

**EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL PARA UN YACIMIENTO COLOMBIANO DE PETRÓLEO PESADO  
OPERADO BAJO RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE AIRE**

**CARLOS ALFONSO ÁLVAREZ VÁSQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2017**

EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL PARA UN YACIMIENTO COLOMBIANO DE PETRÓLEO PESADO  
OPERADO BAJO RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE AIRE

CARLOS ALFONSO ÁLVAREZ VÁSQUEZ

Trabajo de grado para optar por el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ C.

MSc. Ingeniera de Petróleos

Co-Director

HUGO GARCIA DUARTE

MSc. Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2017

## DEDICATORIA

**La Gloria para Dios...**

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
1. APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE AIRE.....	23
1.1 BOMBEO MECÁNICO (BM) .....	26
1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES) .....	27
1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).....	27
1.4 BOMBEO NEUMÁTICO (Gas lift-GL).....	28
1.5 BOMBEO HIDRÁULICO (BH).....	31
2. CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO CON BASE EN LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE.....	33
2.1 METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE.....	36
2.2 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO.....	40
2.3 INYECCIÓN DE AIRE EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO PESADO COLOMBIANO, UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA.....	48
2.3.1 Evaluación de laboratorio del proceso de inyección de aire para el yacimiento Chichimene T-2.....	55
2.3.2 Estimación de los parámetros de desempeño para el proceso de inyección de aire en Chichimene T-2.....	61
2.3.3 Resultados de la aplicación de la metodología propuesta para la estimación de los parámetros de desempeño .....	65
2.3.4 Determinación de la temperatura de los fluidos producidos en el proceso de inyección de aire.....	66

2.3.5	Calculo de la temperatura de la planicie de vapor. ....	69
3.	METODOLOGIAS PARA VALORAR LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE.....	73
3.1	METODOLOGÍA POR CRITERIO DE PROFUNDIDAD/TASA DE PRODUCCIÓN.....	75
3.2	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN POR VENTAJAS Y DESVENTAJAS .	75
3.3	METODOLOGÍA POR EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	76
3.4	METODOLOGÍA USANDO PROGRAMAS EXPERTOS .....	79
3.4.1	Método de suma de pesos (WSM). ....	84
3.4.2	Método ELECTRE.....	84
3.4.3	Método TOPSIS.....	85
3.5	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA VALORACIÓN Y SELECCIÓN DEL MEJOR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	86
4.	VALORACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE.....	91
4.1	SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	93
4.1.1	Bombeo por pistón viajero (BPV).....	95
4.1.2	Bombeo por cavidades progresivas (BCP). ....	96
4.2	VALORACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR EVALUACIÓN DE TOMA DE DECISIÓN MULTICRITERIO - MCDM .....	99
4.2.1	Aplicación de la técnica de pesos simples- SAW. ....	101
4.2.2	Aplicación de la técnica por ordenamiento preferente a la solución ideal TOPSIS. ....	102
4.3	DISCUSIÓN DE RESULTADOS DELA SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	104

4.3.1	Bombeo mecánico (BM).....	104
4.3.2	Bombeo neumático.....	107
4.3.3	Bombeo electrosumergible (BES).....	108
4.3.4	Bombeo hidráulico (BH).....	109
4.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	111
5.	CONCLUSIONES.....	115
6.	RECOMENDACIONES.....	117
	BIBLIOGRAFÍA.....	118

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas térmicas en un proceso de inyección de aire. ....	24
Figura 2. Esquema del proceso de inyección de aire en modo tope-fondo (Top-Down).....	44
Figura 3. Mapa de cuencas sedimentaras de Colombia. A la izquierda, la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los llanos orientales, donde se resalta la formación T-2. ....	49
Figura 4. . Comparación de la viscosidad en función de la temperatura de tres muestras de petróleo de la cuenca de los llanos orientales de Colombia, y de tres petróleos exteriores, uno de la franja oriental de Venezuela, dos de Canadá (Athabasca y de Lloydminster) .....	50
Figura 5. Factor de recobro actual para los yacimientos de ECOPETROL S.A. ...	51
Figura 6. Composición del gas producido en una prueba de tubo de combustión seca para el yacimiento Chichimene T-2 .....	58
Figura 7. Área de patrón de inyección de aire en el campo Chichimene .....	63
Figura 8. Perfiles de temperatura y saturación presentes en el yacimiento durante un proceso de combustión seca.....	67
Figura 9. Esquema metodológico general para seleccionar el sistema de levantamiento.....	87
Figura 10. Matriz de decisión para la valorización de las alternativas disponibles por criterios.....	88
Figura 11. Producción en función de la profundidad para los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo neumático (Gas Lift), bombeo electrosumergible (BES) y bombeo hidráulico tipo JET.....	93
Figura 12. Producción en función de la profundidad para los sistemas de levantamiento artificial: bombeo hidráulico pistón, bombeo mecánico, bombeo por pistón viajero y bombeo por cavidades progresivas (BCP). ....	94

Figura 13. Relación entre la capacidad nominal de bombeo, y la profundidad de levantamiento (rated lift) para diferentes diámetros del revestimiento para el sistema BCP..... 98

Figura 14. Viscosidad de la emulsión nativa (petróleoT2-agua) en función del volumen de agua a 80°C y velocidad de corte de 1/seg..... 106

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del yacimiento Chichimene, formación T-2.....	53
Tabla 2. Característica del equipo y el aire de inyección .....	56
Tabla 3. Composición del gas producido en el periodo estable en una prueba de combustión seca para el yacimiento Chichimene T-2 .....	59
Tabla 4. Parámetros de combustión la prueba de tubo de combustión seca .....	60
Tabla 5. Parámetros geométricos del patrón inyección-producción .....	62
Tabla 6. Parámetros de ingeniería supuestos para la aplicación de la metodología de Nelson and McNeil .....	64
Tabla 7. Parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire el yacimiento Chichimene T-2.....	65
Tabla 8. Gases de combustión normalizados.....	70
Tabla 9. Valoración cualitativa y su correspondiente equivalente numérico de los criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial. ....	88
Tabla 10. Criterios para evaluar los sistemas de levantamiento artificial .....	89
Tabla 11. Criterios de selección de los sistemas de levantamiento artificial .....	92
Tabla 12. Información requerida para solucionar el problema MCDM de selección del mejor sistema de levantamiento artificial.....	100
Tabla 13. Matriz de decisión de alternativas y criterios de selección .....	101
Tabla 14. Clasificación de la aplicación de los sistemas de levantamiento al yacimiento operado bajo inyección de aire (método SAW) .....	102
Tabla 15. Matriz normalizada por pesos (W) y valores Vi (máximos y mínimos) .....	103
Tabla 16. Clasificación de la aplicación de los sistemas de levantamiento al yacimiento operado bajo inyección de aire (método TOPSIS) .....	104
Tabla 17. Capacidades de las bombas de desplazamiento positivo .....	110
Tabla 18. Capacidades de las bombas tipo JET .....	111
Tabla 19. Parámetros para la evaluación de económica de los sistemas de levantamiento artificial.....	112
Tabla 20. Costo de los principales equipos por sistema de levantamiento artificial y tiempo de falla.....	113

Tabla 21. Resultados de la evaluación económica de los sistemas de levantamiento aplicados a un yacimiento operado por inyección de aire. .... 114

## LISTA DE SÍMBOLOS UNIDADES Y PREFIJOS

Símbolo	Descripción	unidad
a	Distancia entre los pozos inyector y productor en la metodología de Nelson and McNeil	pies
A1, A2, A3...Am	Posibles alternativas que el tomador de decisión tiene para escoger. Corresponden a los diferentes sistemas de levantamiento (BM, GL, BH, BES, BCP, BPM).	-
A <sub>Fc</sub>	Área superficial del frente de combustión	pies <sup>2</sup>
AOR	Relación aire inyectado/aceite producido en la metodología de Nelson and McNeil	BBI aceite/(S) MMpies <sup>3</sup> aire
Ap	Área del patrón	acres
API	Gravedad API	API
A <sub>WSM</sub>	puntuación de la mejor alternativa en el método de suma de pesos	adimensional
B/C	Relación beneficio/costo o Índice de Rentabilidad	CO\$/CO\$
B	Valoración cualitativa de los criterios de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial; Buena Aplicación	-
BCP	Bombeo por cavidades progresivas	-
BES	Bombeo electrosumengible	-
BH	Bombeo hidráulico; puede ser tipo JET o Pistón Reciprocante	-
BM	Bombeo mecánico	-
BPV	Bombeo por pistón viajero	-
C1, C2, C2,...Cn	Criterios por medio de los cuales los sistemas de levantamiento artificial son evaluados.	-
Cf	Concentración de combustible	Lb/pies <sup>3</sup>
D <sub>T</sub>	Diámetro interno del reactor tubo de combustión	pies
E	Valoración cualitativa de los criterios de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial; Excelente Aplicación	-
ECOGSAY	marca registrada por la empresa colombiana de petróleos ECOPETROL S.A que hace referencia al proceso de inyección de aire en el campo Chichimene (Gravital stable air injection)	-
E <sub>vb</sub>	Eficiencia volumétrica en la metodología de Nelson and McNeil	%
FEO	Flujos de efectivo de operación en el año en	CO\$

	la evaluación económica por valor presente neto	
GL	Sistema de levantamiento por gas lift	-
GOR	Relación gas petróleo	(S) pies <sup>3</sup> /(ST)Bbl
h	Espesor del yacimiento o la formación	pies
h <sub>F</sub>	Altura del frente de combustión en un tiempo determinado	pies
H	Profundidad promedio del yacimiento o la formación	pies
HTO	Reacciones de oxidación a alta temperatura (combustión)	-
i <sub>a</sub>	Tasa máxima de inyección de aire en la metodología de Nelson and McNeil	(S) MMpies <sup>3</sup> /día
i <sub>D</sub>	Factor de flujo adimensional en la metodología de Nelson and McNeil	adimensional
li	Inversión inicial en la evaluación económica por valor presente neto	CO\$
k	Permeabilidad del yacimiento	mD
ka	Permeabilidad relativa del aire	mD
L	longitud de la zona empacada por la mezcla petróleo-roca en una prueba de tubo de combustión	pies
LTO	Reacciones de oxidación a baja temperatura	-
M	Número de Alternativas a seleccionar (sistemas de levantamiento artificial)	Adimensional
Ma	Valoración cualitativa de los criterios de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial; Medianamente Aplicable	-
m	Relación molar dióxido de carbono/monóxido de carbono en los gases de combustión producidos en un proceso de inyección de aire o prueba de tubo de combustión	mol/mol
MADM	Problema de toma de decisiones multi-atributos	-
MCDM	Problema de análisis de decisión multi-criterios	-
MD	Profundidad medida total. La longitud del pozo medida siguiendo el curso real del pozo	pies
MDM	Metodología de selección multicriterios	-
MoDM	Problema de Toma de decisiones multi-objetivos	-
N.A	Valoración cualitativa de los criterios de	-

	aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial; No Aplica	
N	Numero de criterios para evaluar los sistema de levantamiento artificial	-
n	Relación molar hidrogeno/carbono en el coque depositado en un proceso de inyección de aire calculado a partir de los gases de combustión producidos en un proceso de inyección de aire o prueba de tubo de combustión	mol/mol
N1	Aceite desplazado en la zona quemada en la metodología de Nelson and McNeil BBI/acre-pie	BBI/acre-pies
N2	Aceite desplazado en la zona no quemada en la metodología de Nelson and McNeil BBI/acre-pie	BBI/acre-pies
N3	Aceite total recobrado en la metodología de Nelson and McNeil	BBI/acre-pies
NR	Valor no reportado	-
P	Valoración cualitativa de los criterios de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial; Pobre Aplicación	-
Pb	Presión de burbuja del yacimiento	psia
P <sub>iw</sub>	Presión de inyección en los pozos inyectoros	psia
P <sub>pH2O</sub>	Presión parcial del vapor de agua	psia
P <sub>r</sub>	Presión del yacimiento	psia
q <sub>o</sub> max	Tasa máxima de producción de agua en la metodología de Nelson and McNeil	BBI/día
q <sub>L</sub> max	Tasa máxima de producción de líquidos en la metodología de Nelson and McNeil	BBI/día
R	Tasa de rendimiento requerida del proyecto (o tasa de oportunidad)	%
r <sub>F</sub>	Radio del frente de combustión en un tiempo determinado	pies
R <sub>w</sub>	Radio de los pozos productores	Pulgadas
S+, S-	Parámetro de valoración de la técnica TOPSIS	-
S <sub>g</sub>	Saturación de gas en el yacimiento	%
t	Tiempo del proyecto de inyección de aire	años
t1	Tiempo requerido para alcanzar la tasa máxima de inyección de aire en la metodología de Nelson and McNeil días	días (años)
t3	Tiempo total del proyecto en la metodología de Nelson and McNeil	días (años)
TIR	Tasa interna de retorno	%

TOPSIS	Técnica utilizada para resolver problemas de selección multicriterio por ordenamiento preferente a la solución ideal	-
Tr	Temperatura del yacimiento	°C
U	Flux de aire en el frente de combustión	pies <sup>3</sup> (S)/hora pies <sup>2</sup>
u <sub>min</sub>	Flux de aire mínimo en la metodología de Nelson and McNeil para mantener el frente de combustión a una velocidad mínima sin extinción	pies <sup>3</sup> (S)/hora pies <sup>2</sup>
v	Velocidad del frente de combustión en la metodología de Nelson and McNeil	pies/día
V+, V-	Parámetro de valoración de la técnica TOPSIS	adimensional
V1	Volumen de aire inyectado hasta alcanza tasa máxima en la metodología de Nelson and McNeil	(S) MMpies <sup>3</sup>
V2	Volumen de aire inyectado a tasa constante en la metodología de Nelson and McNeil	(S) MMpies <sup>3</sup>
VFv	Velocidad vertical del frente de combustión	pies/día
Vi	Parámetro de valoración de la técnica TOPSIS	
V <sub>min</sub>	Velocidad mínima del frente de combustión en la metodología de Nelson and McNeil	pies/día
V <sub>max</sub>	Velocidad máxima del frente de combustión en la metodología de Nelson and McNeil	pies/día
VPN	Valor presente neto	CO\$
Vt	Volumen del gas producido en una prueba de tubo de combustión	(S) pies <sup>3</sup>
W	Factor total de recobro	
W <sub>j</sub>	Factor de peso del criterio j-ésimo para los métodos las metodologías de selección multicriterios-MDM	adimensional
WSM	Método de suma de pesos para resolver problemas de selección multicriterios-MDM	-
X <sub>ij</sub>	Valor real de la i-ésima alternativa en términos del criterio j	-
X <sub>H2O</sub>	Fracción molar de agua	-
Y	Fracción de oxígeno consumido	adimensional
μa	Viscosidad del aire	cP (centipoise)
Φ	Porosidad del yacimiento	%
π	Constante matemática: 3.1416	

<b>Unidades</b>		
<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor numérico</b>
BBI	Barriles de petróleo americano	-
CO\$	Pesos colombianos	-
cP	centipoise	-
mD	milidarcy	-

<b>Prefijos</b>		
<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor numérico</b>
M	Miles	$10^3$
MM	Millones o Mega	$10^6$
(S)	Gas a condiciones estándar: 15.56°C (60 °F) y 101,325 kPa (14.65 psi)	-
(ST)	Petróleo a condiciones de tanque de almacenamiento en superficie	-

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN YACIMIENTO COLOMBIANO DE PETRÓLEO PESADO OPERADO BAJO RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE AIRE.

**AUTORES:** CARLOS ALFONSO ÁLVAREZ VÁSQUEZ \*, \*\*, \*\*\*

**PALABRAS CLAVES:** *Sistema de levantamiento artificial, recobro mejorado de hidrocarburos por inyección de aire, problema de toma de decisión multicriterio*

### DESCRIPCIÓN

Uno de los métodos más promisorios para aumentar la producción y el factor de recobro en los yacimientos de petróleos pesados y extrapesados, de la cuenca de los llanos orientales de Colombia, es la inyección de aire (IA). Durante el diseño de este proceso, un aspecto crítico es la selección adecuada del sistema de levantamiento artificial (SLA), el cual es necesario para bombear los fluidos desde fondo de pozo a superficie, bajo condiciones cambiantes y extremas de operación, tales como: temperaturas elevadas, altos volúmenes de gases de combustión, fluidos corrosivos, y posiblemente emulsiones, entre otros. Una selección inadecuada del SLA puede impactar negativamente la economía del proceso y la seguridad de la operación. En el mercado se encuentran disponibles diferentes SLA, cada uno con características particulares que pueden convertirse en fortalezas o debilidades, cuando se implementan a los pozos de un proceso de IA. Para evaluar la aplicabilidad de cada SLA se deben especificar ciertos parámetros técnicos, tales como: el potencial de producción de los pozos, las características del yacimiento, los problemas operacionales, la eficiencia del sistema entre otros. En el caso particular de un proceso de IA, debido a la complejidad de los fenómenos físico-químicos que se suceden, definir estos parámetros, implica un fuerte trabajo experimental y de simulación, con los cuales se logra predecir el desempeño del proceso. Entonces, con las diferentes alternativas (SLA) y un número definido de criterios de selección, el problema de seleccionar el mejor SLA para un pozo tipo de un yacimiento de petróleo pesado colombiano, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, y operado por el método de recobro mejorado de inyección de aire, se puede enfocar y solucionar como un modelo de toma de decisión multicriterio - MCM.

\* - Monografía Especialización en Producción de Hidrocarburos

\*\* - Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Astrid Xiomara Rodríguez C. MSc. Ingeniera de Petróleos.

\*\*\* - Ecopetrol. ICP. Co Director. Hugo García Duarte. MSc. Ingeniero de petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE APPLICATION OF AN ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM FOR A COLOMBIAN HEAVY OIL RESERVOIR OPERATED UNDER ENHANCED RECOVERY BY AIR INJECTION.

**AUTHORS:** CARLOS ALFONSO ÁLVAREZ VÁSQUEZ \*, \*\*, \*\*\*

**KEY WORDS:** *Artificial lift system, enhanced oil recovery by air injection, multicriteria decision-making problem*

### DESCRIPTION

One of the most promising methods to increase production and recovery factor in the heavy and extra-heavy oil fields of the Eastern Llanos Basin of Colombia is the air injection (IA). During the design of this process, a critical aspect is the appropriate selection of the artificial lift system (SLA), it is necessary to pumping the fluids from the bottom well to the surface, under changing and extreme operating conditions, such as: high temperatures , high volumes of combustion gases, corrosive fluids, and possibly emulsions, among others. Inadequate selection of the SLA can negatively impact the process economy and safety of the operation. Different SLAs are available in the market, either one with particular characteristics that can become advantages or disadvantages when are implemented to wells influenced by an IA process. To evaluate the applicability of each SLA, certain technical parameters, such as the production potential of the wells, the characteristics of the reservoir, the operational problems, the efficiency of the system among others must be specified. In the particular case of an IA process, due to the complexity of the physicochemical phenomena that occur, defining these parameters involves a strong experimental and simulation work, with which it is possible to predict the performance of the process. Then, with the different alternatives (SLA) and a defined number of selection criteria, the problem of selecting the best SLA for a type well of a Colombian heavy oil field located in the Eastern Llanos Basin and operated by Enhanced Oil Recovery - Air Injection, can be focused and resolved as a multicriteria decision-making model - MCM.

\* - Monograph Specialization in Hydrocarbon Production

\*\* - Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Engineering of Petroleum. Director: Astrid Xiomara Rodríguez C. MSc. Petroleum Engineer.

\*\*\*-. Ecopetrol. ICP. Co Director. Hugo García Duarte. MSc. Petroleum engineer

## INTRODUCCIÓN

Estudios de laboratorio y de simulación en los campos Chichimene y Rubiales, ubicados en la cuenca petrolera de los Llanos Orientales de Colombia, han demostrado que mediante el método de recobro mejorado por inyección de aire, es posible lograr altos factores de recobro. Durante la etapa de ingeniería del proceso de inyección de aire en estos campos, un problema que se debe abordar es la selección adecuada del sistema de levantamiento artificial, el cual debe ser lo suficientemente flexible para manejar fluidos a elevadas temperaturas, altos volúmenes de producción de gases de combustión, líquidos viscosos, fluidos corrosivos e incrustantes entre otros problemas.

Durante la operación de un proceso de inyección de aire se distinguen dos etapas, una etapa de producción en frío, al inicio del proceso, y una de producción en caliente cuando el frente de combustión se ha desarrollado. La etapa de producción en frío se presenta por un tiempo breve, después que ha sucedido la ignición en el yacimiento, y se caracteriza porque el petróleo aún no ha sufrido afectación por la temperatura y las reacciones con el oxígeno, por lo tanto, se produce en su forma nativa (alta viscosidad y densidad), sin embargo, en cuestión de días o pocas semanas se presenta un aumento significativa en el GOR (relación gas-aceite), debido a la rápida movilidad de los gases de combustión desde la zona de alta temperatura hasta los pozos productores. En esta primera etapa, se requiere de un sistema de levantamiento artificial que pueda manejar crudo de alta viscosidad y densidad con un elevado GOR.

En una segunda etapa, el frente de combustión se ha desarrollado, y petróleo delante de esta zona, sufre modificaciones por las elevadas temperaturas y la presencia del oxígeno en el aire inyectado, presentándose fenómenos de

transferencia de masa y calor como la destilación, y reacciones de oxidación/craqueo/combustión entre otras, como la acuatermolisis que conduce a la producción ácido sulfhídrico a partir del azufre del petróleo, si este contiene cantidades apreciables de este elemento, como el caso de los crudos pesados y extrapesados de la cuenca de los Llanos Orientales.

