyectada se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores. Tales regiones de alta saturación de agua, pueden hacer que la aplicación futura de procesos de recuperación del tipo desplazamiento, resulten difíciles o ineficientes, ya que la eficiencia areal de barrido será afectada adversamente.

Estudios realizados han demostrado que la aplicación del proceso de inyección continua de vapor después de la inyección alterna es recomendable para obtener el mayor recobro posible.

4.2.5. Inyección Cíclica de Vapor

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[8, 36]		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 10		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 40	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 10	Critico	Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[160, 5000]	Critico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[2, 100000]		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	Menor que 2500		Cumple
Temperatura (°F)	123	[100, 400]		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	[5, 200]	Critico	Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	Limitante		Cumple

Pasa

Figura 4.6. Aplicabilidad de Inyección Cíclica de Vapor

Para la evaluación de la zona con esta tecnología se tienen que tomar en cuenta diversas variables: características de yacimiento, inyección acumulada de vapor, calidad promedio del vapor, duración de la fase de remojo y número de ciclos. Sin embargo, los factores de recobro asociado a esta tecnología aún están en discusión, pues algunos autores defienden el hecho que es una tecnología que no impacta significativamente en los factores de recobro y que es aplicable como un proceso previo a la inyección continua de vapor.

En líneas generales los resultados de inyección continua y cíclica de vapor son exactamente los mismos en cuanto a los criterios de selección.

4.2.6. Inyección Continua de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales (HASD)

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Menor que 20		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 100	Critico	Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	Mayor que 1000	Critico	Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 40	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Menor que 20	Critico	No Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Menor que 4500	Critico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[50, 8000]		No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	Menor que 1800		Cumple
Temperatura (°F)	123	No Limitativo		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	Limitante	Critico	Cumple

Falla

Figura 4.7. Aplicabilidad de HASD

El HASD es un proceso en el cual se produce crudo, bajo el patrón de pozos horizontales equidistantes actuando alternativamente como productores e inyectores de vapor.

HASD fue creado principalmente para aumentar la eficiencia de recobro es arenas delgadas. En estudios realizados a nivel de simulación reportan una mínima retención de agua (6%) en el yacimiento, por la inyección de vapor en comparación con la inyección cíclica de vapor (30%- 35%).

El proceso HASD es una tecnología embrionaria, está en evaluación en la actualidad. Se le conoce como un proceso innovador y por lo tanto aun los factores de recobro de este tipo de proceso no han sido establecidos.

4.2.7. Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (SAGD)

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[8, 20]		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 100		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	Mayor que 1000	Critico	Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 48	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 10	Critico	Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Menor que 4500	Critico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	Mayor que 1000		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	[150, 2000]		Cumple
Temperatura (°F)	123	Mayor que 50		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	Limitante	Critico	Cumple

Pasa

Figura 4.8. Aplicabilidad SAGD

En general esta tecnología SAGD es factible es el área de estudio ya que cumple con todos los rangos recomendadas por los expertos.

A medida que se inyecta vapor, la Cámara de Vapor crece progresivamente hacia arriba y hacia los lados, hasta encontrarse con el tope de la formación, y es cuando comienza a expandirse hacia los lados. , permitiendo que el petróleo y los condensados sean drenados por gravedad hacia el pozo productor

Ya que es un proceso gravitacional no existe caída de presión considerable y esto puede asegurar que el corte de agua sea bajo, lo que en consecuencia aumenta el volumen al cual es aplicable la tecnología.

SAGD es una tecnología madura, se tiene experiencia en el campo, análisis de laboratorio y capacidades de simulación, esto es una gran ventaja con respecto a otras tecnologías térmicas.

Además, se tiene experiencia en Venezuela de manera exitosa.

4.2.8. Extracción de Vapor (VAPEX)

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[8, 20]		Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 100		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	Mayor que 1000	Critico	Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 48	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 10	Critico	Cumple
Agua (ppm)	18000	Limitante		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[300, 5000]	Critico	Cumple
Viscosidad (cp)	17000	Mayor que 1000		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	[150, 2000]		Cumple
Temperatura (°F)	123	Mayor que 50		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	No Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Pasa

Figura 4.9. Aplicabilidad de VAPEX

VAPEX se basa en la combinación de un pozo inyector y productor horizontal análogo al proceso SAGD con el fin de obtener mayor área entre el solvente inyectado y el crudo producido permitiendo mayor interacción entre los fluidos y un mayor efecto del drenaje por gravedad.