De acuerdo a lo anterior, la selección adecuada de un sistema de levantamiento artificial para un proceso de inyección de aire, es clave para la economía y seguridad de la operación. Una selección inadecuada del sistema de levantamiento conlleva a ineficiencias en las tasas de producción, daños imprevistos y frecuentes, con paradas de pozos. Lo anterior tiene como consecuencia, el aumento de trabajos de reacondicionamiento e intervención en los pozos en ambientes peligrosos por fluidos a altas temperatura y presión. Además, con concentraciones de gases tóxicos ( $H_2S$ ,  $CO$ ,  $SO_x$  y otros azufrados).

El presente estudio tiene por objetivo, evaluar las tecnologías de levantamiento artificial convencionales, y seleccionar el sistema más apropiado, para un pozo tipo en un yacimiento de petróleo pesado colombiano, ubicado en la cuenca de los Llanos orientales, operado bajo recobro mejorado por inyección de aire. La evaluación se realizó, a partir de la definición de ciertos criterios de selección que incluyen los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire, las características del yacimiento y de un pozo productor tipo. Así como también, los problemas operaciones y los costos de la inversión inicial y la operación de los sistemas de levantamiento.

La metodología aplicada para la selección de los sistemas de levantamiento, consistió de tres etapas, en una primera etapa se realizó una evaluación preliminar por el criterios de producción-profundidad, en esta etapa se descartaron los sistemas de bombeo por pistón viajero, y el sistema por cavidades progresivas porque no cumplían con el requerimiento de tasa de fluidos a la profundidad de la

formación productora. En una segunda etapa de la metodología, se planteó un problema de decisión multicriterios para evaluar técnicamente y en conjunto, los sistemas que aprobaron la primera etapa.

El problema multicriterio se resolvió por la técnica de suma de pesos - WSM, por su sigla en inglés (Weighted sum method), y las técnica de ordenamiento preferente a la solución ideal - TOPSIS, por sus siglas en inglés (Order Preference by Similarity to Ideal Solution). Esta evaluación redundante se hizo para tener certeza de los resultados. La aplicación de las técnicas mostraron que los sistemas de levantamiento más apropiados para el pozo tipo del yacimiento operado bajo inyección de aire, son el bombeo neumático o gas lift, a pesar que su uso en pozos productores de petróleo pesado y extrapesado no es convencional, pero que para el caso particular del proceso de inyección de aire aquí analizado, puede tener ventajas si se utiliza como fuente de gas, los gases calientes de combustión, y las tecnologías de compresión que son masivas en un proceso de inyección de aire. Además para una mayor eficiencia puede ser combinado con otras estrategias como la dilución en fondo.

Otro sistema de levantamiento aplicable a los pozos del proceso de inyección de aire es el bombeo hidráulico tipo JET. Este sistema tiene la ventaja de no posee piezas móviles que puedan ser afectadas por las condiciones de alta temperatura, corrosión o abrasión, si se eligen los materiales adecuados. Además puede manejar altos volúmenes de gases de combustión, y el fluido de potencia puede utilizarse como diluyente de los líquidos producidos, y para transportar compuestos funcionales para el tratamiento de corrosión, emulsiones y secuestrante de oxígeno entre otros. La desventaja de este sistema con relación al gas lift es sus mayores costos.

## 1. APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE AIRE

Durante la explotación de un yacimiento de petróleo pesado, operado bajo recobro mejorado por inyección de aire, los pozos inicialmente producen petróleo a las condiciones originales del yacimiento, siendo necesario en esta primera etapa (producción en frío), un sistema de levantamiento artificial que permita extraer el crudo de alta viscosidad y densidad. A medida que el proceso de combustión alcanza la estabilidad, se presenta un aumento progresivo en el volumen de gases de combustión producidos, lo que significa una alta relación gas/petróleo (GOR) en los pozos productores, por lo tanto, el sistema de levantamiento artificial debe permitir manejar un amplio intervalo de valores de GOR.

Otro problema relacionado con los gases de combustión, es la presencia de compuestos ácidos, los cuales pueden causar severos daños por corrosión al sistema de levantamiento artificial.<sup>1,2</sup> Estos compuestos corrosivos son principalmente, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), este último, se produce si el petróleo contiene cantidades significativa de azufre, como es común en los petróleos pesados, o también, si la roca contienen mineral de pirita. Adicionalmente, el oxígeno (O<sub>2</sub>) no consumido en las reacciones de combustión,<sup>3</sup> también puede generar problemas de corrosión.

---

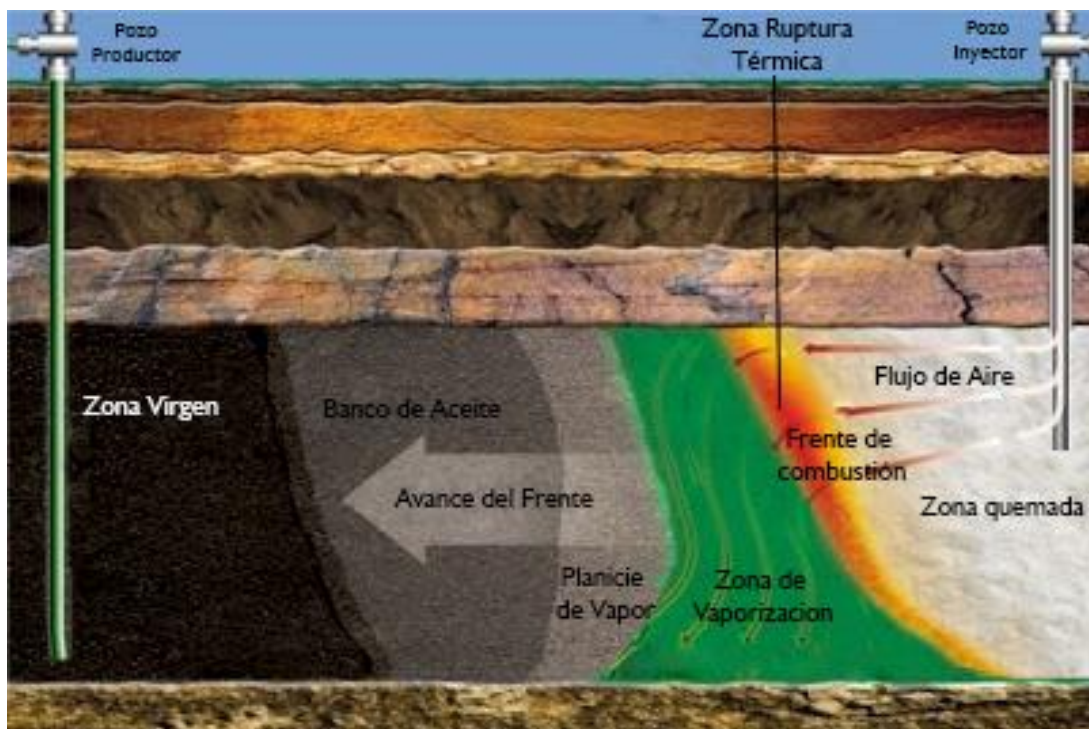
<sup>1</sup> METWALLY, M. (1991, January 1). Recovery Mechanisms: Fireflooding a High-Gravity Crude in a Waterflooded Sandstone Reservoir; Countess Field, Alberta. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21536-MS

<sup>2</sup> WILLIAMS, R. L., JONES, J. A., & COUNIHAN, T. M. (1987, January 1). Expansion of a Successful In-Situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16873-MS

<sup>3</sup> PEBDANI, F. N., LONGORIA, R., WILKERSON, D. N., & VENKATESAN, V. N. (1988, January 1). Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas, Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18072-MS

En un proceso de inyección de aire en modo combustión directa, después de la ignición, el frente de combustión generado, avanza desde el pozo inyector hacia los pozos productores. Entonces varias zonas bien diferenciadas se desarrollan en el yacimiento (Figura 1). Estas zonas son el resultado de la transferencia de masa y de calor, así como también, de las reacciones químicas que ocurren en el proceso<sup>4</sup>. Las diferentes zonas formadas en el yacimiento se caracterizan por su temperatura en orden creciente, desde la zona virgen donde la temperatura es la original del yacimiento, pasando por las zonas de banco de aceite, planicie de vapor, zona de vaporización y ruptura térmica, hasta el frente de combustión cuya temperatura oscila entre 350-650 °C.<sup>5</sup>

**Figura 1. Zonas térmicas en un proceso de inyección de aire.**



**Fuente:** Modificado de <https://www.investingdaily.com/11703/anyone-for-thai/>

<sup>4</sup> BURGER, J., P. SOURIEAU, M. COMBARNOUS. 1986. Thermal methods of oil recovery. 248-249.

<sup>5</sup> FASSIHI, M. R., BRIGHAM, W. E., Stanford University., & United States. (1982). "Analysis of fuel oxidation in in-situ combustion oil recovery". Oakland, Calif: San Francisco Operations Office, Dept. of Energy.

Una vez se ha producido la totalidad del petróleo de la zona virgen, los pozos productores experimentarán un aumento progresivo en la temperatura (Etapa de producción en caliente), correspondiente a la transición entre la zona virgen y el banco de aceite que encuentra a una temperatura entre 100-300 °C. La producción justo delante de esta zona es importante, debido a la alta saturación de petróleo, y a la mejor calidad del mismo, derivada de la acumulación de compuestos livianos de los procesos de destilación y rompimiento térmico del petróleo, llevados a cabo aguas arriba.

Teniendo presente la forma como se desarrolla un proceso de inyección de aire, es necesario contar con un sistema de levantamiento que resista temperaturas tan altas como las encontradas en la planicie de vapor, para producir una zona altamente saturada de petróleo de mejor calidad, justo delante la planicie de vapor. Por lo tanto, la temperatura se convierte en una variable crítica en la selección del sistema de levantamiento artificial. Una aproximación de la temperatura en la planicie de vapor, se puede estimar con las tablas de equilibrio líquido-vapor, considerando la presión del yacimiento y el equilibrio líquido-vapor que sucede en la zona.

En un proceso de inyección de aire, durante el desplazamiento de los fluidos a los pozos productores, es posible que la temperatura que se alcance a lo largo de la longitud de estos pozos no sea uniforme, debido a la heterogeneidad del yacimiento, que genera diferentes velocidades del frente de combustión a lo ancho del espesor de la zona productora; esta condición se puede evidenciar en el proyecto de combustión in situ del campo Suplacu de Barcau en Rumania<sup>6</sup>, donde el monitoreo en uno de los pozos productores, mostraron un perfil de temperatura

---

<sup>6</sup> GADELLE, C.P., BURGER, J.G., BARDON, C.P., MACHEDON, V., CARCOANA, A., & PETCOVICI, V. (1981). Heavy-oil recovery by in-situ combustion - two field cases in Rumania. J. Pet. Technol.; (United States), 33:11.

con una temperatura mínima de 180 °C en cabeza de pozo y una temperatura máxima de 650°C a los 46 metros de profundidad.

Otra consideración que se debe tener en cuenta en la selección de un sistema de levantamiento artificial para un proceso de inyección de aire es la producción de arenas, finos y sales que puede causar daños por erosión del material, incrustaciones entre otras.<sup>7</sup>

## 1.1 BOMBEO MECÁNICO (BM)

Los sistemas de bombeo mecánico son los sistemas de levantamiento artificial más antiguos y más utilizados en los pozos petroleros. Cerca de un 71% del total de pozos (832.000 unidades)<sup>8</sup> a nivel mundial, con algún tipo de sistemas de levantamiento artificial, son operados con bombeo mecánico.

De acuerdo a la revisión bibliográfica, el sistema de levantamiento por bombeo mecánico, es también, el más utilizado en procesos de inyección de aire.<sup>9,10,11</sup> Este método de levantamiento puede manejar altas temperaturas en fondo de pozo, sin embargo, presentan limitaciones de aplicación en procesos de inyección de aire, debido a las altas tasas de inyección y producción de gases, lo cual causa problemas de ineficiencia,<sup>9</sup> y bloqueo en las bombas,<sup>10,11</sup> debido al gran volumen de gas libre que debe manejar la bomba.

---

<sup>7</sup> CHEIH, C. (1982, January 1). State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects (includes associated papers 10901 and 10918 ). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9772-PA

<sup>8</sup> World Oil 2000, citado por LEA, J. Artificial Lift Trends (F.A)

<sup>9</sup> BHATIA, A.K. and SINGH, DALJIT. (1998). Reservoir Management of Heavy Oil Reservoirs of North Gujarat, India. Petrotech-1998, New Delhi, India

<sup>10</sup> SUPRONOVICH, P., BLAND, L. H. R., & ALI, S. M. F. (1981, January 1). Design And Operation Of The Murphy Silverdale Wet In Situ Combustion Pilot. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/81-32-30

<sup>11</sup> LANGLEY, M. A. (1985, January 1). Insitu Combustion Experiences, Husky Oil Operations. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/SS-85-08

## 1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

En la literatura técnica son pocos los casos reportados sobre la aplicación de sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible a procesos de inyección de aire. En el año 1983 en el campo Esperson<sup>12</sup> Dome de Texas –EEUU, se reportó el uso de bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento, con inconvenientes de corrosión por presencia de oxígeno en los gases de combustión. En cuanto la temperatura, el límite de operación los sistemas convencionales BES es de 149°C<sup>13</sup>, mucho menor a las temperaturas encontradas en los procesos de inyección de aire. No obstante, debido a la expansión de los procesos de recobro térmicos por inyección de vapor (continua, cíclica y SAGD), las compañías proveedoras de tecnologías de levantamiento han realizado esfuerzos encaminados a desarrollar sistemas de levantamiento que permiten operar a temperaturas de fondo de pozo superiores que las encontradas en los procesos de inyección de vapor,<sup>13</sup> esto es entre 160-250 °C.<sup>14,15</sup>

## 1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

En cuanto a los sistemas de levantamiento por medio de cavidades progresivas-BCP, Unserbach et. al, 2010<sup>16</sup> quienes han estudiado el proceso de inyección de

---

<sup>12</sup> PEBDANI, F. N., LONGORIA, R., WILKERSON, D. N., & VENKATESAN, V. N. (1988, January 1). Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas,. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18072-MS

<sup>13</sup> GAVIRIA, F., SANTOS, E., RIVAS, O., & LUY, Y. (2007, January 1). Pushing the Boundaries of Artificial Lift Applications: SAGD ESP Installations at Suncor Energy, Canada. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/110103-MS

<sup>14</sup> ISSA, M., FLEMING, J., & WONITOY, K. (2011, January 1). Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/150646-MS

<sup>15</sup> MEDINA, M., TORRES, C. E., SANCHEZ, J., BOIDA, L., LEON, A. J., JONES, J. A., & YICON, C. (2012, January 1). Real-Time Downhole Monitoring of Electrical Submersible Pumps Rated to 250 degree C Using Fiber Optic Sensors: Case Study and Data Value in the Leismer SAGD Project. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/153984-MS

<sup>16</sup> URSENBACH, M. G., MOORE, R. G., & MEHTA, S. A. (2010, January 1). Air Injection in Heavy Oil Reservoirs - A Process Whose Time Has Come (Again). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/132487-PA

aire por más de tres décadas, comentan que el desarrollo de las BCP puede contribuir al éxito de los nuevos proyectos de inyección de aire en petróleos pesados, porque permite manejar de mejor manera a este tipo de crudos.

Al igual que lo sucedido con los sistema de levantamiento BES, la expansión de los proyectos de inyección de vapor (continuo, cíclico y SAGD) ha impulsado a los desarrolladores de tecnologías BCP a ampliar el intervalo de temperaturas de operación de estos sistemas. PCM en asociación con TOTAL y KUDU industries Inc. desarrollaron un sistema metal-metal,<sup>17,18</sup> el cual se diferencia de los sistemas BCP convencionales en que el estator en este caso, está construido de metal y no de un elastómero.

Los sistemas BCP metal-metal pueden operar a temperaturas tan altas como los 350°C, con la ventaja adicional de una alta resistencia a los ataques químicos por compuestos aromáticos y gases ácidos como el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Así como también, ataque por sólidos abrasivos. Otro avance en los sistemas BCP fue el desarrollo de un elastómero para estator, basado en caucho florado que resiste temperaturas tan altas como los 210°C.<sup>19</sup>

#### **1.4 BOMBEO NEUMÁTICO (Gas lift-GL)**

La aplicación de los sistemas de bombeo neumático (gas lift) en procesos inyección de aire de crudos pesados es muy escasa. En la revisión bibliográfica de este estudio, se encontraron únicamente dos proyectos que reportaron el uso de

---

<sup>17</sup> ARYSTANBAY, R., BAE, W., NGUYEN, H. X., RYOU, S., LEE, W., & JANG, T. (2011, January 1). Successful Application of Metal PCP Rechnology to Maximize Oil Recovery in SAGD Process. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/149944-MS

<sup>18</sup> WU, B., & LI, X. (2010, January 1). The Special Successful PCP Applications in Heavy Oilfield. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/136817-MS

<sup>19</sup> ZHANG, S.; ZHONG, L.; SONG, F.; LANG, B.; WU F.; LUO, E.: Producing Heavy Oil by Thermal Progressive Cavity Pumps in Steam Stimulation Process. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana.

gas lift como sistemas de levantamiento artificial: uno ubicado en el campo West Hackberry<sup>20</sup> en Louisiana-EEUU que inició operaciones en septiembre de 1993, y el otro en el campo Bibeni<sup>21</sup>, formación Helvetian en Rumania, iniciado en el año 1977.

Ambos campos producen petróleo término medio (aprox. 33 API). Sin embargo, entre un yacimiento y otro existen características diferentes. Mientras el yacimiento West Hackberry correspondía a un yacimiento profundo y presurizado (8250 pies y 2900 PSI), el yacimiento Bibeni es somero y se encontraba depletado (3280 pies, 290 PSI). Durante el desarrollo del proceso en el campo Bibeni se reportaron severos problemas de corrosión en los equipos de fondo.

Una forma alternativa para implementar un sistema de levantamiento por gas lift, en los pozos de un proceso de inyección de aire en un yacimiento de petróleo pesado, es utilizando los gases de combustión como gas de inyección. Esta opción tiene ventajas económicas y ambientales. Sin embargo, algunos investigadores creen que la aplicación de este tipo de sistemas a la producción de petróleo pesados (como se requiere en la etapa en frío del proceso de inyección de aire), resulta ineficiente debido a la resistencia del crudo a fluir por su alta viscosidad<sup>22</sup> o la poca miscibilidad del gas con el petróleo en el punto de inyección.<sup>23</sup>

---

<sup>20</sup> West Hackberry Tertiary Project. Quarterly technical progress report, July 1--September 30, 1995. United States. UNT Digital Library.

<http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc618905/>. Accessed December 7, 2016.

<sup>21</sup> CARCOANA, A. N., MACHEDON, V. C., PANTAZI, I. G., PETCOVICI, V. C., & TURTA, A. T. (1983, January 1). SP 8 In-Situ Combustion & end ash; An Effective Method to Enhance Oil Recovery in Romania. World Petroleum Congress.

<sup>22</sup> TAHERI, A. AND HOOSHMANKOOCHI, A., Optimum selection of artificial-lift system for Iranian heavy-oil fields, Proc. Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska, 2006, paper SPE 99912.

<sup>23</sup> HERNANDEZ RODRIGUEZ, O. M. Y ALEX ROGER ALMEIDA COLMANETTI, A. R.: Effect of the water fraction on the gas-lift efficiency applied in the artificial lift of heavy oil. (São Paulo, May 31, 2013). Universidade de São Paulo (USP). Escola de Engenharia de São Carlos. 12/04557-7

Para mejorar la eficiencia del sistema gas lift en crudos pesados, se ha propuesto calentar el gas antes de inyectarlo a la columna de petróleo pesado<sup>24</sup> con lo cual se logra reducir la viscosidad del crudo por aumento de temperatura, mejorando su movilidad y miscibilidad con el gas.<sup>23</sup> Otra estrategia, aplicada masivamente en la franja del Orinoco en Venezuela, es diluir en crudo pesado con un solvente liviano y posteriormente inyectar el gas de levantamiento.<sup>25,26</sup> La disolución del crudo pesado con el solvente reduce la viscosidad y mejora la miscibilidad del gas en el petróleo. Además, en un proceso de inyección de aire el diluyente puede servir para suministrar los químicos funcionales como son: rompedores de emulsión, anticorrosivos, secuestradores de oxígeno entre otros.

Un caso especial para la aplicación del gas lift se presenta cuando las condiciones en el punto de inyección del gas, hacen que el petróleo pesado sea ligeramente viscoso (alta temperatura en fondo de pozo, o dilución), como sucede en la etapa de producción en caliente de un proceso de inyección de aire, en esta condición es posible aplicar levantamiento por bombeo neumático. Sin embargo, la expansión del gas, reduce la temperatura en las cercanías del punto de inyección, aumentando la viscosidad del petróleo, o si el yacimiento es muy profundo las pérdidas de calor del crudo fluyendo por la tubería de producción reducirían la temperatura y aumentarían la viscosidad del crudo dificultando su flujo a superficie.