El uso de solventes puede inducir precipitación de asfáltenos y en algunos casos podría bloquear el flujo de crudo en la formación.

El costo del solvente es el factor económico más importante en la implementación de VAPEX.

Una gran desventaja es que es una tecnología en etapa embrionaria, ya que no se ha aplicado en campo, solo está en nivel de simulación.

4.2.9. Calentamiento Electromagnético

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Mayor que 7		Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	[100, 3000]	Crítico	No Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 50		Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Menor que 20	Crítico	No Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	No Limitativo		Cumple
Viscosidad (cp)	17000	Mayor que 50		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	Mayor que 50		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	No Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Falla

Figura 4.10. Aplicabilidad de Calentamiento Electromagnético

Para esta tecnología es fundamental la permeabilidades y en el caso de estudio son permeabilidades muy altas y es necesario que sean bajas ya que este método no se inyecta materiales, ni fluidos al reservorio sino que consiste en una estimulación térmica a través de ondas con el fin de calentar y mejorar la movilidad del crudo.

La madurez de la tecnología es baja, el campo de aplicación, laboratorio de pruebas y capacidad de simulación.

Relativamente altos costos de operación, relacionados con la generación de electricidad.

4.3. Análisis de Resultado de las Tecnologías Químicas

Los métodos químicos se basan en la reducción de la tensión interfacial, mediante la inyección de sustancias especiales tales como polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos, para modificar las propiedades de los fluidos del yacimiento y así mejorar la relación de movilidades y la eficiencia de barrido del petróleo hacia el pozo productor. La herramienta nos permitió visualizar de manera rápida y

detallada, que la mayoría de estos métodos **Fallan** para el caso de estudio, a continuación se da un análisis a cada uno de las tecnologías.

4.3.1. Inyección de Polímeros

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[15, 40]	Critico	No Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 10	Critico	Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 20	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	[0, 5000]	Critico	No Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[0, 9000]		Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[0, 150]	Critico	No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	[0, 200]	Critico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	Limitante	Critico	No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Falla

Figura 4.11. Aplicabilidad de Polímeros

En la mayoría de las aplicaciones con este tipo de inyección ha realizado en crudos moderadamente viscosos, en valores menores a 150 cp y puesto que la zona de estudio tiene un promedio 17000cp la rentabilidad se ve afectada en proyectos de crudos muy viscosos.

La salinidad del agua, puede tener un efecto negativo sobre algunos polímeros dependiendo de la concentración y tipos de sales en el agua de formación y la recomendación de los expertos nos dice que es menor a 5000 ppm, la zona en estudio tiene valores mucho más altos a los recomendados.

4.3.2. Inyección de Surfactantes

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[15, 28]		No Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 20	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	[0, 9000]	Critico	No Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[0, 9000]		Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[0, 40]	Critico	No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	[0, 200]	Critico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	No Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Figura 4.12. Aplicabilidad de Surfactantes

La tendencia a aplicar la tecnología de inyección de surfactantes es sobre crudos pesados, livianos y con bajas viscosidades. En el caso de estudio de tiene un crudo con vales promedios de 9 API Y 17000cp lo que resultaría una pobre movilidad en el crudo y además altos costos asociados a los surfactantes.

Se debe tener especial cuidado con las altas temperaturas, es decir mayores a 200 °F ya que tienden a degradar el fluido inyectado.

En general al incrementar la salinidad en la fase acuosa, el efecto de la reducción en la tensión interfacial puede verse afectado.

4.3.3. Inyección de Álcali

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[13, 35]		No Cumple
Porosidad (%)	33	Mayor que 10		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 20		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 20	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[0, 8000]		Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[0, 200]		No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	[0, 200]	Critico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Pasa

Figura 4.13. Inyección de Álcali

La inyección de sustancias alcalinas es uno de los procesos más complejos a modelar debido a las múltiples interacciones a considerar, la complejidad matemática para resolver estos modelos impide su aplicación inmediata

En los crudos pesados y medianos suelen tener mayor contenido ácido por lo que resultan particularmente aptos para los procesos de inyección de álcali, o combinación de químicos que incluyan el componente alcalino.

Aunque la viscosidad no se considera un factor crítico el pobre control en fluidos viscosos, puede disminuir el recobro.

La aplicación de crudos pesados con gravedades menores a 13°Api no han sido reportadas experiencias en campo

Son sistemas costosos y si presentan degradación se debe aumentar su inyección por tanto se incrementa el costo de la operación.

4.3.4. Inyección de Álcali Surfactante Polímero (ASP)

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	[20, 35]		No Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 100		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 35	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	[0, 9000]		Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[0, 150]	Critico	No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	[0, 158]	Critico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita)	Presencia	Limitante	Critico	No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Araginita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Falla

Figura 4.14. Inyección de ASP

Siguiendo con el análisis de álcali, surfactante y polímeros en ASP se tienen los mismos problemas en la aplicación de la tecnología.

La rentabilidad se ve afectada en proyectos de crudos muy viscosos, cómo en el caso de estudio y además se obtendría poca movilidad del petróleo.

4.4. Análisis de Resultado de las Tecnologías de Inyección de Gases

Los métodos de inyección de gases están comprendidos en inyección de hidrocarburos miscibles, inyección de N₂, CO₂ y de agua alternada con gas. Estos tienen la finalidad de disminuir la tensión interfacial y mejorar la movilidad del crudo; esto se logra aumentando los de puntos de inyección con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento y así alcanzar la miscibilidad, es importante además controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo evitando así formaciones con presencia de intercalaciones de lutitas y barreras. La herramienta nos permite analizar de forma rápida y fácil, por qué, estas

metodologías no son las más apropiadas para el área en estudio, las razones se describen a continuación en cada uno de los métodos.

4.4.1. Inyección de Hidrocarburos Miscibles

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Mayor que 25		No Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Mayor que 100		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 30		Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Mayor que 4000	Crítico	No Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[0, 3]	Crítico	No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	Limitante	Crítico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	Limitante	Crítico	Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	No Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	Limitante	Crítico	Cumple

Falla

Figura 4.15. Inyección de Hidrocarburos Miscibles

Este método consiste básicamente en inyectar hidrocarburo ligero a través del yacimiento para formar una mezcla miscible, aumentar la movilidad del petróleo en el reservorio. Este procedimiento es aplicable a yacimientos con crudos de gravedad API mayores a 25, pero además factores determinantes para su aplicación son las bajas viscosidades y el mantenimiento de las presiones mayores a 1200 lpg las cuales son necesarias para mantener la miscibilidad, y por ende la movilidad del crudo en yacimiento. Por esta razón esta metodología es descartada por la herramienta en el área en estudio ya que se cuenta con baja °API y altas viscosidades.

4.4.2. Inyección de N2

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Mayor que 25	Critico	No Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 30	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Mayor que 2500	Critico	No Cumple
Viscosidad (cp)	17000	No Limitativo		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	No Limitativo	Critico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	No Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Falla

Figura 4.16. Inyección de Nitrógeno

Con la inyección continua de nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo el crudo de la formación hacia los pozos productores. En nuestro campo en estudio esta tecnología no es viable, debido a que para poder aplicar este método, el yacimiento debe cumplir con ciertos requisitos como; hidrocarburos livianos con gravedad API mayor a 35°. Adicionalmente se debe contar con profundidades altas mayores a 5000ft. Y por ende altas tasas de inyección para mantener la miscibilidad del crudo con el N2 inyectado lo que aumenta los costos.

4.4.3. Inyección de CO2

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Mayor que 25	Critico	No Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	Mayor que 30	Critico	Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	No Limitativo		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Mayor que 2500	Critico	No Cumple
Viscosidad (cp)	17000	No Limitativo		Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	No Limitativo	Critico	Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	Limitante	Critico	Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Falla

Figura4.17. Inyección de CO2

Esta tecnología es ideal para crudos medianos y livianos. La profundidad del yacimiento y la gravedad del petróleo son los parámetros más importantes para su aplicabilidad. Si los crudos son de baja gravedad, como ocurre en el área de estudio, a medida que aumenta la profundidad y la temperatura, la densidad del CO2 disminuye haciéndose más difícil lograr la una sola fase entre el fluido inyectado y el petróleo a condiciones de yacimiento y por ende la movilidad del crudo se ve reducida, disminuyendo así la efectividad del método. Por esta razón no es factible la aplicación de este método ya que la gravedad API es el factor más determinante a considerar en la inyección de este tipo de tecnología.