---

<sup>24</sup> MARFISSI, S. Y LUJAN, A. (09 de Agosto de 2011). Inyección de Gas Caliente como Sistema de Levantamiento Artificial para Producción de Crudos Pesados en la Faja del Orinoco. PDVSA E&P

<sup>25</sup> BRITO, F. J., GARCIA, L., & BROWN, J. C. (2010, January 1). Use of Natural Gas as a Driving Force in a Diluent-Gas Artificial-Lift System Applied to Heavy Oils. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/139105-MS

<sup>26</sup> BLANN, J. R., GARCIA, R., GUARAMATA, F., & LOZANO, P. (1999, January 1). Advances in Heavy Oil Lifting in the Morichal Area of Venezuela. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/52211-MS

## 1.5 BOMBEO HIDRÁULICO (BH)

Los sistemas BH consisten en una bomba en subsuelo accionada por un líquido de alta presión que es bombeado desde la superficie. Existen al menos tres tipos de bombas hidráulicas de subsuelo:

- Bomba de pistones recíproca, en la cual un lado es accionado por el fluido impulsor (inyectado) mientras que el otro lado bombea los fluidos producidos a la superficie.
- Bomba de propulsión a chorro (JET), donde el fluido impulsor (inyectado) pasa a través de una combinación de boquilla-garganta venturi, mezclándose con fluidos producidos y por el efecto venturi crea una alta presión en el lado de descarga de la bomba.
- Turbina en fondo de pozo accionada hidráulicamente (HSP), donde el motor impulsor en fondo de pozo es una turbina, conectada a la sección impulsora de la bomba que impulsa el fluido.

El sistema de bombeo hidráulico cobra importancia para condiciones donde otros sistemas no son apropiados (yacimientos profundos, fluidos viscosos y agresivos, producción de arena entre otros). Sin embargo, no se encontró reportes de la aplicación del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico en procesos de recobro por inyección de aire. En la literatura se presentan estos sistemas como muy apropiado para la producción en frío de crudos pesados<sup>27,28,29</sup> sobre todo para yacimientos profundos (>3000 metros).<sup>30</sup>

---

<sup>27</sup> CHEN, S., LI, H., YANG, D., ZHANG, Q., & HE, J. (2008, January 1). Reduction of Light Oil Usage as Power Fluid for Jet Pumping in Deep-Heavy-Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/117522-MS

<sup>28</sup> CHEN, S., YANG, D., ZHANG, Q., & HE, J. (2010, January 1). Parametric Design and Application of Jet Pumping in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/131634-MS

De acuerdo a lo anterior, el sistema de BH podría aplicarse en todo el intervalo de producción del proceso, desde la etapa en frío hasta la etapa en caliente, si la selección de la metalurgia ha sido la adecuada para condiciones de trabajo a altas temperaturas y en presencia de fluidos corrosivos. En la primera etapa, donde es necesario producir el petróleo a condiciones similares a las originales (alta viscosidad y densidad) el sistema BH es conveniente. Al igual que en la segunda etapa, cuando la temperatura en los alrededores y en los propios pozos productores ha aumentado, y la viscosidad del petróleo pesado se ha reducido, el sistema de levantamiento BH seguir operando.

Además, gracias a que el sistema hidráulico tipo jet hace uso de un fluido de inyección en fondo de pozo, este mismo sistema puede servir como mecanismo para el transporte de químicos (controladores de corrosión o de emulsiones) o como medio de refrigeración del pozo productor en el caso que las condiciones de temperatura superen las condiciones de diseño del pozo.

---

<sup>29</sup> SHEN, J., WU, X., & WANG, J. (2010, January 1). Application of Composite Jet-Rod Pumping System in a Deep Heavy-Oil Field in Tarim China. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134068-MS

<sup>30</sup> CHRIST, F.C. AND PETRIE, H.L. 1986. Obtaining Low Bottomhole Pressures in Deep Wells With Hydraulic Jet Pumps. Presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, Montana, 19-20 May. SPE-15177

## 2. CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO CON BASE EN LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE

Cuando la estrategia de producción de un campo petrolero cambia, por la implementación de un método de recobro mejorado, es necesario reevaluar si los sistemas de levantamiento artificial actuales, son lo suficientemente flexible para manejar las nuevas condiciones de producción. Generalmente, este requerimiento no se cumple, cuando se implementan métodos de recobro térmico, como la inyección de aire, que impactan fuertemente las variables de producción (altas temperaturas, alta producción de gas libre, fluidos corrosivos, entre otras). Es así, que en el desarrollo de la ingeniería del proceso, se debe considerar la selección de un sistema de levantamiento apropiado para los pozos involucrados en el proceso.

El desarrollo de la ingeniería de un proceso de inyección de aire, y por lo tanto, la selección del sistema de levantamiento artificial, necesita cumplir una serie de requerimientos de diseño.<sup>31</sup> En el caso particular de un proceso de inyección de aire, una parte importante de estos criterios corresponden a los parámetros de desempeño, que a escala de campo predicen el comportamiento del proceso.<sup>32</sup> Los parámetros de desempeño pueden ser calculados a partir de metodologías experimentales,<sup>33,34</sup> analíticas<sup>35</sup> y numéricas.<sup>36</sup> Algunos de estos parámetros

---

<sup>31</sup> LEA, J. F., & NICKENS, H. V. (1999, January 1). Selection of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/52157-MS

<sup>32</sup> SARATHI, P. 1999. In-Situ Combustion Handbook Principles And Practices. Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3175 (January)

<sup>33</sup> GUTIERREZ, D., SKOREYKO, F., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., & URSENBACH, M. G. (2009, April 1). The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/09-04-23-DA

<sup>34</sup> BOTTIA, H., ÁLVAREZ, C.A., NARANJO, C., ORDOÑEZ, A., GADELLE, C., BELGRAVE, J.D.M. (22 - 25 de Noviembre de 2011). Metodología experimental para la evaluación del proceso de inyección de aire como tecnología de recobro mejorado. XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia

son<sup>32,37</sup> el combustible depositado (o el contenido de combustible), el requerimiento de aire, la tasa de inyección de aire, la tasa de producción de fluidos (petróleo, gas y agua), la presión de inyección de aire entre otros.

El combustible depositado por unidad de volumen de roca de formación, es uno de los parámetros más importantes para el diseño de un proceso de inyección de aire<sup>38</sup>. Este combustible, algunas veces llamado coque<sup>39</sup>, es un material sólido rico en carbono y deficiente en hidrógeno, que se produce principalmente por el rompimiento térmico de las moléculas de los hidrocarburos que constituyen el petróleo. La fracción de coque depositada puede aumentar si existe una oxidación previa del petróleo,<sup>40</sup> a baja temperatura (100-300 °C), por medio de reacciones denominadas LTO (por su sigla en inglés, Low Temperature Oxidation).

Las reacciones LTO son reacciones de adición de oxígeno,<sup>41</sup> que cobran importancia cuando el proceso de inyección de aire es ineficiente,<sup>42</sup> por deficiencia o exceso de inyección de aire, baja reactividad del crudo o canalización del aire inyectado. Las reacciones LTO, también producen compuestos oxigenados que son corrosivos, y aumentan la viscosidad y la densidad del petróleo, reduciendo su

---

<sup>35</sup> Nelson, T.W. and McNeil, J.S. 1961. How to Engineer an In-Situ Combustion Project. Oil & Gas J. 59: 58-65.

<sup>36</sup> CROOKSTON, R. B., CULHAM, W. E., & CHEN, W. H. (1979, February 1). A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/6724-PA

<sup>37</sup> PRATS M., (1987). Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo”, Ediciones Técnicas Intevep

<sup>38</sup> ALEXANDER, J. D., MARTIN, W. L., & DEW, J. N. (1962, October 1). Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/296-PA

<sup>39</sup> BRIGHAM, W.E. CASTANIER, L.M. Upgrading of crude oil via in situ combustion. Journal of Petroleum Science and Engineering, 39:125-136, 2003.

<sup>40</sup> FREITAG, N. P. (2016, October 1). Chemical-Reaction Mechanisms That Govern Oxidation Rates During In-Situ Combustion and High-Pressure Air Injection. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170162-PA

<sup>41</sup> MOORE, R.G., METHTA, S.A., URSENBACH, M.G., LAURESHEN, C.J. Strategies for successful air injection-based IOR processes, Paper No 1998.235. in: presented at the 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sand. ; 1998 (27–30 October).

<sup>42</sup> FASSIHI, M. R., MEYERS, K. O., & BASLIE, P. F. (1990, November 1). Low-Temperature Oxidation of Viscous Crude Oils. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/15648-PA

calidad; o actúan como tensoactivos formando emulsiones, exigiendo una metalurgia más rigurosa en los materiales de construcción del sistema de levantamiento. Así como también, un mayor esfuerzo de bombeo del sistema de inyección de aire.

La importancia del coque depositado, radica en que establece la magnitud de otro parámetro de desempeño del proceso de inyección de aire, como son: el requerimiento de aire,<sup>32,37</sup> que es la cantidad gas comburente (aire u oxígeno) necesario para quemar una unidad de volumen de formación (sistema crudo/roca), donde se ha depositado el combustible. Este parámetro está estequiométricamente relacionado con el volumen total de gases producidos<sup>43</sup> y por lo tanto, a la tasa de gas libre que debe manejar el sistema de levantamiento artificial, la cual, en un proceso de inyección de aire es alta. Por estequiometría, las moles de aire inyectado es en magnitud similar a la cantidad de gases total producidos.

Otro parámetro relacionado con la quema del combustible, que se debe tener en cuenta para la selección del sistema de levantamiento artificial, es el calor involucrado en la reacción de combustión del proceso de inyección de aire.<sup>44</sup> La razón radica, en que este parámetro, permite cuantificar la temperatura que alcanza la formación, y por lo tanto, la temperatura de los fluidos producidos a los cuales se verá enfrentado el sistema de levantamiento.

Además, la velocidad de quema del combustible es directamente proporcional al avance del frente de combustión, a mayor deposición de combustible menor

---

<sup>43</sup> BENHAM, A.L. AND POETTMAN, F.H. 1958. The Thermal Recovery Process - An Analysis of Laboratory Combustion Data. *Journal of Petroleum Technology* 10 (9): 83–85. SPE-1022-G. <http://dx.doi.org/10.2118/1022-G>.

<sup>44</sup> KOVSCEK, ANTHONY R., BRIGHAM, WILLIAM E., & CASTANIER, LOUIS M. (Sep 2001). Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms, SUPRI TR-127 ANNUAL (DOE/BC--15311-8). United States

velocidad del frente de combustión, dicho frente es el encargado de desplazar los fluidos a los pozos productores (efecto buldócer).<sup>45</sup> Este parámetro es importante para establecer la capacidad de bombeo del sistema de levantamiento artificial.

En resumen la estimación de los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire son importantes para la selección del sistema de levantamiento artificial para los pozos de un campo operado por este método de recobro, porque hacen parte del conjunto de criterios de selección.

## **2.1 METODOLOGIAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE**

Para el desarrollo de la ingeniería de un proyecto de inyección de aire se han propuesto y utilizado diferentes metodologías: experimentales (de laboratorio)<sup>38,46,47</sup> analíticas,<sup>48</sup> y numéricas.<sup>47</sup> Estas últimas con un gran potencial por el detalle de la información que pueden entregar. Sin embargo, la calidad de los resultados depende en gran parte de la definición previa de un modelo cinético que prediga con certeza el comportamiento reactivo del sistema petróleo-roca del yacimiento bajo estudio, lo cual sigue siendo hoy en día un desafío<sup>49</sup>, a pesar del gran esfuerzo investigativo que se ha realizado en el tema durante los últimos treinta años.

---

<sup>45</sup> MONTES, A. R., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G., & GUTIERREZ, D. (2008, January 1). Is High-Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2008-180

<sup>46</sup> SHOWALTER, W. E. (1963, March 1). Combustion-Drive Tests. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/456-PA

<sup>47</sup> GUTIÉRREZ, D., MOORE, R. G., URSENBACH, M. G., & MEHTA, S. A. (2012, July 1). The ABCs of In-Situ-Combustion Simulations: From Laboratory Experiments to Field Scale. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/148754-PA

<sup>48</sup> THOMAS, G. W. (1963, October 1). A Study of Forward Combustion in a Radial System Bounded by Permeable Media. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/681-PA

<sup>49</sup> GUTIERREZ, D., SKOREYKO, F., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., & URSENBACH, M. G. (2009, April 1). The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/09-04-23-DA

Las metodologías experimentales de laboratorio para evaluar procesos de inyección de aire, contemplan pruebas realizadas en modelos físicos,<sup>4,7</sup> donde se simula el proceso a escala reducida, estos modelos pueden representar una o tres dimensiones. Los modelos físicos en una dimensión son llamados tubos de combustión,<sup>50</sup> mientras los correspondientes a tres dimensiones se denominan celdas de combustión 3D.<sup>51</sup>

Las pruebas para la estimación de los parámetros de desempeño de un proceso de inyección de aire, presentan cierto grado de complejidad. No obstante, las pruebas de tubo de combustión son las más utilizadas por ser menos complejas. Sin embargo, los resultados de los parámetros de combustión medidos en pruebas de tubo, no son directamente escalables a campo, debido entre algunas limitaciones, a que la prueba únicamente consideran la región afectada directamente por el frente de combustión, y no tiene en cuenta la eficiencia de barrido,<sup>52,53</sup> y las heterogeneidades del yacimiento que afectan los fenómenos hidrodinámicos.

Otra limitación de las pruebas de tubo, se debe a los materiales de los cuales está construido (metales), y a sus dimensiones reducidas (área de pérdidas de calor/volumen de generación de calor), en comparación con un yacimiento real,<sup>54</sup> que hacen que las pérdidas de calor sean mucho mayores en este equipo que en

---

<sup>50</sup> BELGRAVE, J.D.M. An Experimental and Numerical Investigation of In-situ Combustion Tube Tests (1987). University of Calgary, Department of Chemical and Petroleum Engineering

<sup>51</sup> GREAVES, M., AL-SHAMALI, O., 1996. In situ combustion (ISC) process using horizontal wells. J. Can. Petrol. Technol. 35 (4), 49–55

<sup>52</sup> BAGCI, S., & SHAMSUL, A. (1999, December 1). A Comparison of Dry Forward Combustion With Diverse Well Configurations In a 3D Physical Model Using Medium And Low Gravity Crudes. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/99-13-36

<sup>53</sup> KOVSCEK, ANTHONY R. & CASTANIER, LOUIS M. Heavy and Thermal Oil Recovery. Production Mechanisms.. United States. UNT Digital Library. <http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc787370/>. Accessed December 8, 2016.

<sup>54</sup> JOHN D.M. BELGRAVE, R. Gordon Moore, Douglas W. Bennion, The thermal behavior of vertically-operated near-adiabatic in-situ combustion tubes, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 5, Issue 1, 1990, Pages 51-65, ISSN 0920-4105, [http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105\(90\)90005-N](http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(90)90005-N)

un yacimiento sometido a inyección de aire. Esto implica que el flujo de aire requerido para mantener un frente de combustión estable (sin extinción) en una prueba de tubo de combustión, sea mucho mayor de la requerida por un proceso real en campo,<sup>55</sup> haciendo que este parámetro no sea escalable directamente, requiriéndose un procedimiento matemático para escalar los resultados de las de estas pruebas de laboratorio a campo. Estos procedimientos pueden ser las metodologías analíticas o numéricas.

A pesar de las limitaciones de las pruebas de tubo de combustión, estas son útiles para estudiar los procesos de inyección de aire a partir de los productos de las reacciones de oxidación y combustión, gracias a que en estas pruebas se utiliza los mismos componentes de un yacimiento (petróleo y roca) bajo estudio. Esta similitud química, permite por ejemplo, cuantificar el coque depositado por unidad de volumen roca quemada en el reactor a partir de los gases de combustión, este parámetro es similar al encontrado en proceso de campo.<sup>56</sup> A sí mismo, las características de los fluidos obtenidos (crudo y gases), también son cercanos a los producidos en campo. Esta información es relevante para la selección de los procesos para tratamiento de los fluidos, y la sección de los materiales de los equipos de subsuelo (sistema de levantamiento artificial) y facilidades de superficie.

Las metodologías para la evaluación y diseño de un proceso de inyección de aire, más referenciadas en el estado del arte, por su sencillez y aceptables predicciones, son las basadas en modelos analíticos. Ejemplos de estas metodologías son las propuestas por Chu (1982),<sup>7</sup> Nelson and McNeil (1961),<sup>57</sup>

---

<sup>55</sup> DIETZ, D. N., & WEIJDEMA, J. (1968, April 1). Wet and Partially Quenched Combustion. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1899-PA

<sup>56</sup> PENBERTHY, W. L., & RAMEY, H. J. (1966, June 1). Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1290-PA

<sup>57</sup> NELSON, T., W. AND MC NIEL. J.S., JR.: " How to engineer an in – situ combustión project ". oil and Gas Jour. (1961) 59, No. 23.58.

Gates y Ramey (1980),<sup>58</sup> Satman y Brigham (1980),<sup>59</sup> entre otras. Todas basadas en correlaciones ajustadas a partir de información obtenida en laboratorios y/o procesos de inyección de aire campo.

A partir de la información de proyectos de campo, Chu (1982)<sup>7</sup> propuso tres correlaciones que pueden utilizarse para el pre-diseño de un proyecto de inyección de aire. Estas correlaciones están en función de las propiedades del yacimiento, y pueden utilizarse para estimar algunos parámetros de desempeño del proceso como el combustible depositado, el requerimiento de aire y la relación aire inyectado/petróleo producido. La metodología de Satman y Brigham (1980)<sup>59</sup> predice el recobro de crudo en un campo a partir de una correlación de producción-inyección ajustada de la información de 12 proyectos de combustión seca. Mientras que la correlaciones de Gate and Ramey se basan en la información del proyecto Mobil's South Belridge de California.<sup>60</sup>

Por otro lado, la metodología propuesta por Nelson y McNeil (1961),<sup>57</sup> requiere de los resultados de las pruebas de tubo de combustión, donde se evalúa un sistema crudo/roca representativo del yacimiento bajo estudio. Obteniéndose un conjunto de parámetros de combustión, entre estos el coque depositado por unidad de volumen de roca, el cual se escala a nivel de campo, multiplicando el valor por la relación de las densidades aparentes del yacimiento y de la mezcla petróleo-roca cargada al tubo de combustión. Gracias a su facilidad de aplicación, aceptables predicciones, y a que se cuenta con la información de laboratorio requerida por esta metodología de Nelson y McNeil. Esta fue seleccionada en el presente

---

<sup>58</sup> GATES, C.F AND RAMEY .H.J .JR: "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment." J,Pet Tech .(Oct1958)236-44; Trans .,AIME.213

<sup>59</sup> BRIGHAM, W. E., SATMAN, A., & SOLIMAN, M. Y. (1980, December 1). Recovery Correlations for In-Situ Combustion Field Projects and Application to Combustion Pilots. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/7130-PA

<sup>60</sup> RAMEY, H. J., STAMP, V. W., PEBDANI, F. N., & MALLINSON, J. E. (1992, January 1). Case History of South Belridge, California, In-Situ Combustion Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24200-MS

estudio para estimar los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo pesado colombiano.

Sin embargo la metodología de Nelson and McNeil no puede ser aplicada directamente al yacimiento seleccionado, puesto que esta metodología está limitada a yacimiento con espesor entre 20-30 pies, y el yacimiento bajo estudio posee un espesor promedio de 150 pies, por lo tanto, fue necesario realizar algunas modificaciones a la metodología original para que fuese aplicable a nuestro yacimiento. Las modificaciones a la metodología de Nelson and McNeil y los resultados obtenidos, se presentan en detalle en las siguientes secciones.

## **2.2 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO**

Se propuso un modificación de la metodología de Nelson and McNeil<sup>57</sup> para estimar los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire, requeridos como criterios de selección del sistema de levantamiento para los pozos productores influenciados por el proceso de inyección de aire en el campo de petróleo pesado colombiano Chichimene T-2. Se tomó como base la metodología Nelson and McNeil, por su facilidad de aplicación y sus razonables predicciones. Además, la información experimental requerida para la aplicación de la metodología de Nelson and McNeil, para el yacimiento en estudio, se encuentran disponibles en la literatura técnica.<sup>61,62,63</sup>

---

<sup>61</sup> ORDOÑEZ, A., BELGRAVE, J. D. M., FERNÁNDEZ, F., COMAS, J. C., LOBO, A., & BOTTIA RAMÍREZ, H. (2012, January 1). "ECO-GSAI-Gravity Stable Air Injection" Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be implemented in Chichimene Field – Colombia". Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154255-MS

<sup>62</sup> YATTE, F. C., BOTTIA RAMÍREZ, H., MUÑOZ NAVARRO, S. F., & OLIVEROS, L. R. (2013, June 11). Design Parameters And Technique Evaluation Of Combustion Processes From Tube Testing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165458-MS

<sup>63</sup> RODRÍGUEZ, E., ORDOÑEZ, A., COMAS, J.C., BELGRAVE, J., ÁLVAREZ, C. A. (22 - 25 de November de 2011). "Superando los Retos en el Modelamiento Numérico de Procesos de Combustión In Situ en Yacimientos de Crudo Pesado". XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia

Los parámetros de desempeño que se pueden estimar por medio de la metodología de Nelson and MacNeil,<sup>57</sup> son los siguientes:

- Requerimiento total de aire para el proyecto
- Tasa de inyección de aire
- Petróleo total recuperado
- Tasa de producción de petróleo

Debido a que las pruebas de tubo de combustión no consideran la eficiencia de barrido, por ser un modelo físico unidimensional, para escalar los parámetros de combustión experimenta obtenidos en estas pruebas, Nelson and MacNeil, proponen un factor de flujo ( $i_D$ ) asociado a una eficiencia de barrido. Los autores determinaron diferentes eficiencias de barrido para distintos factores de flujo ( $i_D$ ), tomando un patrón de flujo de inyección producción de 5 puntos invertidos. De esta forma, encontraron que la máxima eficiencia de barrido que se puede alcanzar es de 62.6% cuando el factor de flujo ( $i_D$ ) alcanza un valor muy alto (tiende a infinito).