4.4.4. Inyección Alternada de Agua y Gas

Parámetro	Valor	Rango de Aplicación	Tipo de Parametro	¿Cumple?
Gravedad API	9	Mayor que 26	Critico	No Cumple
Porosidad (%)	33	No Limitativo		Cumple
Permeabilidad (mD)	10000	Menor que 100		No Cumple
Permeabilidad Horizontal (mD)	0	No Limitativo		Cumple
Saturación de Petróleo (%)	56	No Limitativo		Cumple
Espesor del Yacimiento (ft)	21	Mayor que 20		Cumple
Agua (ppm)	18000	No Limitativo		Cumple
Profundidad del Yacimiento (ft)	1600	Mayor que 2500		No Cumple
Viscosidad (cp)	17000	[0, 20]	Critico	No Cumple
Presión del Yacimiento (psi)	0	No Limitativo		Cumple
Temperatura (°F)	123	No Limitativo		Cumple
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	0	No Limitativo		Cumple
Composición	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Illita)	Presencia	Limitante		No Cumple
Presencia de Acuífero	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Capa de Gas	Ausente	No Limitante		Cumple
Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita)	Ausente	No Limitante		Cumple

Falla

Figura 4.18. Inyección de Alternada de Agua y Gas

La inyección AGA se ha utilizado como un método de recuperación de petróleo con la finalidad de mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas, principalmente usando el agua para controlar la movilidad del desplazamiento y estabilizar el frente. También se logra el mantenimiento de la presión del yacimiento, para obtener el máximo recobro de petróleo posible.

La inyección AGA no es viable en yacimientos con altas viscosidades y bajas °API como es el caso de estudio, esto ocasiona la reducción en la movilidad de ambos fluidos lo que trae como consecuencia que se ve afectada la inyectividad de estos en el yacimiento.

4.4.5. Análisis de Resultados Riesgo

En la herramienta se incorporó Monte Carlo para minimizar los tiempos de simulación en los software comerciales y además integrar la evaluación en una misma herramienta.

Por otro lado, se logró evaluar con la herramienta de manera rápida y sencilla la probabilidad de éxito en aquellas tecnologías cuya aplicabilidad es factible en el campo de estudio.

Para el análisis de Monte Carlo con las ecuaciones de distribución densidad, se debe tener conocimiento previo de las distribuciones de las propiedades para ser introducidas en la herramienta, esta información se recopiló de artículos técnicos relacionados con Faja Petrolífera del Orinoco ya que la empresa mixta Petro-Independencia no poseía dicha información.

Se hicieron corridas de 5000, 10000 y 15000 repeticiones, (ver figura 4.19), donde la herramienta arrojó la probabilidad de éxito de las diferentes tecnologías, en la cual, las probabilidades de aplicación favorecen en su mayoría a las tecnologías térmicas, es decir son las que tienen mayor probabilidad de éxito.

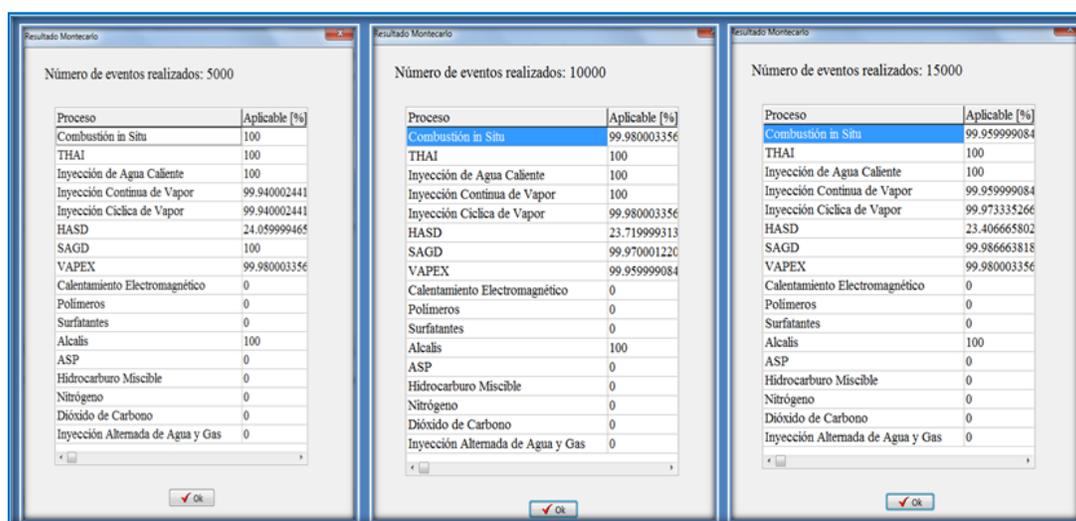


Figura 4.19. Iteraciones con Monte Carlo (5000, 10000 y 15000 Repeticiones)

Para aquellas tecnologías que su probabilidad de éxito es aproximadamente cien por ciento, son aquellos métodos en donde los parámetros críticos cumplen con los rangos recomendados. Para aquellas que su probabilidad es menor al 50% son aquellos que algunos parámetros críticos no cumplieron con los rangos recomendados ya que la simulación de Monte Carlo compara la salida de los vectores lógicos de los parámetros críticos con los rangos recomendados, para después contar la cantidades de veces que pasó, es decir, probabilidad de éxito es igual a número de veces que pasó entre el número generado al azar por 100. Aquellos valores introducidos que son muy cercanos al rango recomendado por la generación de números aleatorios, van a ser contados por la cercanía al mismo, de esta manera se conocen la probabilidad de éxito a todos los posibles valores que

la variable pudiera tomar, determinando la probabilidad de cada uno de los métodos a través de la distribución densidad.

Para aquellas tecnologías en donde la probabilidad es aproximadamente cero, son aquellos parámetros críticos que no cumplieron con los rangos recomendados y se encuentran lejos de dicho rango.

Este tipo de análisis soporta la selección de criterios promedios anteriormente analizados, logrando así de forma exitosa la selección de la tecnología mediante la simulación de Monte Carlo.

El análisis de resultados puede ser tan preciso como el usuario lo disponga. Desde simplemente tomar la variancia, valores límites y promedios, hasta obtener un resultado con probabilidades de ocurrencia de las distintas distribuciones densidad simuladas.

CONCLUSIONES

1. Los crudos pesados y extra-pesados suelen tener altas viscosidades, por lo que resultan aptos para la aplicación de procesos de recuperación térmica.
2. Los métodos químicos son exitosos en crudos medianamente viscosos, los altos costos asociados para crudos extra-pesados comprometen el proyecto y además se obtiene poca movilidad en el petróleo.
3. En viscosidades muy altas, la diferencia de éstas entre el gas y el petróleo le quita eficiencia al mecanismo, en procesos de inyección de gases, proyectos éxitos se han alcanzado en crudos livianos y medianos.
4. La herramienta facilitó de manera rápida y sencilla los resultados del campo analizado en Faja Petrolífera del Orinoco de manera exitosa.
5. La relevancia de los parámetros de jerarquización es fundamental para definir las condiciones bajo las cuales pasaría o no una tecnología de recuperación. Por lo tanto, resulta imprescindible analizar los factores que afectan en mayor grado el buen comportamiento de cada método en particular basándose en fundamentos teóricos.
6. La metodología empleada en la creación de criterios de selección, analiza los criterios establecidos por varios autores, que han sido utilizados en la industria por más de dos décadas y verifica dichos criterios con las experiencias obtenidas en campo. Este tipo de análisis soporta el proceso de toma de decisiones, al momento de preseleccionar las tecnologías.
7. La herramienta diseñada permite evaluar de manera rápida y fácil, la preselección de una tecnología u otro, bajo los criterios y factores que afectan en mayor grado el buen comportamiento de cada método en particular basándose en fundamentos teóricos y experiencias en campo.
8. La herramienta comprende tecnologías maduras y tecnologías en fase embrionaria, para visualizar de manera rápida una gama de técnicas de recuperación mejorada disponibles para aumentar el factor de recobro.