De acuerdo a lo anterior, la eficiencia que se debe seleccionar para el diseño de un proceso de inyección de aire debe ser un poco menor a la máxima que se puede lograr (62.6%). Generalmente se toma un valor de 55% que corresponde a un factor de flujo ( $i_D$ ) = 4.77. A partir del factor de flujo ( $i_D$ ) seleccionado es posible determinar la tasa de inyección de aire para el proceso, tomando como consideración adicional, que el flux de aire ( $u_{min}$ ) debe ser el apropiado para mantener una velocidad del frente de combustión en el intervalo de 0.125-0.5 pies/día. Entre este intervalo se encuentran las velocidades típicas en los procesos de inyección de aire en campo.

Entonces  $u_{min}$  está dada por:

$$u_{min} = A \cdot v \quad (3)$$

Donde,

A: es el aire inyectado por pies cubico de yacimiento quemado. Este valor es determinado de la prueba de tubo de combustión.

v: es la velocidad del frente de combustión.

Entonces la tasa de inyección de aire puede estimar con la siguiente correlación.

$$\text{Tasa de aire} \left( \frac{\text{pies}^3 \text{estandar}}{\text{dia}} \right) = i_D \cdot u_{min} \cdot a \cdot h \quad (4)$$

En la correlación a y h representan la distancia entre los pozos inyector y productor, y el espesor de la formación respectivamente. A partir del parámetro tasa de inyección de aire, mediante procedimientos matemáticos, se pueden estimar otros parámetros como se indica en el procedimiento metodológico.

La metodología de Nelson and McNeil, no es aplicable de forma convencional al yacimiento Chichimene, formación T-2, debido al gran espesor de este yacimiento, 140 pies en promedio y hasta 250 pies en algunas localizaciones (Tabla 1). Si se inyectara el aire necesario para cubrir el área definida por este gran espesor, se presentaría un marcado fenómeno de segregación gravitacional, haciendo que el aire migre hacia la parte alta de la formación (override), lo cual implica una baja eficiencia de barrido vertical, y una reducida eficiencia del proceso.

Al respecto, del fenómeno de segregación gravitacional en procesos de inyección de aire, Sarathi<sup>32</sup> 1999, comenta que el espesor de la arena productora es uno de los parámetros más importantes para el proceso de inyección de aire (combustión

in situ). Las grandes diferencias entre la densidad del aire y los líquidos del yacimiento, hacen que el aire tienda a evitar la columna de petróleo y por consiguiente no contactar parte de la arena saturada con petróleo, si el yacimiento excede un espesor crítico (50 pies)<sup>32</sup>.

En una arena productora delgada, el fenómeno de segregación gravitacional tiende a ser menor, con un desplazamiento del frente de combustión más uniforme y vertical. En un yacimiento de petróleo pesado y delgado, la transferencia rápida de calor al fondo de la arena, permite el avance del frente de combustión más rápidamente en la parte inferior, de lo que sería posible en una arena gruesa. Sin embargo, si la arena es demasiado delgada, las pérdidas de calor por las fronteras del yacimiento, pueden bajar la temperatura aun nivel mínimo, y caer en régimen LTO o extinguir el frente de combustión.

Para la implementación de procesos de inyección de aire son preferibles espesores de la arena de por lo menos de cuatro pies y no debe exceder los 50 pies<sup>32</sup>. En cuanto a la aplicación de la metodología de Nelson and McNeil según el espesor del yacimiento, los autores recomiendan esta metodología en yacimientos con espesores entre 20-30 pies<sup>57</sup>. En yacimientos muy delgados o de gran espesor la metodología puede no ser apropiada.

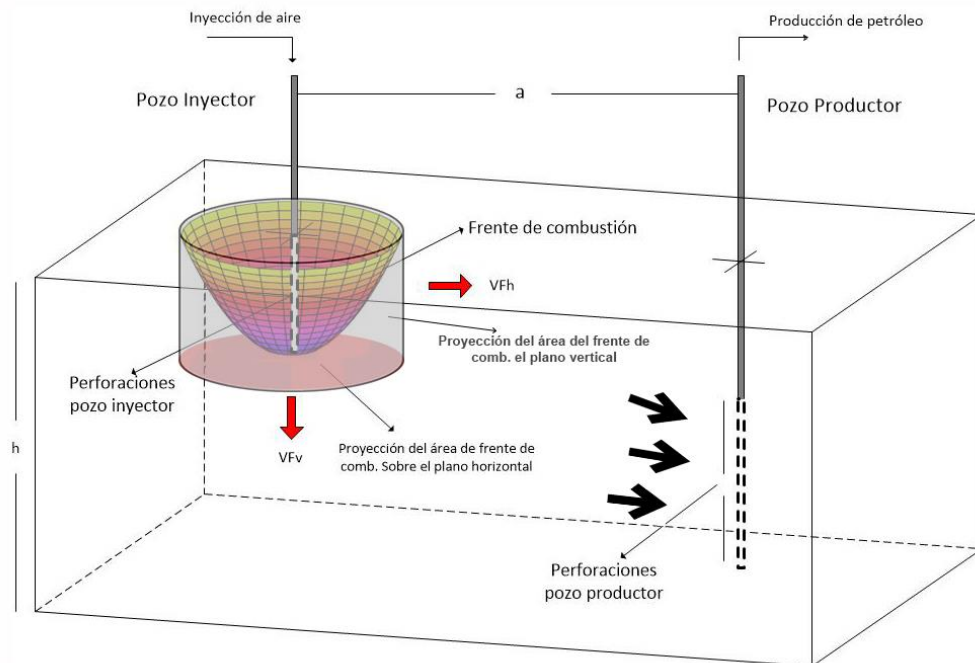
Para sobreponerse a los problemas mencionados en los párrafos anteriores, cuando se aplica el método de recobro mejorado por inyección de aire a un yacimiento de gran espesor como Chichimene T-2. Se recomienda la implementación de una variante del método, conocida como inyección – producción Tope-Fondo (Top-Down)<sup>64</sup>, esta variante se caracteriza por la inyección de aire a través de un pozo inyector completado cerca del tope de la

---

<sup>64</sup> COATES, R., LORIMER, S. & IVORY, J. (1995) "Experimental and numerical Simulations of a Novel Top Down In-Situ Combustion Process". SPE30295 presented in the International Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada, 19-21 June.

formación, y la producción del petróleo en pozos completados en todo el espesor del yacimiento o en la parte baja del mismo, pero que pueden estar perforados en la parte baja de la formación. En la Figura 2, se presenta un esquema de este proceso.

**Figura 2. Esquema del proceso de inyección de aire en modo tope-fondo (Top-Down).**



Como se muestra en la Figura 2, el pozo inyector No se encuentra completado ni perforado a través de todo el espesor de la formación, únicamente en la parte alta. De tal forma que los perforados se extiende desde el límite superior de la formación hasta una profundidad que puede estar alrededor de 50 pies. El cual es el espesor máximo de los yacimientos apropiados para aplicar el método de recobro por inyección de aire, lo cual garantiza que en un inicio de la inyección de aire el frente de combustión se desplace de forma cercanamente vertical.

En un proceso de inyección de aire convencional, donde la inyección de aire se realiza en todo el espesor del yacimiento (o arena productora), después de iniciada la inyección de aire, cuando la ignición ha sucedido, y el frente de

combustión se ha formado, este se desplaza radialmente desde el inyector a los pozos productores, si los efectos de segregación gravitacional son menores y el desplazamiento del frente de combustión es cercanamente vertical, el área total del frente, corresponde al área lateral de un cilindro de radio igual a la distancia recorrida por el frente de combustión.

A diferencia del proceso de inyección de aire convencional, en un proceso Tope-Fondo, cuando el frente de combustión comienza a desplazarse, el área que abarca este frente, puede asumirse estar conformado por dos superficies, una paralela a la dirección de movimiento del frente y la otra perpendicular. Esta consideración se fundamenta, en que el frente no solo se desplaza radialmente sino verticalmente (desde el tope al fondo). En la Figura 2, estas áreas corresponden al área lateral del cilindro y al área de la base inferior del mismo. Entonces, para mantener el proceso en modo de reacción a alta temperatura – HTO (Oxidación a alta temperatura-combustión), es necesario suministrar el suficiente caudal de aire que garantice la cobertura del área total del frente de combustión, lo cual implica el aumento continuo de la tasa de aire conforme aumenta el área del frente, hasta que el área vertical alcance el área descrita por el espesor total del yacimiento.

El anterior análisis únicamente es válido al inicio del proceso de combustión. Posteriormente, la distinción de dos áreas perpendiculares que conforman el frente de combustión desaparece, y este se presenta como una superficie curva continua, quizás abierta en la parte superior debido a que el efecto de segregación gravitacional no está ausente totalmente (ver Figura 2). Cada punto de la superficie del frente de combustión se desplaza una velocidad que tiene componente en los tres ejes. Esta velocidad depende de la permeabilidad y la saturación en el punto analizado, y en general la homogeneidad del frente de combustión depende de la heterogeneidad del yacimiento.

Para simplificar el problema de determinar la forma, y por lo tanto, el área del frente de combustión. Así como también, para estimar la velocidad de propagación del mismo, parámetros que son importantes para determinar el flux de aire, necesario para mantener el frente de combustión y el proceso en modo HTO. Se consideró que la velocidad del frente de combustión posee únicamente dos componentes, un componente radial y un componente vertical. Estas componentes en la Figura 2, se representan por son VFv, y VFh.

El componente radial (VFh) contiene las mismas consideraciones, y por lo tanto, toma los mismos valores que los proponentes de la metodología de Nelson and McNeil asignaron a la velocidad del frente de combustión, esto es entre 0.125 – 0.5 pies/día. Mientras que el valor de la componente vertical (VFv), de acuerdo a nuestro criterio, se estima a partir de los parámetros de combustión, determinados por medio de una prueba de tubo de combustión, realizada con el tubo en posición vertical, con lo cual se logra capturar los efectos de la gravedad en el frente de combustión.

Con esta información de la prueba de tubo de combustión en posición vertical, y aplicando la correlación propuesta por Benham y Poettmann<sup>65</sup> se calcular en valor de VFv. De acuerdo a:

$$VF_v = \frac{1.109 \times 10^{-3} (12+n)}{\left[ \frac{2m+1}{m+1} + \frac{n}{2} \right] C_f} YU \quad . \quad (5)$$

Dónde:

VFv: Velocidad vertical del frente de combustión [pie/día]

U: Flux de aire en el frente de combustión [pie<sup>3</sup> (S)/hora-pie<sup>2</sup>]

Y: Fracción de oxígeno consumido

---

<sup>65</sup> BENHAM, A. & POETTMANN, F., (1958). "The thermal recovery process – an analysis of laboratory combustion data". Petroleum Trans. AIME, vol. 213, pp. 406–408.

Cf: concentración de combustible [Lb/pie3]

n: Relación atómica hidrogeno/carbono

m: Relación molar dióxido/monóxido de carbono en el gas de combustión producido.

Entonces la velocidad del frente de combustión  $v$  en la ecuación (3), está dada por la suma vectorial de las componentes radial y vertical de la velocidad:

$$v = \sqrt{VFv^2 + VFh^2} \quad (6)$$

Por otro lado la el área del frente de combustión asumiendo dos componentes para la velocidad de propagación del mismo está dada por el área lateral externa del cilindro más el área de la base del cilindro, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$AFc = 2\pi h_F r_F + \pi \frac{r_F^2}{2} \quad (7)$$

Donde,

AFc: área del frente de combustión en un tiempo determinado [pies2]

hF: altura del frente de combustión en un tiempo determinado [pies]

rF: radio del frente de combustión en un tiempo determinado [pies]

A continuación se describe en detalle, el yacimiento de petróleo pesado, ubicado en la cuenca de los llanos orientales de Colombia, operado por inyección de aire, y tomado como caso de estudio.

### **2.3 INYECCIÓN DE AIRE EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO PESADO COLOMBIANO, UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA**

La Cuenca de los Llanos Orientales representa el mayor depósito de petróleo pesado de Colombia con 1.28 MMBBI de reservas probadas<sup>66</sup>, y una producción en total en sus principales campos 757.000 BBI/día<sup>67</sup>, a marzo de 2015. La cuenca, se encuentra ubicada en la región de la Orinoquia, al este del país. Con una extensión aproximada de 220.000 km<sup>2</sup>, que va desde el Piedemonte Llanero en los departamentos de Arauca, Casanare y Meta. Así como también, los departamentos de Guainía, Vaupés y Vichada<sup>68</sup>. Del total del área referenciada, 153.000 km<sup>2</sup> tienen manifestaciones de hidrocarburo<sup>68</sup>. En la cuenca de los llanos orientales (Figura 2) se distinguen principalmente dos estructuras: el piedemonte y el antepaís<sup>69</sup>.

El Piedemonte se localiza al oeste de la cuenca, y se caracteriza por un cinturón de deformación compresiva y transpresiva, sobre la cual se ubican muchos importantes campos petroleros (Cusiana, Cupiagua, Gibraltar entre otros). El antepaís, ubicada en la parte oriental de la cuenca, es menos deformada y se caracteriza por una cuenca con relleno neógeno, afectada por fallas normales y características gravitacionales. Caño limón, Caño Yarumal, Rubiales, Castilla y Chichimene son algunos de los principales campos ubicados en esta zona<sup>70</sup>.

---

<sup>66</sup> Históricos de reservas. (Diciembre 2015). Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Colombia

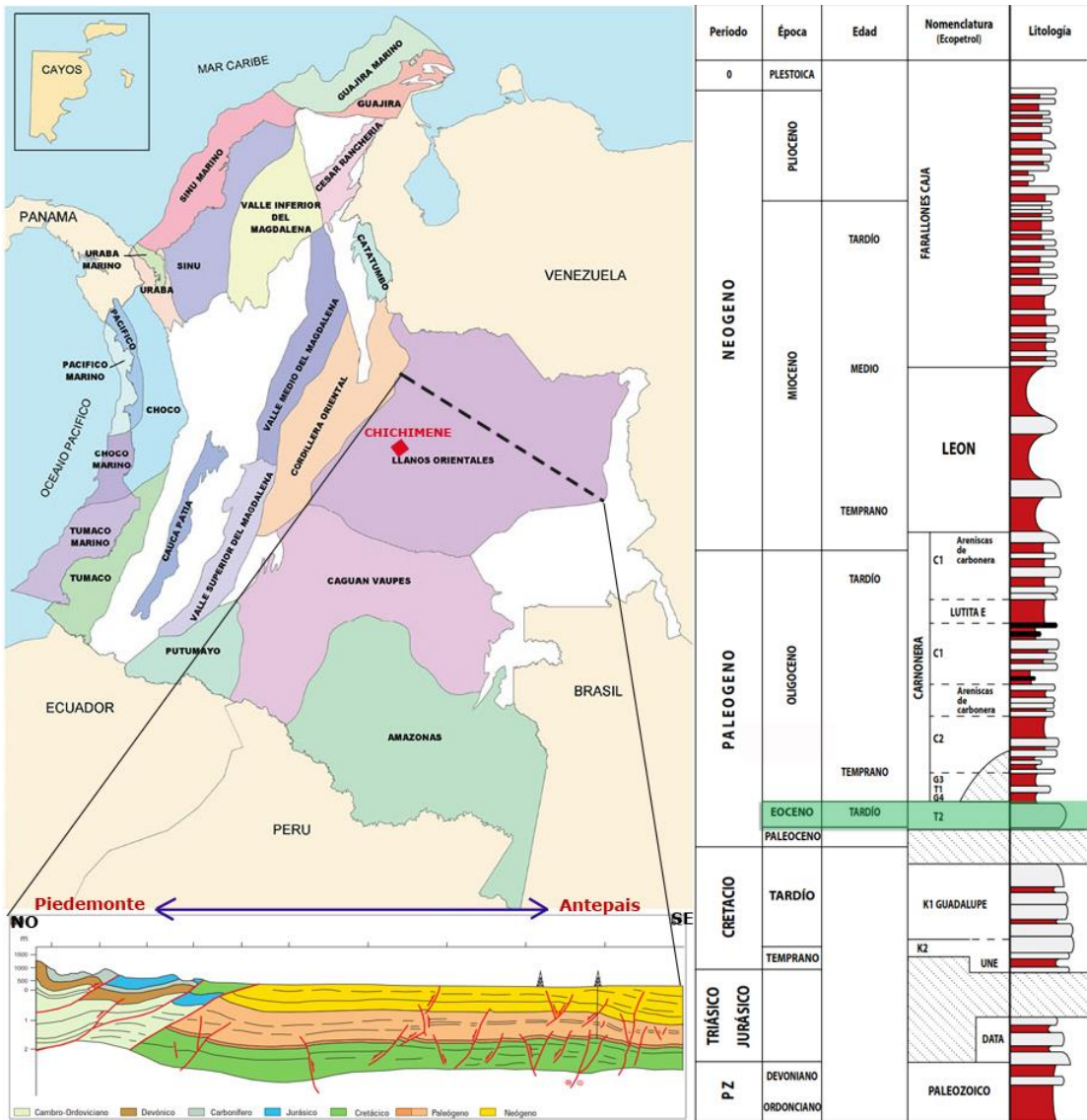
<sup>67</sup> Producción fiscalizada de crudo. (Marzo 2015). Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Colombia

<sup>68</sup> MELGUIZO URIBE, L. M., POSADA, M. C., Cruz Sánchez, N. B., Gómez, F., Pardo, A. (Febrero de 2009). Colombia: Petróleo y Futuro. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

<sup>69</sup> VAYSSAIRE, A., ABDALLAH, H., HERMOZA, W. AND FIGARI NEGRI, E. G." Regional Study and Petroleum System Modeling of the Eastern Llanos Basin". AAPG International Conference & Exhibition, Cartagena, Colombia, September 8-11, 2013

<sup>70</sup> ANDARCIA, L., BERMUDEZ, J. M., REYES, Y., CAYCEDO, H., & SUAREZ, A. F. (2014, September 24). Potential of Steam Solvent Hybrid Processes in Llanos Basin, Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171049-MS

**Figura 3. Mapa de cuencas sedimentaras de Colombia. A la izquierda, la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los llanos orientales, donde se resalta la formación T-2.**

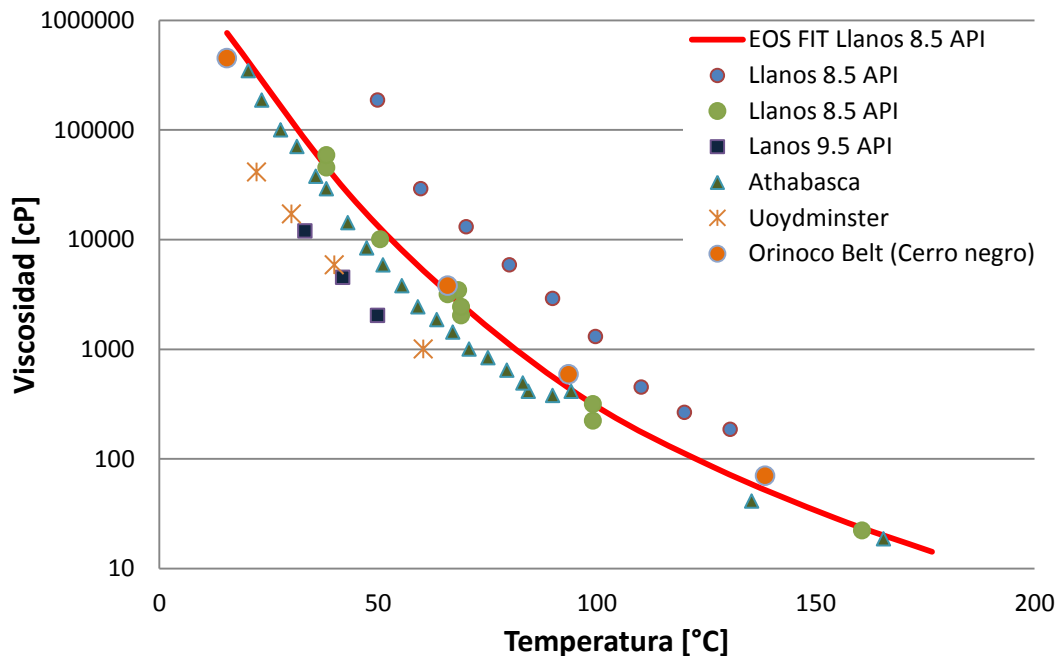


**Fuente:** Modificado de Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. Y Martínez, J., (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH, Bogotá.