9. La herramienta proyecta dos resultados, uno con los valores promedios de criterios de aplicabilidad y otro la probabilidad de éxito mediante la simulación de Monte Carlo.
10. Con la herramienta se logró evaluar de manera rápida y sencilla la probabilidad de ocurrencia de forma aleatoria (Riesgo) a diferencia de software comerciales.
11. Con el análisis de Monte Carlo, coincidiendo con el análisis previo de los criterios se logró de forma exitosa la selección de las tecnologías a aplicar.
12. La decisión final de aplicar o no las diferentes tecnologías, está en las manos del grupo de profesionales que debe estar soportado de un estudio integrado de yacimientos. Un estudio económico sería sin duda la pieza concluyente a la hora de definir el tipo de proceso de recuperación mejorada que debe ser aplicado.

RECOMENDACIONES

1. En función a la información existente de criterios de expertos y experiencias en campo, definir las variables correspondientes que se conocen del caso en estudio para cada yacimiento, durante la planificación, que afectan la selección de las tecnologías a aplicarse en el campo durante la explotación de las reservas contenidas en los yacimientos explotados del campo, con la finalidad de determinar cuáles factores no han sido determinados y son necesarias para establecer una estrategia de explotación.
2. Mantener un seguimiento de resultados reales en yacimientos y el desarrollo de las tecnologías y compararlos con los resultados de la herramienta, utilizando la misma para así, aumentar las probabilidades de aplicabilidad de determinada metodología a escoger en los próximos proyectos de recuperación mejorada.
3. Comparar la herramienta diseñada con simulaciones numéricas de cada una de las tecnologías, a fin de justificar el uso de una metodología u otra.
4. Adicionar a los resultados arrojados por la Herramienta computacional un análisis de sensibilidad y costos asociados a cada una de las tecnologías de recuperación mejorada, para garantizar que la metodología recomendada sea la adecuada según las características del yacimiento y la más económicamente rentable. Los costos operativos dependerán del método de recuperación de crudo, así como la ubicación del área a desarrollar.
5. La herramienta trabaja con parámetros promedios puntuales de un yacimiento, como las propiedades varían de un área a otra, se recomienda realizar software más avanzados que permitan conocer los mismos resultados arealmente.
6. Introducir en la asignatura de Ingeniería de yacimientos, un objetivo orientado al estudio específico de las tecnologías de recuperación mejorada, ya que estas representan un incremento del factor de recobro en yacimientos. Donde se pueda poner en práctica el uso de la herramienta diseñada en el presente trabajo, evaluando cual tecnología es más factible en un campo determinado.

7. En el caso de que alguna unidad de explotación, realice la selección de las tecnologías para incrementar el factor de recobro a través de esta herramienta, se recomienda complementar los resultados con estudios de simulación numérica, a fin de conocer el comportamiento esperado del yacimiento en condiciones dinámicas de comportamiento de flujo..

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Awan, A., & Telgland, R. (2006). "A Survey of North Sea Enhanced-Oil-Recovery Projects Initiated During the Years 1975 to 2005". *SPE/DOE-99546* .
- [2] Bailey, W., & Rose, P. (2001). "*Riesgos Medidos*". Aberdeen, Escocia: Rose & Associates, Universidad de Aberdeen. Oilfield Review.
- [3] ÇAĞDAŞ, A. (2004). "Enhancing Petroleum Recovery from Heavy Oil Fields by microwave Heating". *Thesis Submitted to the Graduate School of Natural and Applied Sciences*.
- [4] Canache, M. (2003). "*Estudio sobre la Aplicabilidad de la Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el Mejoramiento de la Producción de Crudos Pesados*". Caracas, República Bolivariana de Venezuela: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.
- [5] Chen, Q. (2009). "Assessing and Improving Steam-Assisted Gravity Drainage: Reservoir Heterogeneities, Hydraulic Fractures, and Mobility Control Foams".
- [6] Cuevas, R. (2002). "*Estudio de Ajuste y Aplicación de Correlaciones para la Inyección de Nitrógeno*". Caracas, República Bolivariana de Venezuela.: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.
- [7] Deutsth, C., & McLennan, J. (2005). "Guide to SAGD (Steam assisted Gravity Drainage) Reservoir Characterization Using Geostatistics". *Series Guidebook , III*.
- [8] Díaz, J., & Federici, I. (2009). "*Objetivos de la Aplicación de los Métodos EOR*". Recuperado el 01 de 07 de 2012, de <http://www.monografias.com/trabajos44/polimeros2.shtml>.
- [9] Efraín, B. (1985). *El Pozo Ilustrado*. Caracas, República Bolivariana de Venezuela: Lagoven S.A.
- [10] Essenfeld, M. (1979). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Caracas, República Bolivariana de Venezuela: FOINVES.

- [11] Essenfeld, M., & Barberii, E. (2006). *“Yacimientos de Hidrocarburos, Tomos II y III: Pozos y Secciones Horizontales”*. Caracas, República Bolivariana de Venezuela: Fundación fondo editorial, Juan Jones Parra.
- [12] Fernández, E., & Bashbush, J. (2008). “Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela”. *SPE/PS/CHOA-117689-PS2008-348* .
- [13] Fernandez, R., & Bashbush, J. (2008). “Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela”. *SPE/PS/CHOA-117689-PS2008-348* .
- [14] Freddy, E. (2002). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- [15] González, M. (2007). *“Introducción a la Simulación”*. Madrid: Curso sobre Simulación de Monte Carlo Universidad San Pablo-CEU.
- [16] Greaves, J., & TianXiang, X. (2004). "Down-hole Upgrading of Lake oil Using THAI/CAPRI Processes Tracer Tests". *Improved Oil Recovery Group*.
- [17] Greaves, M., & Dong, L. (2012). “Validation of Toe-to-Heel Air- Injection Bitumen Recovery Using 3D Combustion-Cell Results”. *SPE-143035-PA-P* .
- [18] Hernandez, C., & Malcolm, P. (2003). “ASP System Design for an Offshore Application in La Salina Field Lake Maracaibo”. *SPE 84775*.
- [19] Herrera, E., & Matos, H. (2010). *“Evaluación de estrategias de Producción de Crudo Pesado Bajo el Esquema CHOPS (Cold Heavy Oil Production With Sand)”*. Caracas: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.
- [20] Hincapie, R., & Álvarez, C. (2011). “Technical Feasibility of Polymer Injection in Heavy Oil Reservoir BAINF60 and BAMED78; Inter-campo Norte-Through Predictive Models”. *SPE-149621-MS-P* .

- [21] J., P., & Bashbush, J. (2008). "Applicability and Optimization of SAGD in Eastern Venezuela Reservoirs". *SPE/PS/CHOA-117622* .
- [22] Joseph, J., & Taber, J. (1996). "EOR Screening Criteria Revisited". *SPE/DOE 35385*.
- [23] Keeling, R. J. (1984). "CO2 Miscible Flooding Evaluation of the South Welch Unit, Welch San Andres Field". *SPE/DOE 12664*.
- [24] Léauté, R. (2002).), "Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot al Cold Lake". *SPE/ Petroleum Society of CIM/CHOA-79011* .
- [25] León, D. (2002). "*Estudio de Factibilidad y Modalidades para la Inyección Continúa de Vapor en el Yacimiento Bachaquero-02*". Caracas, República Bolivariana de Venezuela.: Trabajo Especial de Grado, Universidad central de venezuela.
- [26] Llaguno, P., & Moreno, R. (2002). "A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications". *PETSOC-2002-124-P* .
- [27] Magdalena, P. d. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos* (segunda ed.). Maracaibo, Venezuela: Astro Data.
- [28] Manrique, E., & Alvarado, V. (2003). "Perspectives of CO2 Inyection in Venezuela". *SDM Consultancy & Services, Center for Energy and Technology of Americas(USA), Departamento de Ingeniería Mecánica (PUC-Rico Brazil), IEA. Annual Workshop & Symposium*, .
- [29] Manrique, E., & Calderóm, G. (1998). "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences". *SPE-50645* .
- [30] Manrique, E., & Gurfinkel, M. (2007). "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States". *SPE/DOE-100063* .