Muchos yacimientos ubicados en la estructura antepaís de la cuenca de los llanos orientales están conformados por unidades siliciclásticas de finales de las eras cretácica y el paleógenica. El espesor de las arenas de antepaís van desde unos pocos pies hasta más de 180 pies, dependiendo de la localización del yacimiento

en la cuenca. De acuerdo a la columna estratigráfica (Figura 3), la secuencia del cretáceo, contiene diversos intervalos de areniscas con excelente espesor. Las arenas del paleógeno carbonera (C-3, C-5, y C-7) y T-2 (resaltada de verde en la Figura 2) tienen espesores más limitadas en comparación con las unidades del cretáceo.<sup>70</sup>

**Figura 4. . Comparación de la viscosidad en función de la temperatura de tres muestras de petróleo de la cuenca de los llanos orientales de Colombia, y de tres petróleos exteriores, uno de la franja oriental de Venezuela, dos de Canadá (Athabasca y de Lloydminster)**



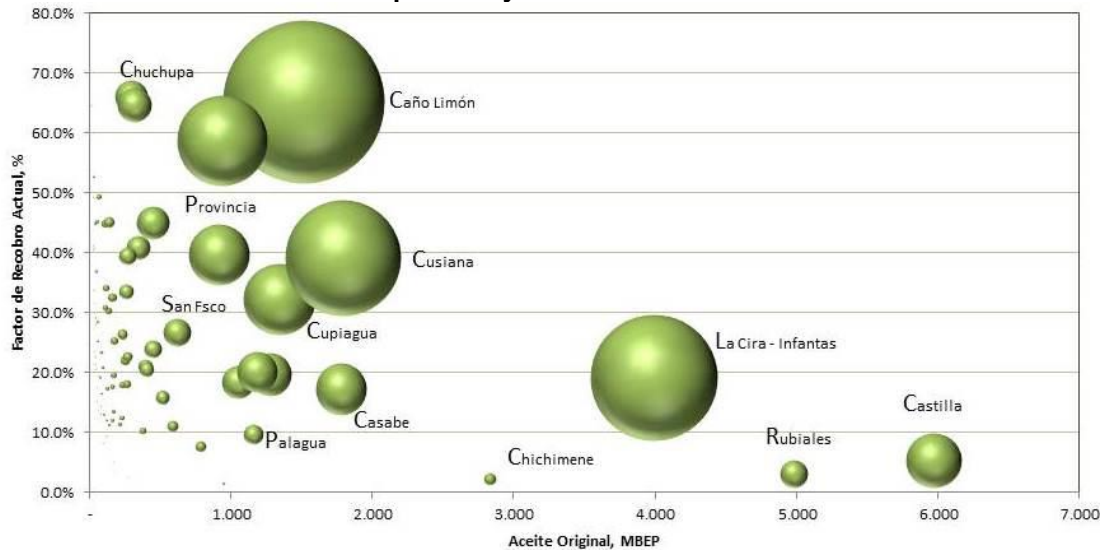
**Fuente:** modificado de ALEXANDER, J. D., MARTIN, W. L., & DEW, J. N. (October 1, 1962). Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/296-PA

La mayor acumulación de hidrocarburos en la cuenca de los llanos orientales, se localiza en la parte sur y este, donde los yacimientos que podrían verse afectados por agua meteórica. Al respecto, la caracterización por cromatografía (fingerprint) de estos crudos, pone en evidencia procesos de biodegradación, lo cual conduce a petróleos con bajo API (8-12) y alta viscosidad. En la Figura 4. se muestra la comparación de los resultados de la medición de la viscosidad en función de la temperatura para tres muestras de petróleo, tomadas en la cuenca de los llanos orientales, con relación a los petróleos pesados de la franja oriental

de Venezuela, Athabasca y Lloydminster de Canadá. En esta figura, se aprecia el impacto marcado de la temperatura en la reducción de a la viscosidad, y un comportamiento similar de los petróleos.

Debido a las características de alta viscosidad de los crudos pesados de la cuenca de los llanos orientales, se espera que el factor de recobro por producción primaria en los yacimientos ubicados en esta cuenca sea bajo (>10%).<sup>61</sup> En la Figura 5, se muestra el factor de recobro actual de los mayores campos de ECOPETROL, donde se distinguen los campos de Castilla, Chichimene, y Rubiales, ubicados en la cuenca de los llanos orientales, los cuales presentan unos factores de recobro menores al 10%. Para aumentar la producción y el factor de recobro en estos yacimientos, es necesario implementar tecnologías de recuperación mejorada.

**Figura 5. Factor de recobro actual para los yacimientos de ECOPETROL S.A.**



**Fuente:** VALDERAMA, L. ECOPETROL. (2014). Presentación: Gerencia Técnica y de Desarrollo de Exploración y Producción, Superintendencia de Perforación

Generalmente las tecnologías de recobro para los crudos pesados, se enfocan en la reducción de la viscosidad, por medio del aumento de temperatura del yacimiento y/o la dilución del crudo con solventes. El aumento de la temperatura del yacimiento tiene un efecto marcado en la movilidad de petróleo debido a la

reducción de la viscosidad (Figura 4). El aumento de la temperatura del yacimiento, puede llevarse a cabo por medio de calentamiento eléctrico, microondas, inyección de fluidos calientes entre otras. Sin embargo, la inyección de vapor o inyección de aire (combustión in situ) son las más tecnologías más maduras y eficientes.

No obstante, la inyección de vapor en yacimientos de la cuenca de los llanos orientales es poco eficiente debido a la profundidad que los caracteriza (>3000 pies). Además, algunos yacimientos presentan un aumento progresivo de saturación de agua, debido a la irrupción de un frente de agua meteórica.<sup>70</sup> De acuerdo a esto, el método de recobro por inyección de vapor, no es viable. En cuanto a la inyección de solventes, son pocos los estudios que se han realizado de la implementación de este método de recobro en la cuenca de los llanos orientales.<sup>70</sup>

Estudios experimentales y de simulación numérica en los campos Chichimene<sup>61,62,63</sup> y Rubiales,<sup>71,72,73</sup> ubicados en la cuenca de los llanos orientales, demostraron que uno de los métodos de recobro mejorado con mayor potencial para aumentar la producción y el factor de recobro, es el proceso de inyección de aire. Al respecto, en un trabajo de simulación de yacimientos, publicado recientemente,<sup>61</sup> se describe de forma detallada el estudio experimental y numérico realizado para implementar en el campo Chichimene, un método de recobro mejorado por inyección de aire. Los pronósticos de la simulación de este

---

<sup>71</sup> PRIETO, H., LIMA, E., GAVIRIA, M. R., GIL, E., BENITEZ, N., & FUENMAYOR, M. (2015, September 28). Design And Operation Of Production Facilities Of The Quifa Field In-situ Combustion Project. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174970-MS

<sup>72</sup> GONZALEZ, L., FERRER, J., FUENMAYOR, M., CASTILLO, N., GIL, E., & FAROUQ ALI, S. M. (2014, June 10). Use of Reservoir Simulation to Estimate Drainage Area and Recovery Factor of an In-Situ Combustion Project in a Complex Water-Drive Heavy Oil Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170003-MS

<sup>73</sup> DELAMAIDE, E., & PARRA MORENO, W. (2015, April 27). Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil in Reservoirs With Bottom Aquifer. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174050-MS

proceso, mostraron que la inyección de aire es el método con mayor potencial con un factor de recobro superior al 40%.<sup>61</sup>

**Tabla 1. Propiedades del yacimiento Chichimene, formación T-2**

Propiedad	Valor
Profundidad promedio [H]	7900 pies
Espesor del yacimiento [h]	28 -251 pies
Presión del yacimiento [Pr]	1500 psia
Presión de burbuja [Pb]	600 psia
Salinidad [ppm]	200 – 1200 ppm
Temperatura del yacimiento [Tr]	85°C (185 °F)
Gravedad promedio [API]	7 – 10 API
Relación gas/crudo [GOR]	300 – 30000 (S) pies/(ST) BBl
Factor volumétrico de formación del crudo	1.0695
Viscosidad @ Tr	150 cP
Porosidad [ $\Phi$ ]	8-23 %
Permeabilidad [k]	30-12000 mD
Saturación inicial de agua[%]	1-40 %

**Fuente:** LOPEZ, J. E., & JIMENEZ MORALES, G. ESPERANZA. (June 10, 2014). ESP Optimization in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in Colombian Llanos Basin. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170039-MS; ARIAS, H. (2013). Use of Finite-element Analysis to Improve Well Cementing in HTHP Conditions. Doctoral dissertation, Texas A & M University; ORDOÑEZ, A., BELGRAVE, J. D. M., FERNÁNDEZ, F., COMAS, J. C., LOBO, A., & BOTTIA RAMÍREZ, H. (January 1, 2012). ECO-GSAI “Gravity Stable Air Injection” Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field - Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154255-MS

El campo Chichimene produce petróleo de tres formaciones (K1, K2 y T2). Las formaciones K1 y K2 son del periodo cretácico de las épocas tardío y temprano respectivamente (ver Figura 3). Mientras que la formación T-2, como se aprecia en la columna estratigráfica (Figura 3), corresponde al periodo paleógeno, época eoceno. Las arenas de Chichimene T-2, se encuentran localizadas a una profundidad promedio de 7900 pies, y produce petróleo extrapesado con

gravidades entre 7-10° API, y viscosidades mayores a 10000 cP (crudo muerto). Sin embargo, a condiciones de yacimiento, gracias a la alta temperatura en fondo (Temp. 85 °C), el petróleo muestra movilidad (150 cP). En la Tabla 1. se presenta un resumen de las principales propiedades del yacimiento Chichimene, formación T-2.

La formación T-2, ha experimentado en los últimos años una pérdida acelerada de la energía, pasando de una presión original de 3600<sup>61</sup> a 1500 PSI en la actualidad<sup>74</sup>. Con el propósito de mantener la energía de este yacimiento, y mejorar la producción y el factor de recobro, se propuso la implementación del proceso de recobro mejorado, denominado ECOGSAY, el cual es una variante del método de recobro mejorado de inyección de aire, donde se inyecta aire por medio de un pozo inyector perforado en la parte alta de la formación y el crudo se drena en los pozos productores, perforados en la parte baja. Esta estrategia permite implementar el proceso de inyección de aire en yacimientos de gran espesor reduciendo en efecto de segregación gravitacional del aire (override).

Uno de los problemas de ingeniería que se debe afrontar antes de implementar del proceso ECOGSAY en el campo Chichimene, es la selección apropiada del sistema de levantamiento artificial de los pozos en el área de influencia del proceso. Para solucionar este problema, se analizó la aplicabilidad de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, encontrados en el mercado (bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo por cavidades progresivas y bombeo por pistón viajero), de acuerdo a la capacidad para manejar la variación de las condiciones de operación, impuestas por el proceso a un pozo típico.

---

<sup>74</sup> ARIAS, H. (2013). Use of Finite-element Analysis to Improve Well Cementing in HTHP Conditions. Doctoral dissertation, Texas A & M University

En este estudio, la selección del sistema de levantamiento, se realizó por medio de una metodología de selección multicriterios – MDM,<sup>75,76</sup> utilizando los parámetros de desempeño del proceso (productividad, temperatura, GOR, fluidos corrosivos, entre otros) estimados a partir de la metodología de Nelson and McNeil, utilizando los resultados de pruebas de tubo de combustión para el proceso ECOGSAY, como criterios de evaluación.

**2.3.1 Evaluación de laboratorio del proceso de inyección de aire para el yacimiento Chichimene T-2.** Para estudiar la factibilidad de la aplicación del proceso de inyección de aire al yacimiento Chichimene, formación T-2. La compañía propietaria de este activo (ECOPETROL S.A), ejecutó un conjunto de pruebas de laboratorio.<sup>61,62,63</sup> Entre ellas dos pruebas de tubo de combustión, una seca y otra húmeda.<sup>61</sup> Los resultados de la prueba de combustión seca se utilizaron como datos de entrada para la aplicación de la metodología de Nelson and McNeil, descrita en la sección anterior, con el propósito de estimar los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire en el yacimiento Chichimene T-2.

Las pruebas de tubo de combustión proporcionan información útil acerca de la influencia de parámetros de operación del proceso de inyección de aire. Los datos obtenidos a partir de una corrida de tubo, incluyen: la velocidad de frente de alta temperatura (o frente de combustión), la composición y volumen de los fluidos efluentes (gases y líquidos), las cantidades de petróleo y agua producidos, entre otros. Los parámetros del proceso tales como la depositación de combustible (o coque), consumo de aire, y otros, se calculan a partir de estos datos. Los doctores

---

<sup>75</sup> POHEKAR, S.D., RAMACHANDRAN, M. “Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 8. 365–381. 2004

<sup>76</sup> ALEMI M., JALALIFAR H., KAMALI G.R., KALBASI M. (2011). A mathematical estimation for artificial lift systems selection based on ELECTRE model *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78 (1), pp. 193-200.

Moore et al.<sup>77</sup> propusieron un procedimiento para el análisis de los datos de tubos de combustión, la cual se presenta en forma detallada en el manual de combustión de Sarathi.<sup>32</sup>.

**Tabla 2. Característica del equipo y el aire de inyección**

<b>Dimensiones del tubo de combustión</b>	
Longitud [L]	3.514 pies
Diámetro [D]	0.327 pies
Porosidad de la muestra [ $\Phi_m$ ]	39.2 %
Volumen del gas producido [Vt]	89.77 (ST)pies <sup>3</sup>
<b>Propiedades del aire inyectado</b>	
Composición	Valor
Nitrógeno [N <sub>2</sub> ]	77.72 % molar
Oxígeno [O <sub>2</sub> ]	22.28 % molar
Viscosidad del aire [ $\mu_a$ ]	0.022 cP
Permeabilidad relativa del aire [ka]	1426 mD

**Fuente:** YATTE, F. C., BOTTIA RAMÍREZ, H., MUÑOZ NAVARRO, S. F., & OLIVEROS, L. R. (June 11, 2013). Design Parameters And Technique Evaluation Of Combustion Processes From Tube Testing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165458-MS

En las pruebas de tubo de combustión para evaluar el yacimiento Chichimene T-2, se utilizó una mezcla de crudo Chichimene T-2 con roca disgregada (200-800 micras) de la misma formación, esta mezcla se denomina sistema crudo-roca. Las muestras de roca para preparar la mezcla, fueron obtenidas de núcleos tomados en un ejercicio de corazonamiento. La mezcla crudo-roca, se cargó al tubo de combustión. Seguidamente, el tubo se selló y se instaló en las líneas de alimentación de aire y producción. Posteriormente el reactor se llevó a condiciones de temperatura y presión de yacimiento bajo inyección continua de nitrógeno.

<sup>77</sup> MOORE, R. G., LAURESHEN, C. J., MEHTA, S. A., & URSENBACH, M. G. (1997, January 1). Observations And Design Considerations For In-Situ Combustion Projects. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/97-100

Algunas características del tubo de combustión, la mezcla empacada (sistema crudo-roca) y el gas de inyección (aire) requeridas por la metodología de Nelson and McNeil para los cálculos de parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire, se muestran en la Tabla 2.

La temperatura en el tope del reactor se aumentó por medio de calentamiento eléctrico, para facilitar el inicio de las reacciones de combustión (ignición), una vez se sustituyera el flujo de nitrógeno por aire. La generación del frente de combustión se verificó cuando los instrumentos de análisis de los gases de producción, detectaron  $\text{CO}_2$  en los gases producidos. La inyección de aire se mantuvo hasta que el frente de combustión estuvo cerca del fondo de reactor, esta condición se determinó por medio de termocuplas distribuidas a lo largo del tubo de combustión que median la posición del frente de combustión por el pico de temperatura.

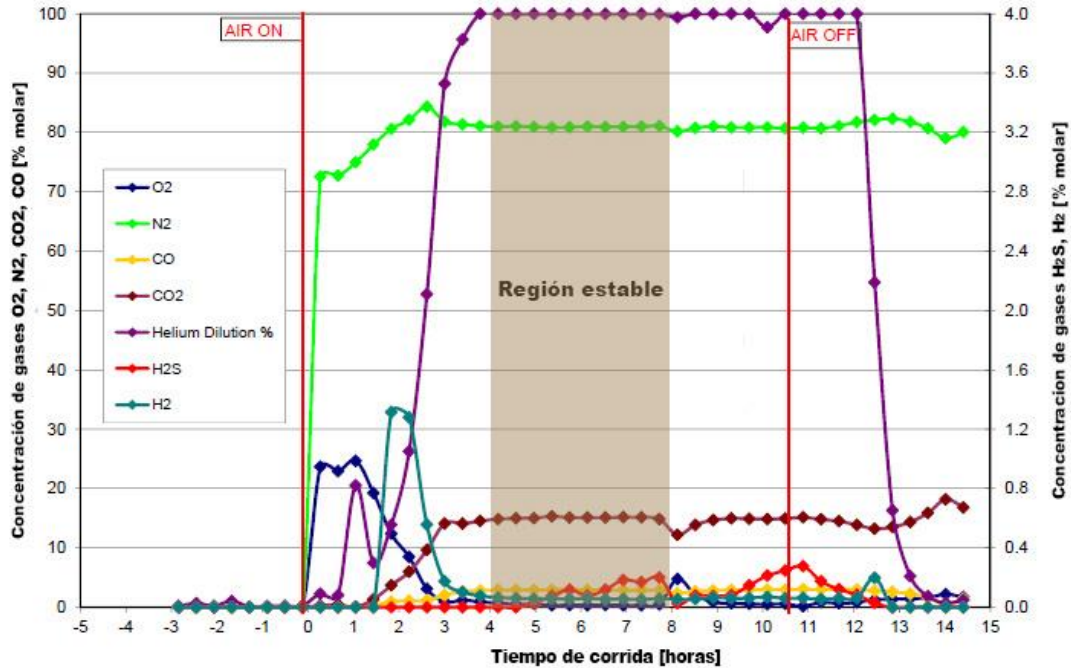
La composición del gas producido durante una prueba de tubo seca se presenta en la Figura 6, la región sombreada corresponde a un periodo de estabilidad de la prueba, que estuvo entre las 4-8 horas. Los valores numéricos promedios de estos gases en el mismo periodo se presentan en Tabla 3. A partir de esta información, siguiendo la metodología de Moore y Raj Mehta,<sup>77</sup> se cuantificaron los parámetros de combustión presentados en la Tabla 4.

Entre la información que se puede obtener en una prueba de tubo de combustión, el volumen y la composición de los gases de combustión producidos ( $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ), son de gran importancia para el diseño y la evaluación del desempeño de los procesos de inyección de aire (combustión in situ).

Por medio de los gases de combustión se estima el combustible depositado por volumen de roca, este parámetro determina el aire requerido por el proceso para mantener el frente de combustión estable, el cual es un criterio de entrada para el dimensionamiento de los compresores de inyección. Con relación a esto, por regla

del dedo pulgar (como aproximación estequiometría), la tasa de inyección de aire es similar la tasa de gas de producción, por lo tanto, la tasa de inyección de aire es un parámetro de entrada para la selección del sistema de levantamiento artificial.

Figura 6. Composición del gas producido en una prueba de tubo de combustión seca para el yacimiento Chichimene T-2



**Fuente:** YATTE, F. C., BOTTIA RAMÍREZ, H., MUÑOZ NAVARRO, S. F., & OLIVEROS, L. R. (June 11, 2013). Design Parameters And Technique Evaluation Of Combustion Processes From Tube Testing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165458-MS

La composición de los gases en una prueba de tubo de combustión, es similar a la obtenida en un proceso en campo, debido a que en una prueba de tubo se utilizan los mismos componentes del yacimiento (petróleo y roca), lo que hace que los sistemas sean químicamente iguales. A partir de esta premisa, la composición de los gases de la prueba de tubo se pueden utilizar para la selección de los materiales de los equipos de los pozos, equipos de subsuelo y superficie, y las redes de tubería. Además de los procesos de tratamiento de los gases. Para cumplir con las normas ambientales y de seguridad

**Tabla 3. Composición del gas producido en el periodo estable en una prueba de combustión seca para el yacimiento Chichimene T-2**

Tipo de gas	% molar
Oxígeno	0.16
Nitrógeno	81.05
Metano	0.34
Monóxido de carbono	2.26
Dióxido de carbono	15.08
Etileno	0.04
Etano	0.11
Sulfuro de Hidrogeno	0.45
Propileno	0.09
Propano	0.09
i-butano	0.03
n-butano	0.06
i-Pentano	0.04
n-Pentano	0.04
2-Metil-Pentano	0.00
n-Hexano	0.00
Hidrogeno	0.16

**Fuente:** YATTE, F. C., BOTTIA RAMÍREZ, H., MUÑOZ NAVARRO, S. F., & OLIVEROS, L. R. (June 11, 2013). Design Parameters And Technique Evaluation Of Combustion Processes From Tube Testing. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/165458-MS

Como se observa en la Tabla 3, el gas de producción de la prueba de tubo, contiene composiciones significativas de gases ácidos ( $\text{CO}_2$ : 15.08 y  $\text{H}_2\text{S}$ : 0.45 % vol.), lo cual, hace que este gas sea un fluido corrosivo, y toxico por contener  $\text{H}_2\text{S}$ . Adicionalmente, el oxígeno es otro gas corrosivo, y representa un problema para la seguridad de la operación, debido a que es potencialmente explosivo en los gases de producción, si su composición es superior al 2% molar, según el criterio de expertos. Esto sugiere que los materiales que se deben seleccionar para los pozos, equipos de subsuelo y superficie, y las redes de tubería, deben ser resistentes a la corrosión, por lo tanto, la corrosividad debe ser un parámetro a tener en cuenta para seleccionar el sistema de levantamiento artificial.

Adicionalmente, se requiere un proceso para retirar el H<sub>2</sub>S, y controlar la producción de oxígeno.