- [31] Manrique, E., & Liscano, T. (2002). "Selection of EOR/IOR Opportunities Based on Machine Learning". *SPE* 78332.
- [32] McCain, W. (1990). "*The Properties of petroleum fluids*". Pennwell Books.
- [33] MENPET. (2005). "Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos". *Ministerio de Energía y Petróleo* .
- [34] Merritt, M., & J., G. (1992). "ASP System Desing for an Offshored Application in La Salina Field Lake Maracaibo". *SPE* 20229.
- [35] Morales, G. (2008). "Análisis de Riesgo Aplicado a la Planeación de la Producción de Petróleo en la Región Marina Mexicana". *SPE/(IMIQ)-313_53-61* .
- [36] P., M., & O., K. (2008). "*Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un Campo del Oriente Ecuatoriano*". Quito, Ecuador: Trabajo Especial de Grado. Escuela Politecnica Nacional.
- [37] PDVSA. (1998). Centro Internacional de Educación y Desarrollo. *PDVSA-CIED* .
- [38] PDVSA-CVP. (2009). *Plan de Desarrollo Bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5*. Caracas: PDVSA-CVP.
- [39] PEMEX. (2010). "*Criterios de Preselección de Técnicas de Recuperación Mejorada*". México: PEMEX- Exploración y Producción.
- [40] Pérez, E., & Gamboa, M. (2001). "Benchmarking of Steam-flood Field Projects in Light/Medium Crude Oils". *SPE* 72137.
- [41] Ramos, D. (2003). "*Análisis de Sensibilidad de los Parámetros que Afectan el Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales Considerando un Ciclo de Inyección*". Caracas, República Bolivariana de Venezuela: Trabajo Especial de Grado, universidad Central de Venezuela.

- [42] Rendón, M. (2008). “Evaluación de la Inyección de Mezcla de Vapor, N₂ Y CO₂, Como una Nueva Tecnología para Optimizar la Recuperación de Crudos Característicos de la Faja Petrolífera del Orinoco” .
- [43] Rodríguez, M., & Romero, A. (2004). “*Estudio Técnico/Económico de la Inyección de N₂ en el Área Norte de Monagas*”. Caracas, República Bolivariana de Venezuela.: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.
- [44] Romero, A. (2003). “*Estudio Técnico/Económico de la Inyección de N₂ en el Área Norte de Monagas*”. Caracas, República Bolivariana de Venezuela: Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.
- [45] Sahni, A., & Kumar, M. (2000). “Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs”. *SPE/AAPG-237930* .
- [46] Salager, J. (2005). “*Recuperación Mejorada del Petróleo*”. Mérida, República Bolivariana de Venezuela.: Universidad de Los Andes.
- [47] Sánchez, D., & A., V. (1999). “Mechanical and Thermal Properties of Unconsolidated Sands and Its Applications to the Heavy Oil SAGD Project in the Tia Juana Field, Venezuela ”. *SPE-54009* .
- [48] Seadee, B., & Rashidi, F. (2006). “Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir”. *SPE-100533-MS-P* .
- [49] Sepúlveda, J., & Montaña, W. (2008).), “Evaluación del Comportamiento de un Yacimiento de Crudo Pesado Mediante la Aplicación de la Técnica THAI (Toe to Heel Air Injection)”. *Revista de Ingeniería y Región* , VI.
- [50] *Sovereign Corporation*. (1999). Recuperado el 21 de 03 de 2013, de "Bitúmenes del Orinoco": http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/. . . /p20_41.pdf
- [51] Subhash, A. (2002). “Surfactant Induced Relative Permeability Modifications for Oil Recovery Enhancement”. *Thesis of Master of Science in petroleum Engineering* .

- [52] Taber, J., & Martin, F. (1983). "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil". *SPE-AIME-12069* .
- [53] Tewari, R., & Faroug, A. (2011). "Successful Cyclic Steam Stimulation Pilot in Heavy Oilfield of Sudan". *SPE-144638-MS-P* .
- [54] Vermeulen, F., & Chute, F. (1983). "Electromagnetic Techniques in the In Situ Recovery of Heavy Oils". *Journal of Microwave* , 18.
- [55] Vermeulen, F., & McGee, B. (2000). "Electromagnetic Techniques in the In-Situ Recovery of heavy Oils". *Journal of Canadian Petroleum Technology* , 39.
- [56] Zabel, F., & Taylor, J. (2008). "Determining the Most Profitable ASP Flood Strategy for Enhanced Oil Recovery". *PETSOC-2008-100-P* .
- [57] Zabel, F., & Zuo, J. (2010). "Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir". *SPE-134000-PA* .
- [58] Zhang, S., & Dong, M. (2003). "Determining the Most Profitable ASP Flood Strategy for Enhanced Oil Recovery". *PETSOC-2003-015-P*.