**Tabla 4. Parámetros de combustión la prueba de tubo de combustión seca**

Parámetro	Valor
Temperatura de localización del frente de combustión	450 °C
Intervalo de tiempo para la velocidad de combustión	1.5 a 10 horas
Intervalo GC	4 a 8 horas
Localización del flux de aire	Entrada del tubo
Relación aire/combustible	10.22 m <sup>3</sup> (S)/Kg
Flux de aire	40 m <sup>3</sup> (S)/m <sup>2</sup> h
Velocidad del frente de combustión	0.126 m/h
Requerimiento de aire	317 m <sup>3</sup> (ST)/m <sup>3</sup>
Requerimiento de combustible	31.0 Kg/m <sup>3</sup>
Relación Hidrogeno/Carbono aparente	1.4
Porcentaje de Oxigeno utilizado	98.15%
Porcentaje de Oxigeno convertido a Cox	72%
Porcentaje promedio de Oxigeno en el gas de inyección	22.28%
Relación Nitrógeno/Oxigeno en el gas de inyección	3.489

**Fuente:** ORDÓÑEZ, A., BELGRAVE, J. D. M., FERNÁNDEZ, F., COMAS, J. C., LOBO, A., & BOTTIA RAMÍREZ, H. (January 1, 2012). ECO-GSAI "Gravity Stable Air Injection" Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field - Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154255-MS

Los resultados de los parámetros de la prueba de tubo de combustión seca, para el campo Chichimene, presentados en la Tabla 4, corresponden al periodo estable de la prueba. Algunos parámetros de combustión importantes son: El flux de aire, que corresponde a la tasa de aire por unidad de área transversal a la dirección del flujo, y la velocidad del frente de combustión, que corresponde a la velocidad de

desplazamiento del frente de alta temperatura. Este otro parámetro en una prueba de tubo es mucho mayor que la encontrada en campo.

Otro parámetro presentado en la Tabla 4, es el requerimiento de aire, necesario para quemar un volumen de roca saturada con petróleo, el requerimiento de combustible, que también se muestra en la tabla, es la masa de combustible depositado en un volumen de roca. El porcentaje de oxígeno utilizado, que es el oxígeno que reacciona durante el proceso con respecto al inyectado.

Como se mencionó en la sección anterior, los parámetros de combustión de las pruebas de tubo, son los datos de estrada a la metodología de Nelson and McNeil para estimar los parámetros de desempeño del proceso en campo que hacen parte de los criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para la proceso de inyección de aire en el campo Chichimene, formación T-2.

**2.3.2 Estimación de los parámetros de desempeño para el proceso de inyección de aire en Chichimene T-2.** En esta sección se presenta el escalamiento de los resultados de la prueba de tubo de combustión (Tabla 4) a campo, por medio de la metodologías de Nelson and McNeil. Como resultado de este escalamiento se obtienen los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire, requeridos para realizar las estimaciones técnico-económicas del proyecto. En este sentido, es posible calcular la tasa de inyección y la totalidad de aire para la operación del proceso. Así como también, la tasa producción de crudo y el factor de recobro que se espera obtener durante el tiempo de vida del proyecto.

Con los parámetros de desempeño se definen las bases de diseño requeridas para dimensionar los equipos de superficie y fondo de pozo, incluyendo, la selección del sistema de levantamiento artificial. Además, la composición de los fluidos de las pruebas de tubo de combustión, las cuales no requieren

escalamiento, dan información para la selección de los materiales de los equipos y las líneas de transporte en fondo y superficie. Así como también, los procesos que se necesitan para de tratamiento de los fluidos.

Para la estimación de los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire, aparte de los resultados de las pruebas de tubo de combustión, se requiere información de las características del yacimiento, incluida la caracterización del petróleo (Tabla 1), algunos parámetros del tubo de combustión (Tabla 2), la composición de los gases de combustión de la prueba de tubo (Tabla 3), las dimensiones del patrón de inyección-producción (Tabla 5). Así como también de algunas suposiciones ingenieriles propias de la metodología de Nelson and McNeil (Tabla 6). A continuación se presenta la descripción de la información requerida por la metodología de Nelson And McNeil utilizada para la estimación de los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire.

Tabla 5. Parámetros geométricos del patrón inyección-producción

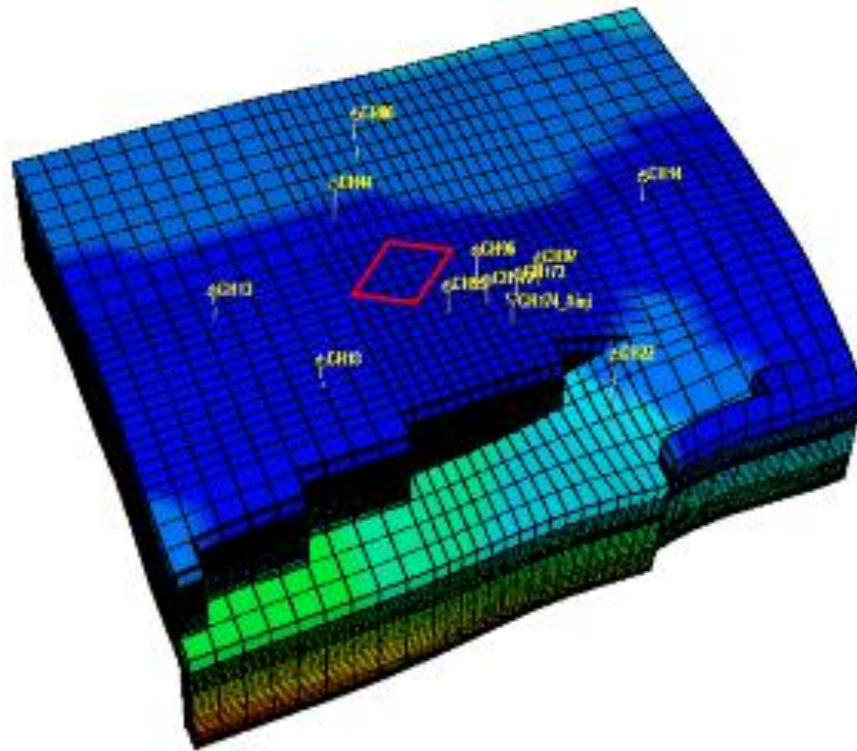
Parámetro	Valor
Patrón de inyección	5 puntos invertidos
Área del patrón [Ap]	20 acres
Distancia entre pozos [a]	660 pies
Radio de los pozos productores [rw]	0.276 pies

**Fuentes:** ORDÓÑEZ, A., BELGRAVE, J. D. M., FERNÁNDEZ, F., COMAS, J. C., LOBO, A., & BOTTIA RAMÍREZ, H. (January 1, 2012). "ECO-GSAI-Gravity Stable Air Injection Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field – Colombia". Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154255-MS; LOPEZ, J. E., & JIMENEZ MORALES, G. ESPERANZA. (June 10, 2014). ESP Optimization in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in Colombian Llanos Basin. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170039-MS

Las dimensiones del patrón de inyección-producción, se presentan en la Tabla 5. La información allí consignada, se basó en el estudio de experimental, y de simulación del proceso a nivel de campo realizado por Ordoñez et al. 2014. En aquel estudio, la simulación de proceso de inyección de aire, denominado ECOGSAY<sup>61</sup> por la compañía ECOPETROL S.A. los autores asumen una patrón

de cinco (5) puntos invertidos de diez (10) acres de área, sin embargo, en el presente estudio, cuando se utilizó esta área (5 acres), para estimar los parámetros de desempeño del proceso se obtuvo un tiempo de vida del proceso alrededor de siete (7) años. Este tiempo se consideró muy pequeño para las inversiones del patrón. Por lo tanto, fue necesario asumir otro criterio para el área del patrón.

**Figura 7. Área de patrón de inyección de aire en el campo Chichimene**



**Fuente:** ORDOÑEZ, A., BELGRAVE, J. D. M., FERNÁNDEZ, F., COMAS, J. C., LOBO, A., & BOTTIA RAMÍREZ, H. (January 1, 2012). "ECO-GSAI-Gravity Stable Air Injection" Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field – Colombia". Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154255-MS

En el estudio de realizado por Aníbal et al. 2014, también se menciona que el desarrollo del campo Chichimene, se está realizando con perforación de pozos de relleno (infill) con una separación entre pozos que cubren un área de veinte (20) acres. Entonces este área (20 acres), se tomó para la estimación de los parámetros del proceso de inyección de aire, teniendo en cuenta que representa un ahorro de perforación de pozos productores adicionales, y además el tiempo empleado por el proceso de inyección de aire para el barrido de esta área es aceptable para la economía del proceso. En la Figura 7. Se muestra la ubicación de este patrón en un sector del campo Chichimene<sup>61</sup>.

Algunas su paciones ingenieriles, propuestas por Nelson and McNeil, para simplificar la aplicación de la metodología, se presentan en la Tabla 6.

**Tabla 6. Parámetros de ingeniería supuestos para la aplicación de la metodología de Nelson and McNeil**

Propiedad	Valor
Velocidad mínima del frente de combustión [Vmax]	0.125 pies/día
Velocidad máxima del frente de combustión [Vmin]	0.5 pies/día
Eficiencia volumétrica [E <sub>v</sub> ]	30 %
Saturación de gas [S <sub>g</sub> ]	0 %

**Fuente:** NELSON, T., W. AND MC NIEL. J.S., JR.: " How to engineer an in – situ combustion project ". oil and Gas Jour. (1961) 59, No. 23.58

Como resultado de la aplicación de la metodología de Nelson and McNeil utilizando los parámetros de combustión obtenido en pruebas de tubo de combustión (Tabla 4), los datos de la configuración inicial de la prueba de tubo (Tabla 2), las características del yacimiento (Tabla 1), y las suposiciones ingenieriles (Tabla 6) se obtuvieron los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire para el yacimiento Chichimene T-2. Estos resultados representan en la Tabla 7.

**2.3.3 Resultados de la aplicación de la metodología propuesta para la estimación de los parámetros de desempeño** En la Tabla 7. se presentan los resultados de la estimación de los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire aplicado al yacimiento de crudo pesado, Chichimene, formación T-2, siguiendo la metodología de Nelson and McNeil modificada.

**Tabla 7. Parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire el yacimiento Chichimene T-2**

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Tasa máxima de inyección de aire [ia]	21.5 (S)MMpies <sup>3</sup> /día
Tiempo requerido para alcanzar la ia [t1]	330 días (aprox. 1 año)
Tiempo total del proyecto [t3]	3910 días (aprox. 11 años)
Vol. aire inyectado hasta alcanza tasa máx [V1]	1500 (S)MMpies <sup>3</sup>
Volumen de aire inyectado a tasa constante [V2]	32000 (S)MMpies <sup>3</sup>
Presión de inyección en los pozos inyectoros [Piw]	1550 psia
Potencia del compresor [4 patrones]	25000 Horsepower
Aceite desplazado en la zona quemada [N1]	1076 BBl/acre-pies
Aceite desplazado en la zona no quemada [N2]	430 BBl/acre-pies
Aceite total recobrado [N3]	624 BBl/acre-pies
Factor total de recobro [W]	57.3 %
Tasa máxima de producción de aceite [qomax]	700 BBl/día
Tasa máxima de producción de agua[qwmax]	400 BBl/día
Tasa máxima de producción de líquidos [qLmax]	1100 BBl/día
Relación aire inyectado/aceite producido [AOR]	32 BBl aceite/(ST)MMpies <sup>3</sup> aire

Entre el conjunto de parámetros presentados en la Tabla 7, los más importantes, que sirven como criterio de selección del sistema de levantamiento artificial, para los pozos en el área de influencia del proceso están: la tasa máxima de producción de petróleo y agua que define la capacidad de bombeo del sistema de

levantamiento, la tasa máxima de producción de gases, que define la capacidad de manejar el gas libre en el proceso.

Aparte de los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire (Tabla 7), otra variable importante para la selección del sistema de levantamiento, es la temperatura de la formación, y por lo tanto, de los fluidos que debe manejar el sistema. A continuación se estima esta variable.

**2.3.4 Determinación de la temperatura de los fluidos producidos en el proceso de inyección de aire.** La temperatura de los fluidos producidos en un proceso de inyección de aire, es uno de los parámetros más importantes, para la selección del sistema de levantamiento artificial, debido a que esta variable está relacionada con la integridad del sistema de levantamiento artificial, la seguridad de la operación y la economía del proceso.

Si los materiales con los cuales están contruidos los elementos que conforman el sistema de levantamiento, no son resistentes a las altas temperaturas de los fluidos que debe bombear a superficie, y a las temperaturas de los alrededores, el sistema no será confiable, y presentara fallas frecuentes con las consecuencias ya mencionadas.

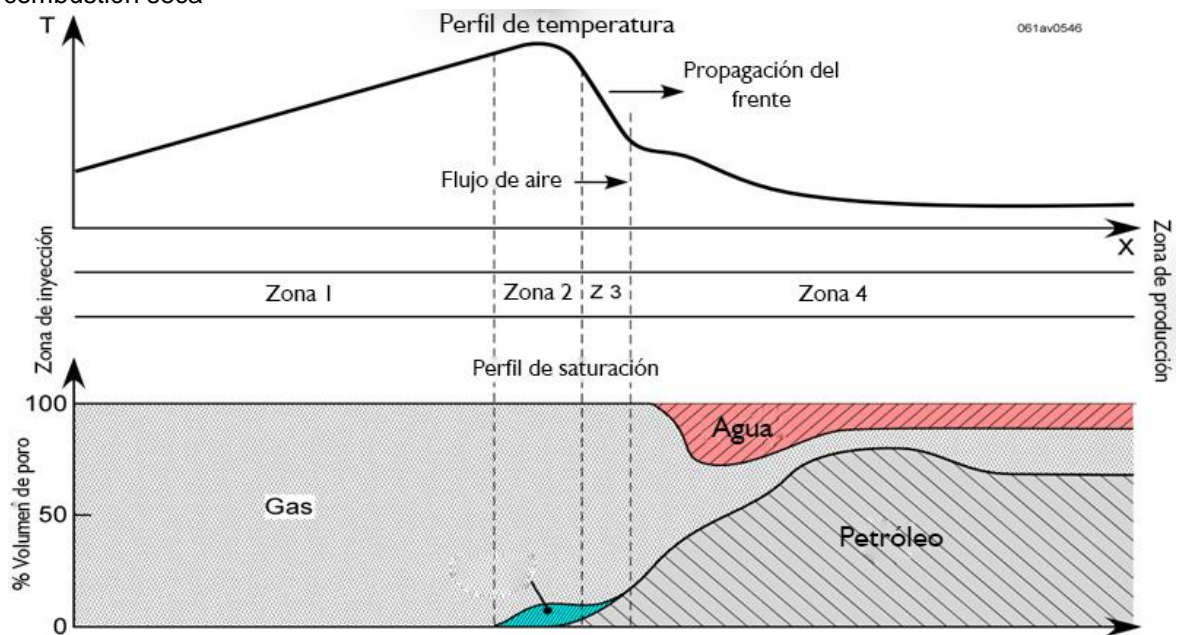
El proceso de inyección de aire, por ser un proceso térmico y de desplazamiento, se presenta un amplio intervalo de temperaturas, entre el pozo inyector y el pozo productor. Estas temperaturas van desde los  $>700\text{ }^{\circ}\text{C}^{41}$  en el frente de combustión, hasta la temperatura original del yacimiento, en las zonas donde los fluidos no han sido afectados por el proceso.

Cuando un proceso de inyección de aire se desarrolla, se hacen evidentes una serie de zonas que se caracterizan por su temperatura y los fenómenos físico-

químicos que en ellas se suceden<sup>78</sup>. En la Figura 8. se muestra un esquema que corresponde a un corte longitudinal de una porción de yacimiento, entre un pozo inyector y un pozo productor, donde está sucediendo un proceso de inyección de aire.<sup>56,79</sup>

A continuación se presenta una descripción de cada una de las zonas encontradas en el esquema.

Figura 8. Perfiles de temperatura y saturación presentes en el yacimiento durante un proceso de combustión seca



**Fuente:** BURGER J.; COMBARNOUS M; SOURIEAU P., (1985). "Thermal Methods of Oil Recovery", Technip Editions.

- En la zona 1, el frente de combustión ya travesó esta zona, por lo tanto, la saturación de petróleo en la arena es muy baja, pero se encuentra saturada con el gas inyectado. Este gas recoge algo de calor de la zona quemada y lo

<sup>78</sup> BURGER J. G. AND SAHUQUET B. C. (October, 1973), "Laboratory Research on Wet Combustion; Journal of Petroleum Technology", Vol. 25, No. 10.

<sup>79</sup> BURGER J.; COMBARNOUS M; SOURIEAU P.,(1985). "Thermal Methods of Oil Recovery", Technip Editions.

entrega al petróleo más delante de esta zona, lo cual es beneficioso para bajar la viscosidad del crudo, pero la eficiencia para transportar la energía térmica es baja debido a la poca capacidad calorífica del gas. Por lo tanto, en ocasiones se inyecta, aparte de aire agua, mejorando el transporte de calor de la zona quemada, lo que se denomina combustión húmeda.

- En la zona 2, es una región de mayor temperatura en el proceso, donde está ocurriendo las reacciones de combustión, allí el combustible o coque depositado en la roca se quema. La temperatura alcanzada puede ser mayor a los 700 °C.<sup>77</sup>
- En la zona 3, la fracción pesada del crudo la cual no ha sido desplazada por vaporización, sufre pirolisis, generando combustible o coque. En esta zona, normalmente no existe oxígeno porque este se ha consumido en la zona 2. Pero si la velocidad de flujo es alta, algo de oxígeno puede pasar a través del frente de combustión, oxidando el crudo al frente.
- En la zona 4, la temperatura no es tan alta, pero si lo suficiente para la vaporización de los compuestos livianos de petróleo, y las aguas de formación y la generada en las reacciones de combustión. Estos vapores se condensan más adelante de esta zona, creando los bancos de agua y aceite. Este aceite, es un petróleo mejorado conformado por compuestos livianos del crudo y los productos de las reacciones de pirolisis.

La forma como se desarrolla el proceso de inyección de aire por zonas térmicas condiciona a que el sistema de levantamiento deba ser seleccionado para que tenga la suficiente flexibilidad de manejar fluidos de producción, desde temperaturas de yacimiento hasta temperaturas muchos mayores, como las encontradas en cada zona del proceso de inyección de aire. Sin embargo, hasta hoy en día, no existen sistemas de levantamiento artificial contruidos de

materiales que resistan temperaturas como las alcanzadas en las zona de combustión ( $>700\text{ }^{\circ}\text{C}$ )<sup>41</sup> o la zona de pirolisis (350-700  $^{\circ}\text{C}$ ).

De acuerdo a lo anterior, una estrategia para proteger la integridad del sistema de levantamiento artificial, es operar el proceso hasta producir los fluidos en los bancos de aceite y agua. Por propiedades térmicas, el banco de aceite en el proceso se ubica delante del banco de agua, por lo tanto, la producción debe finalizar cuando en corte de agua aumente significativamente, habiéndose ya producido la mayoría del petróleo.

Debido a que en los límites del banco de agua y la zona de vaporización, existe un equilibrio líquido-vapor. Una forma de determinar la temperatura de esta región y por consiguiente la temperatura de operación del sistema de levantamiento, es determinar la presión parcial del vapor de agua a la presión del yacimiento, y posteriormente con la ayuda de las tablas de vapor saturado leer la temperatura correspondiente.

A continuación se aplica el procedimiento descrito en el párrafo anterior para la determinación de la temperatura de los bancos aceite-agua para el proceso de inyección de aire en Chichimene, formación T-2. El cual será un criterio de selección del sistema de levantamiento artificial.

**2.3.5 Calculo de la temperatura de la planicie de vapor.** La temperatura de la planicie de vapor se calculó por dos métodos. En el método 1 se utilizan los gases de combustión y la relación estequiometria presentada en la ecuación 4. Mientras que en el método 2, se asumen que la planicie de vapor existe un equilibrio líquido vapor conformado por mayoría agua.

**2.3.5.1 Método 1.** A partir de los gases de producción de la prueba de tubo de combustión (Tabla 3) se toman los gases de combustión y se normalizan.

**Tabla 8. Gases de combustión normalizados**

Tipo de gas	% molar	% molar normalizado
Oxígeno	0.16	0.16
Nitrógeno	81.05	82.24
Monóxido de carbono	2.26	2.29
Dióxido de carbono	15.08	15.30
Total	98.55	100

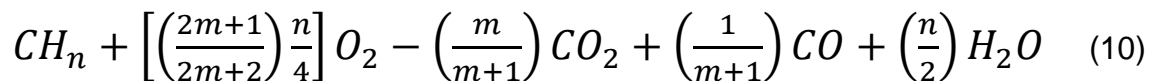
Con la información de la Tabla 8, se calculan los parámetros m, n

$$n = \frac{H}{C} = \frac{4 \left[ \left[ \frac{N_2}{R} \right] - [CO_2] - \frac{CO}{2} - [O_2] \right]}{[CO_2] - [CO]} = 1.19 \quad (8)$$

$$m = \frac{CO_2}{CO} = 6.67 \quad (9)$$

En la ecuación (2), R es la relación molar entre el  $\frac{\text{Nitrogeno}}{\text{Oxigeno}} = 3.76$ , en el aire inyectado durante la prueba de tubo de combustión.

A partir de los parámetros m y n, calculamos en número de moles del gas húmedo, donde se incluye, a parte de los gases de combustión, el agua formada en la reacción de combustión. De acuerdo la siguiente relación estequiometria:



Reemplazando (4) y (5) en (6)

Moles de oxígeno:

$$O_2 = \left[ \left( \frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4} \right) \right] = \left[ \left( \frac{2(6.67)+1}{2(6.67)+2} + \frac{1.19}{4} \right) \right] = 1.23 \text{ moles} \quad (11)$$

Moles de CO<sub>2</sub>:

$$CO_2 = \left( \frac{m}{m+1} \right) = \left( \frac{6.67}{6.67+1} \right) = 0.87 \text{ moles} \quad (12)$$

Moles de CO:

$$CO = \left( \frac{1}{m+1} \right) = \left( \frac{1}{6.67+1} \right) = 0.13 \text{ moles} \quad (13)$$

Moles de H<sub>2</sub>O

$$H_2O = \frac{n}{2} = \frac{1.19}{2} = 0.6 \text{ moles} \quad (14)$$

Moles de N<sub>2</sub>:

$$N_2 = R[O_2] = 3.76 * 1.23 = 4.64 \text{ moles} \quad (15)$$

A partir de las moles de agua y el número total de moles, se calcula la fracción molar de agua en el gas húmedo.

$$\begin{aligned} \text{Moles totales} &= [CO_2] + [CO] + [N_2] + [H_2O] = 0.87 + 0.13 + 4.64 + 0.6 \\ &= 6.24 \text{ moles} \end{aligned}$$

Fracción molar  $X_{H_2O}$  de H<sub>2</sub>O:

$$X_{H_2O} = \frac{[H_2O]}{[Totales]} = \frac{0.6 \text{ moles}}{6.24 \text{ moles}} = 0.1 \quad (16)$$

Con la presión de yacimiento ( $P_r=1200$  psia), leída de la Tabla 8, calculamos la presión parcial del agua en los gases de combustión húmedos.

$$P_{p_{H_2O}} = X_{H_2O} * P_r = 0.1 * 1200 \text{ psia} = 120 \text{ psia} \quad (17)$$

Con las tablas de vapor saturado, la temperatura de saturación para 120 psia, es 172 °C. Esta es la temperatura aproximada del banco de líquidos, la cual será utilizado como parámetro para la selección del sistema de levantamiento artificial.

**2.3.5.2 Método 2.** Con la presión de yacimiento (1500 psia), leída en la Tabla 1. Asumiendo que la planicie de vapor (Figura 1) existe un equilibrio liquido-vapor, leemos en las tablas de vapor, la temperatura de equilibrio, la cual es de 296.5 °C. Esta temperatura es mayor que la calculada a partir de los gases de combustión según el método 1. Por lo tanto tomamos la temperatura de 296.5 °C como la temperatura máxima para la selección de sistema de levantamiento artificial.

### 3. METODOLOGIAS PARA VALORAR LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE

Una amplia variedad de tecnologías de levantamiento artificial<sup>80,81,82</sup> con diferentes características, se encuentran disponibles en el mercado, entre estos sistemas podemos mencionar los siguientes: bombeo mecánico (BM), bombeo neumático o gas lift (GL), bombeo electrosumergible (BES), bombeo por cavidades progresivas (BCP), bombeo hidráulico (BH), entre otros. La selección apropiada del método de bombeo para un pozo o un conjunto de pozos, tiene un efecto positivo en la rentabilidad, y la seguridad de la operación, haciendo posible la optimización de la de la producción, y reducir los costos, por una menor frecuencia de intervenciones, reparación y/o sustitución de piezas del sistema. Por el contrario, la selección inapropiada puede llevar a problemas operacionales y baja rentabilidad.

En el ejercicio de seleccionar un sistema de levantamiento, existen dos enfoques<sup>83</sup> completamente extremos, el primero es intentar seleccionar un sistema de levantamiento para toda la vida útil del yacimiento, y el segundo, seleccionar el sistema centrándose en las condiciones actuales del yacimiento, sin tener en cuenta los cambios en las condiciones naturales de producción, las cuales pueden implicar el aumento corte de agua, o la relación gas-petróleo (GOR), las pérdida acelerada de la energía de yacimiento, o la implementación de estrategia de

---

<sup>80</sup> CLEGG, J. D., BUCARAM, S. M., & HEIN, N. W. (1993, December 1). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24834-PA

<sup>81</sup> LEA, J.F. AND PATTERSON, J. 1997. Selection Considerations for Artificial Lift. Presented at the 1997 Artificial Lift Equipment Forum, Dubai.

<sup>82</sup> LEA, J. F., & NICKENS, H. V. (1999, January 1). Selection of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/52157-MS

<sup>83</sup> HERIOT-WATT UNIVERSITY. (F.A). Production Technology volume II (Unpublished work). Members of Heriot-Watt University have free access to the above journals [www.hw.ac.uk/is/njindex.php](http://www.hw.ac.uk/is/njindex.php).

producción que considere un método de recobro secundario o mejorado. En consecuencia, ambos enfoques presentan inconvenientes, puesto que en la selección óptima de un sistema de levantamiento debe tener en cuenta los cambios en las condiciones de producción por las que pasa un yacimiento durante su tiempo de vida productiva, lo cual no siempre es fácil de predecir con certeza.

Seleccionar un sistema de levantamiento pensando a largo plazo, conduce al sobredimensionamiento de los equipos y las facilidades, lo cual conlleva a sobrecostos iniciales y a la ineficiencia del sistema, a medida que avanza la depleción del yacimiento. El segundo enfoque, tampoco es apropiado porque se puede correr con el riesgo de tener que cambiar los sistemas con una frecuencia inusual, cuando cambian las condiciones de operación, lo cual impacta de forma negativa la rentabilidad. Además, si en el campo se implementa métodos de recobro secundario o mejorado, la posibilidad que se tengan que sustituir los sistemas de levantamiento, por no considerar las nuevas condiciones de producción en la selección inicial, es alta.

De acuerdo a lo anterior, generalmente el mejor resultado se logra con una solución intermedia entre los dos enfoques expuestos. Para llegar a esta solución, es necesario analizar en detalle, las restricciones y las características del campo y los pozos, así como también, las estrategias de producción actuales y futuras, las limitaciones de cada uno de los sistemas de levantamiento, además de un análisis económico. Esto se hace, sintetizando las condiciones de producción en criterios de selección, que puedan ser evaluados por medio de alguna metodología de calificación y clasificación, con la cual se consigue determinar el mejor sistema de levantamiento con base en la mayor calificación obtenida.

En este capítulo se presentan algunas de las metodologías existentes para seleccionar de forma apropiada un sistema de levantamiento artificial, para un pozo o un conjunto de pozos en un yacimiento bajo una condición de producción

particular. Con base en la combinación de los principios de estas metodologías, como lo son, los criterios de producción/profundidad, las reglas heurísticas y factibilidad económica. Así como también, las condiciones operacionales del proceso de inyección de aire, se propuso una secuencia de pasos para seleccionar un sistema de levantamiento artificial aplicable a un yacimiento de petróleo pesado, operado bajo recobro mejorado por inyección de aire.

### **3.1 METODOLOGÍA POR CRITERIO DE PROFUNDIDAD/TASA DE PRODUCCIÓN**

Esta metodología es una simple selección o eliminación de los métodos de levantamiento artificial, donde se utilizan gráficas de tasa de producción en función de la profundidad para los diferentes sistemas de levantamiento. Un ejemplo de estas gráficas fue presentada por Blais<sup>84</sup>, de la cual ha habido algunas actualizaciones<sup>85</sup>. La selección por criterios de profundidad/tasa de producción pueden presentar una aproximación inicial de para la selección. Teniendo en cuenta que algunas condiciones particulares como el arenamiento, o la producción de emulsiones altamente viscosas en métodos de recobro por inyección de aire, puede restringir la aplicación de algunos métodos inicialmente apropiados de acuerdo a esta metodología.

### **3.2 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN POR VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

Cuando se analiza la aplicación de cada sistema de levantamiento artificial es inevitable considerar las ventajas y desventajas de cada uno. En la literatura existen listas detalladas de los pros y contras de cada sistema, como las

---

<sup>84</sup> BLAIS, R. "Artificial Lift Methods". Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Co. 1986

<sup>85</sup> Weatherford. "Steps to Artificial Lift Optimization". Commercial presentation, Artificial Lift Systems, Houston, May.

presentadas por Neely,<sup>86</sup> estas listas generalmente se elaboran a partir de las discusión en foros de los expertos y/o especialistas de los diferentes sistemas de levantamiento. Otro ejemplo de las listas de ventajas y desventajas fue presentada por Clegg et al<sup>80</sup>. quien analizó de forma extensiva una amplia gama de sistemas de levantamiento, generando un listados de gran utilidad.

Las listas de ventajas y desventajas de los sistemas de levantamiento artificial son una buena herramienta para la selección preliminar de los sistemas de levantamiento artificial. Sin embargo, mucha de la información ahí consignada está abierta a discusión. Debido a que los sistemas de levantamiento están en constante evolución. Las listas de ventajas y desventajas pueden utilizarse en conjunto con las gráficas de profundidad/tasa de producción para mejorar la confiabilidad de la selección. No obstante, si los pozos presentan algunas condiciones especiales como las altas temperaturas y cambios en los fluidos que caracterizan los procesos de recobro mejorado por inyección de aire, se requiere un estudio más detallado. Además, estas tablas y gráficas no consideran cálculos cuantitativos como los requeridos para un análisis económico.

### **3.3 METODOLOGÍA POR EVALUACIÓN ECONÓMICA**

La selección apropiada de un sistema de levantamiento artificial debe incluir el análisis económico de la vida útil de los métodos disponibles. Esta evaluación, depende de:

- Tasas de falla de los componentes del sistema
- Costos de la fuente energética requerida
- Costos de mantenimiento

---

<sup>86</sup> NEELY, B., GIPSON, F., CLEGG, J., CAPPS, B., & WILSON, P. (1981, January 1). Selection of Artificial Lift Method. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/10337-MS

- Tasas de inflación
- Ingresos por la venta de petróleo y gas producido
- Otros factores que dependen de cada sistema específico

Para utilizar la evaluación económica de cada sistema de levantamiento, el usuario debe tener una buena idea de los costos asociados para cada sistema.. Además se debe estar al tanto de las ventajas y desventajas de cada método y de cualquier equipo adicional (es decir, costos adicionales) que pueda ser requerido. Debido a que la energía hace parte de los costos, se debe determinar un diseño factible para cada método antes de ejecutar el análisis económico, con el propósito de determinar mejor la eficiencia de una instalación en particular. Estos factores obligan a considerar todos los métodos de levantamiento artificial técnicamente viables para generar la información necesaria para el análisis económico.

Existen diferentes estudios<sup>87,88,89</sup> que aplican el análisis económico para la selección de sistemas de levantamiento artificial. Estos análisis se basan en la estimación de algunos indicadores económicos como son: el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) o la relación beneficio/costo, entre los más comunes. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de estos indicadores.

---

<sup>87</sup> ETHELTON, J.H. AND THORNTON, P., (20–21 April, 1988). A Case Study of the Selection Procedure for Artificial Lift in a High Capacity Reservoir. Presented at the 1988 Annual Meeting of the Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas,

<sup>88</sup> SMITH, G.L. 1977. Lease Operational Study - Gas Lift Vs. Submersible Pump Lift = G.H. Arledge "c" Lease, Scurry, County, Texas. Presented at the SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 9-12 October 1977. SPE-6852-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/6852-MS>

<sup>89</sup> KOL, H. AND LEA, J.F. (26–28 April 1992). Selection of the Most Effective Artificial Lift System for the Priobskoye Field. 1992 SPE ESP Workshop, Houston, Texas

El Valor Presente Neto (VPN) es la diferencia entre los flujos de capital de una inversión y su costo. Para la inversión en un sistema de levantamiento artificial, sería el capital por las ventas del petróleo extraído por el sistema, menos la inversión en la compra, la instalación, operación y mantenimiento del sistema. Esencialmente, el VPN mide cuánto valor es creado o adicionado por llevar a cabo cierta inversión. Sólo los proyectos de inversión con un VPN positivo deben de ser considerados para invertir.

$$VPN = -I_i + \sum_{t=1}^n \frac{FEO_t}{(1+R)^t} \quad (18)$$

Dónde:

- $I_i$ : Inversión inicial
- FEO: Flujos de efectivo de operación en el año
- t: tiempo en año
- N: duración de la vida del proyecto en años
- R: tasa de rendimiento requerida del proyecto

Tasa Interna de Retorno (TIR) es la alternativa al VPN. Con la TIR tratamos de encontrar una sola tasa o rendimiento del proyecto (R) en la ecuación del VPN. Esta tasa se basa únicamente en los flujos de efectivo del proyecto y no en tasas externas (o requeridas por la empresa). Una inversión debe de ser tomada en cuenta si la TRI excede el rendimiento requerido. De lo contrario, debe de ser rechazada. La TIR es el rendimiento requerido para que el cálculo del VPN con esa tasa sea igual a cero.

Relación beneficio/costo (B/C) o Índice de Rentabilidad. Es otro método usado para evaluar en forma rápida un proyecto de inversión. En la mayoría de los casos si la relación B/C es más grande que 1, el VPN es positivo, y si es menor que 1, el

VPN es negativo. La B/C mide el valor creado por peso invertido. En otras palabras, si tenemos un proyecto con un IR de 1.50, entonces con cada peso invertido obtenemos \$1.50 como resultado (una ganancia de \$0.50).

### **3.4 METODOLOGÍA USANDO PROGRAMAS EXPERTOS**

Los programas expertos, o algoritmos de computador para la selección de sistemas de levantamiento artificial, son herramientas más avanzadas que las tablas de ventajas y desventajas, y las gráficas de profundidad/tasa de producción. Estos algoritmos usan reglas lógicas y métodos de árbol para seleccionar el mejor sistema de levantamiento artificial como función de diferentes datos ingresados por el usuario, los cuales corresponden a las características de los pozos y a las condiciones de operación.

Es necesario aclarar que estos programas son basados en suposiciones que el usuario ingresa, y en las evaluaciones operacionales de los diferentes sistemas. Sin embargo, como no es frecuente contar con la información actualizada y validada, el usuario debe tener precaución cuando utiliza los resultados de los sistemas expertos por lo menos hasta que los datos ingresados y la evaluación puedan verificarse.

En la literatura se han descrito distintos programas expertos para la selección del mejor sistema de levantamiento artificial. Espin et al<sup>90</sup>. desarrolló un algoritmo computacional que evaluaba una variedad de métodos de levantamiento artificial. El programa contenía tres módulos:

---

<sup>90</sup> ESPIN, D.A., GASBARRI, S., AND CHACIN, J.E. "Expert System for Selection of Optimum Artificial Lift Method". Presented at the SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE-26967-MS. Buenos Aires, Argentina, 27-29 April 1994.

Módulo 1: consistía de una base de datos estructurada que contenía el conocimiento derivado de la experticia humana, documentados en la literatura, al igual, que diferentes reglas de pulgar (conocidas en la ingeniería como reglas de thumb). A partir de la información del módulo, el programa ordena los diferentes sistemas de levantamiento de acuerdo a su aplicabilidad. El programa también emiten algunos mensajes de atención que pueden descartar métodos inicialmente bien calificados.

Módulo 2: incorpora un conjunto de procedimientos de diseño y simulación, con consejos a seguir a partir del módulo 1. También contiene las especificaciones de los componentes de las instalaciones para todos los métodos de levantamiento artificial considerados.

Módulo 3: contiene procedimientos de evaluación de costos que incluye bases de datos de costos fijos, operacionales, de mantenimiento entre otros, para el estudio de la factibilidad de los sistemas de levantamiento artificial, por medio de técnicas de evaluación económica como el valor presente neto (NPV: por sus siglas en ingles) y tasa interna de retorno.

El programa de Espin et al.<sup>90</sup> usa las reglas lógicas “if (condición), then (tipo de proceso).” Para cada método de levantamiento, asignando un coeficiente de aplicabilidad (CS) de -1 a +1 para una dada condición, donde un SC = -1 elimina el proceso de otras consideraciones, y un SC= +1 indica un proceso apropiado para una determinada condición. Por ejemplo, “if (temperatura de la bomba >275 °F), then (BES) -1” define una regla que elimina los sistema de levantamiento electrosumergibles (BES) si la temperatura de la bomba excede los 275°F. Reglas como las anteriores requieren una actualización constante debido a que las capacidades del equipo cambian con el tiempo.

En el programa de Espin et al.<sup>90</sup> los valores intermedios se pueden usar para refinar el sistema, y los métodos se presentan para la combinación de los coeficientes en un solo coeficiente. El programa puede combinar los coeficientes de aplicabilidad en un valor para la evaluación global. Espín, et al.<sup>90</sup> también da otros detalles para la representación del conocimiento y la evaluación técnica y económica.

Heinze et al.<sup>91</sup> propuso un programa experto que determina a partir de las técnicas de árbol de decisión y de los datos ingresados por el usuario, cual es el mejor sistema de levantamiento. La técnica del árbol de decisión es un enfoque analítico para la toma de decisiones, especialmente las que tienen potencial de costo o riesgo. Un árbol de decisión es un modelo de la evaluación de una función discreta, en el que se determina el valor de una variable y la siguiente acción (elegir otra variable para evaluar o la salida el valor de la función) se elige en consecuencia. El método utiliza un gráfico, conocido como un árbol de decisión, el cual presenta un conjunto de alternativas compitiendo separadamente, llamadas "ramas". Este esquema permite a los gerentes, analistas y tomadores de decisiones trazar secuencias complejas de decisiones y estrategia alternativas<sup>92</sup>.

Para unas condiciones particulares de operación, donde se presenta algún problema como: arenamiento, formación parafinas, pozos desviados, corrosión, dimensiones del revestimiento, flexibilidad operacional, incrustaciones, entre otros. Los distintos sistemas de levantamiento (bombeo neumático (gas lift), hidráulico, mecánico y electrosumergible) se pueden valorar y clasificar con la ayuda de una base de conocimiento, a partir de los datos ingresados por el usuario

---

<sup>91</sup> VALENTIN, E.P. AND HOFFMANN, F.C. "OPUS: An Expert Advisor for Artificial Lift". Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, SPE-18184-MS.Texas, 2-5 October 1988

<sup>92</sup> MORET, B.M.E. "Decision Trees and Diagrams". Computing Surveys 14, 593-623. New York, USA. December 1982

Valentin y Hoffman<sup>91</sup> describe otro sistema experto, el cual es un programa de búsqueda de la unidad de bombeo óptima. El programa consiste de los siguientes componentes:

- Base de datos de conocimientos que contiene un conjunto completo de información específica derivada de la experticia.
- Motor de inferencia de los datos ingresados con la heurística de la base de conocimientos para resolver el problema.
- Módulos interactivos que simplifican el uso del sistema experto.

Característica adicional del programa de Valentin y Hoffman,<sup>91</sup> es la presentación de los datos económicos de los costos anuales que puedan originarse de los diversos sistemas de levantamiento artificial. Los costos se presentan en gráficos de barras que muestran cómo se producirían los costos de los componentes por encima de la cabeza del pozo o del subsuelo. Por ejemplo, gran parte de los posibles costos recurrentes para los sistemas electrosumergibles (BES por sus siglas en inglés) pueden estar el subsuelo; asociados a trabajos de intervenciones en fondo de pozo. Mientras que, para el levantamiento neumático (gas lift), los mayores costos de reparación y mantenimiento son asociados a trabajos en superficie como el mantenimiento de compresores.

Recientemente Alemi et al.<sup>93</sup> propuso otro método experto, en el cual la selección del sistema de levantamiento, se trata como un problema de Análisis de Decisión Multicriterio - MCDM (por sus siglas en inglés). Este programa fue aplicado para la

---

<sup>93</sup> MEHRDAD ALEMI, HOSSEIN JALALIFAR, GHOLAM REZA KAMALI, MANSOUR KALBASI, A mathematical estimation for artificial lift systems selection based on ELECTRE model, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 78, Issue 1, July 2011, Pages 193-200, ISSN 0920-4105, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.05.014>

selección de sistemas de levantamiento artificial para campos iraníes<sup>94</sup>. De acuerdo a este autor, las metodologías convencionales para la selección de los sistemas de levantamiento artificial se soportan en consideraciones operacionales, las cuales presentan imperfecciones, y no en un enfoque científicos, como el MCDM.

La MCDM, se refiere a un problema de toma de decisiones en presencia de múltiples criterios, por lo general en conflicto. Los problemas de MCDM pueden ser ampliamente clasificados en dos categorías<sup>95</sup>: toma de decisiones multi-atributos (MADM) y toma de decisiones multi-objetivos (MoDM), dependiendo de si el problema es un problema de selección o un diseño. En el método MoDM los valores de la variable de decisión que están contenidos en un dominio continuo o número entero, ya sea con un infinitivo o un gran número de opciones, la mejor de estas opciones debe satisfacer las limitaciones y prioridades de preferencia del tomador de decisiones. Por otro lado, las variables de un problema MADM, son generalmente discretas, con un número limitado de alternativas predeterminadas. Esta última categoría puede incluir el problema de un sistema de levantamiento entre varias alternativas, por la evaluación de un conjunto de criterios.

Los problemas MADM se pueden resolver por distintos métodos. Uno de los métodos más comunes es la suma de pesos WSM (por su sigla en inglés, Weighted sum method). Otros métodos, también aplicables corresponden a los métodos ELECTRE y TOPSIS. A continuación se presenta una descripción de cada uno de estos métodos.

---

<sup>94</sup> DASHORE, K., PAWAR, S.S., SOHANI, N., SINGH, D. (May 2013). "Product Evaluation Using Entropy and Multi Criteria. Decision Making Methods". International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT). Volume4. Issue 5

<sup>95</sup> POHEKAR, S.D., RAMACHANDRAN, M. (2004). "Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning" - A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 8. 365–381. 2004

**3.4.1 Método de suma de pesos (WSM).** El WSM<sup>95</sup> es el método más comúnmente utilizado para resolver problemas MADM, sobre todo para problemas de una sola dimensión. Si hay alternativas M (sistemas de levantamiento artificial) y N criterios (criterios de selección), la mejor alternativa es la que satisfaga la siguiente expresión.

$$A_{WSM} = \text{Max} \sum_i^j X_{ij} W_{ij} \text{ para } i = 1,2,3,4 \dots M \quad (19)$$

Donde  $A_{WSM}$  es la puntuación de la mejor alternativa, N es el número de criterios de decisión,  $X_{ij}$  es el valor real de la i-ésima alternativa en términos del criterio j, y  $W_j$  es el peso de importancia del criterio j-ésimo. El valor total de cada alternativa es igual a la suma de los productos.

**3.4.2 Método ELECTRE.** Este método es capaz de manejar criterios discretos, tanto de naturaleza cuantitativa como cualitativa, proporcionando un ordenamiento completo de las alternativas. En el problema formulado se eligen las alternativas que satisfacen la mayor parte de los criterios y que no causan un nivel inaceptable de discrepancia en cualquiera de los criterios. En esta técnica se utilizan índices de concordancia, discordancia y valores de umbral. Sobre la base de estos índices, se desarrollan gráficas para las relaciones fuertes y débiles. Estos gráficos se utilizan en un procedimiento iterativo para obtener la clasificación de alternativas<sup>96</sup>. Este índice se define en el intervalo (0-1), y proporcionan un juicio de clasificación en el grado de credibilidad de cada relación, presentando una prueba del funcionamiento de cada alternativa.

---

<sup>96</sup> ROY, B. (1985). "Metodologie multicritere d'aide la decision". Collection Gestion, Paris.

El índice global de concordancia C representa la magnitud para soportar la concordancia de todos los criterios, bajo la hipótesis que  $A_i$  supera a  $A_k$ . Se define el siguiente. Esto se define por la siguiente relación:

$$C_{ik} = \frac{\sum_{j=1}^m W_j C_j (X_i X_k)}{\sum_{j=1}^m W_j} \quad (20)$$

Donde  $W_j$  es el peso asociado con criterios j-ésimo. Por último, el método ELECTRE produce todo un sistema de relaciones binarias entre las alternativas.

**3.4.3 Método TOPSIS.** Este método fue desarrollado por Huang y Yoon<sup>97</sup> como una alternativa al método ELECTRE. El concepto básico de este método es que la alternativa seleccionada debe tener la distancia más corta, en el sentido geométrico, desde la solución ideal negativa. El método asume que cada atributo tiene una utilidad monótonicamente creciente o decreciente. Por lo tanto, el orden de preferencia de las alternativas se produce a través de la comparación de las distancias euclidianas.

El primer paso del método, es construir una matriz de decisión de las alternativas M y de los criterios N. Los matriz de decisión se normaliza y se construye la matriz de pesos para los criterios de decisión. Seguidamente se encuentran la solución ideal y la solución ideal negativas. El objetivo es maximiza los criterios positivos y minimizar los criterios negativos. Posteriormente, se calculan por separado la cercanía de cada alternativa con respecto a la solución ideal. La mejor alternativa será aquella que presente la mayor cercanía a la solución ideal y la mayor lejanía a la solución negativa.

---

<sup>97</sup> HUANG C. L, YOON K., (1981). "Multi attribute decision making: methods and applications". Springer-Verlag. New York

La metodología MADM, requiere un factor de peso ( $W$ ) para las diferentes características de los atributos, para determinar este factor, en el presente estudio se aplicó el método de entropía el cual fue seleccionado por su alta exactitud.

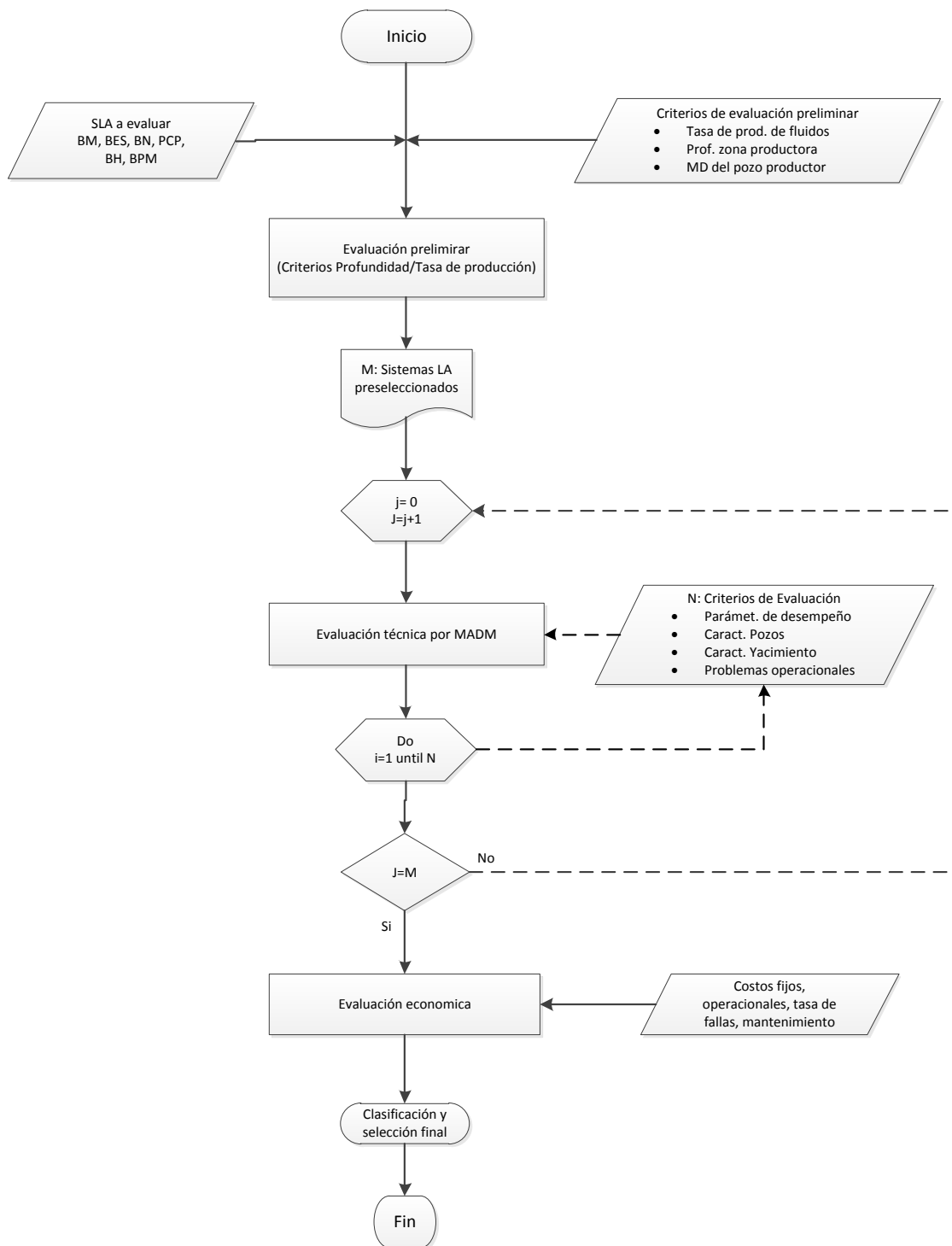
### **3.5 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA VALORACIÓN Y SELECCIÓN DEL MEJOR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

En el caso particular del presente trabajo, el problema que se debe resolver es seleccionar un sistema de levantamiento artificial, capaz de llevar a superficie de forma eficiente y segura, los fluido aportado por un proceso de inyección de aire implementado en un yacimiento de petróleo pesado, respetando las restricciones impuestas por los parámetros de desempeño del proceso de recobro, las características del pozo tipo, y del yacimiento, además, los problemas operacionales, y la economía de la operación.

Para darle una solución al problema planteado, se evaluaron técnica y económicamente las diferentes tecnologías convencionales de levantamiento artificial disponibles en el mercado (bombeo mecánico-BM, bombeo neumático o gas lift-GL, bombeo electrosumegible-BES, bombeo por cavidades progresivas-BCP, bombeo hidráulico-BH, bombeo por pistón viajero-BPV). La evaluación técnica se realizó en tres etapas, en la primera se realizó una evaluación, en la segunda etapa se evaluaron en detalle las características de cada método y en una última etapa se evaluó la economía de los métodos con mayor potencial.

En la Figura 9, se muestra el esquema de la metodología aplicada para la selección del mejor sistema de levantamiento. Esta metodología está estructurada en varias etapas. En la primera etapa se realizó una evaluación preliminar de los sistemas de levantamiento, usando como criterio la capacidad de bombeo de cada sistema de levantamiento en función de la profundidad de la zona productora.

Figura 9. Esquema metodológico general para seleccionar el sistema de levantamiento.



Los sistemas de levantamiento que aprobaron la primera etapa, se evaluaron técnicamente en detalle en una segunda etapa planteando un problema de Decisión Multicriterio - MCDM (Multicriteria Decisión Making). Para solucionar un problema MADM, la información se expresa en forma de matriz<sup>94</sup> de decisión como se muestra en la Figura 10.

**Figura 10. Matriz de decisión para la valorización de las alternativas disponibles por criterios**

	<b>C<sub>1</sub></b>	<b>C<sub>2</sub></b>	<b>C<sub>3</sub></b>	...	<b>C<sub>n</sub></b>
<b>A<sub>1</sub></b>	X <sub>11</sub>	X <sub>12</sub>	X <sub>13</sub>	...	X <sub>1n</sub>
<b>A<sub>2</sub></b>	X <sub>21</sub>	X <sub>22</sub>	X <sub>23</sub>	...	X <sub>2n</sub>
<b>A<sub>3</sub></b>	X <sub>31</sub>	X <sub>32</sub>	X <sub>33</sub>	...	X <sub>3n</sub>
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
<b>A<sub>m</sub></b>	X <sub>m1</sub>	X <sub>m2</sub>	X <sub>m3</sub>	...	X <sub>mn</sub>

En la matriz A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>...A<sub>m</sub> son las posibles alternativas que el tomador de decisión tiene para escoger. En nuestro caso, serían los diferentes sistemas de levantamiento (BM, GL, BH, BES, BCP, BPM). En la matriz, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>,...C<sub>n</sub> son los criterios por medio de los cuales los sistemas de levantamiento artificial serán evaluados.

**Tabla 9. Valoración cualitativa y su correspondiente equivalente numérico de los criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial.**

<b>Descripción</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>valor</b>
No Aplica	N.A	0
Pobre Aplicación	P	1
Medianamente Aplicable	Ma	2
Buena Aplicación	B	3
Excelente Aplicación	E	4

En la matriz de decisión (Figura 10), los valores, X<sub>ij</sub>, corresponden a los valores del grado de aplicabilidad de la alternativa A<sub>i</sub> con respecto al criterio C<sub>j</sub>. La descripción

cualitativa y los valores que puede tomar el grado de aplicabilidad se presenta en la Tabla 9. Como se muestra, el grado de aplicabilidad puede tener cuatro niveles, cero (0) si el método de levantamiento no es aplicable para el criterio evaluado, cinco (4) si tiene una muy buena aplicabilidad, y valores intermedias de uno (1), dos (2), tres (3) para los casos de baja aplicabilidad, media aplicabilidad y buena aplicabilidad respectivamente.  $W_j$  es el valor del peso del criterio  $C_j$ . En la Tabla 10, se presentan los criterios que serán evaluados.

Por último, de acuerdo a la metodología presentada en la Figura 9, los sistemas de levantamiento artificial se evaluaron económicamente por valor presente neto (VPN). El sistema de levantamiento con mayor VPN es el mejor sistema de levantamiento seleccionado.

**Tabla 10. Criterios para evaluar los sistemas de levantamiento artificial**

<b>Parámetros de desempeño</b>	<b>Características del yacimiento</b>	<b>Características del pozo tipo</b>	<b>Problemas operacionales</b>	<b>Otros</b>
Tasa total de producción de líquidos	Profundidad de la zona productora	Geometría	Fluidos corrosivos	Eficiencia
Corte de agua	Tipo de fluido	Profundidad vertical verdadera	Emulsiones	Flexibilidad
Relación gas/petróleo (GOR)	Presión	Severidad angular	Incrustaciones	Complejidad
Temperatura de fondo	Localización	Diámetro externo del revestimiento	Asfáltenos	Disponibilidad de energía
Presión de fondo	--	Diámetro externo de la línea de producción	--	Disponibilidad de servicios
--	--	Tipo de Completamiento	--	Experiencia con el sistema de levantamiento

En resumen, con base en los parámetros de desempeño de un proceso de inyección de aire, las características de los pozos y del yacimiento, los problemas operacionales entre otros, se seleccionó un sistema de levantamiento artificial

apropiado para los pozos productores de un yacimiento colombiano de petróleo pesado operado por inyección de aire. La selección del mejor método se planteó como un problema de Decisión Multicriterio (Multicriteria Decisión Making-MCDM). Los sistemas de levantamiento artificial analizados, corresponden al bombeo mecánico-BM, bombeo neumático (gas lift-GL), bombeo hidráulico-BH, bombeo electrosumergible-BES, bombeo por cavidades progresivas-BCP. Además, los sistemas de levantamiento artificial mejor valorados se evaluaron económicamente por valor presente neto, el sistema más rentable, corresponde al mejor método de levantamiento.

Los resultados de la evaluación de la aplicabilidad los sistemas de levantamiento artificial, para los pozos del campo Chichimene operado por el método de recobro mejorado de inyección de aire, aplicando la metodología descrita en el presente capítulo, se presentan a continuación en el capítulo titulado: valoración de los sistemas de levantamiento artificial en procesos de inyección de aire.

#### **4. VALORACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE**

En este capítulo se realizara la evaluación y la clasificación por grado de aplicabilidad de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, al pozo tipo del proceso de inyección de aire.

En la Tabla 11. se presentan los diferentes criterios definidos para la evaluación y de selección de los sistemas de levantamiento, incluyendo su valor numérico, intervalo requerido de aplicación. Entre estos criterios están: Los parámetros de desempeño del proceso de inyección de aire, estimados y presentados en el Capítulo III; las características del yacimiento y de un pozo típico diseñado para el proceso, y los problemas operacionales del proceso de inyección de aire. Adicionalmente, se presentan otros criterios que no están definidos por un valor o intervalo numérico, pero si un valor cualitativo con el corresponde equivalente numérico.

Para seleccionar el mejor sistema de levantamiento artificial, inicialmente se debe realizar una selección preliminar, con base en los criterios de producción-profundidad. Los sistemas de levantamiento que superen esta fase, se evaluarán por medio de la metodología de selección multi-criterio propuesta en el Capítulo II del presente informe. Así mismo, los sistemas que superen esta segunda fase, se evaluarán económicamente por medio del criterio de valor presente neto VPN. El sistema de levantamiento, con mayor rentabilidad será el mejor sistema seleccionado.

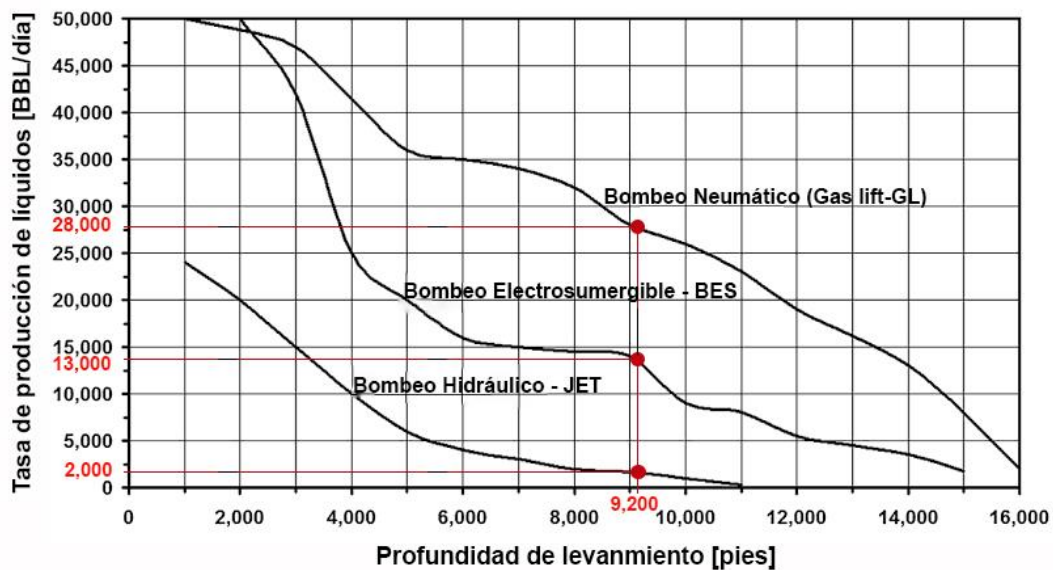
**Tabla 11. Criterios de selección de los sistemas de levantamiento artificial**

<b>Parámetros de desempeño</b>	<b>Valor</b>
Tasa total de producción de líquidos	650-1100 BBL/día (104-175m <sup>3</sup> /día)
Corte de agua	37%
GOR	100-13200 (S) pies <sup>3</sup> /(ST)BBL (18 -2351 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Temperatura de fondo	170-300 °C (338 – 572°F)
Presión	1550 psia (107 Bar)
<b>Características del yacimiento</b>	<b>Valor</b>
Tipo de fluido	Pesado (API=7-10, $\mu$ =150 - 1300 cP)
Profundidad de la zona productora	7700-8500 pies (2347-2591 m)
Localización del yacimiento (o campo)	Costa adentro, área rural
<b>Características del pozo</b>	<b>Valor</b>
Geometría	Vertical
Longitud del pozo (MD)	9200 pies (2804 m)
Severidad angular	2°/100 ft (5.2°/100 m)
Diámetro externo del revestimiento	9.625 pulgadas (24.4 cm)
Diámetro externo de la línea de producción	5.5 pulgadas (14 cm)
Tipo de completamiento	Sencillo
<b>Problemas operacionales</b>	<b>Valor</b>
Fluidos corrosivos	Gas (CO <sub>2</sub> =15 - 20 %, H <sub>2</sub> S=0.2 - 1 %) Agua ácida < 4 pH
Emulsiones	Si
Incrustaciones	Si
Asfáltenos	Si
<b>Otros</b>	<b>Valor</b>
Eficiencia	Mayor grado
Flexibilidad	Mayor grado
Complejidad	Menor grado
Disponibilidad de energía	Se requiere
Disponibilidad de servicios	Se requiere
Experiencia con el sistema de levantamiento	Se requiere

## 4.1 SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Con base en el parámetro de desempeño del proceso de inyección de aire, tasa de producción de líquidos (530-1100 BBL/día), y la profundidad del pozo productor (9200 pies), se determina la aplicación de los diferentes sistemas de levantamiento artificial a estas condiciones, para lo cual, se utilizan las gráficas de tasa de producción en función de la profundidad<sup>98</sup>, presentadas en las Figuras 11 y 12.

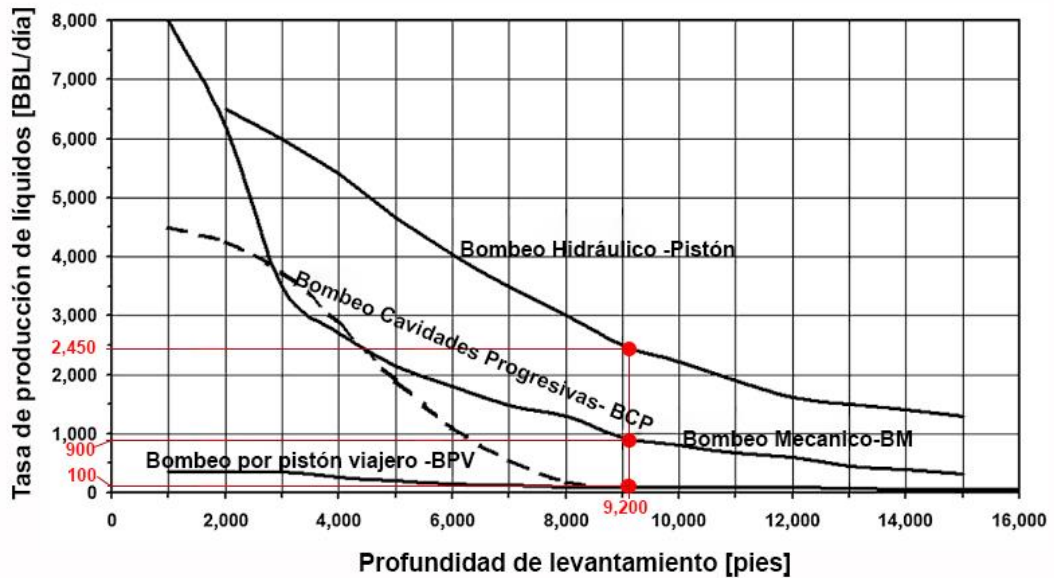
**Figura 11. Producción en función de la profundidad para los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo neumático (Gas Lift), bombeo electrosumergible (BES) y bombeo hidráulico tipo JET.**



**Fuente:** TAKACS, G., (08 May 2015) Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping, 1st Edition. Ed. Gulf Professional Publishing

<sup>98</sup> TAKACS, G., Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping, 1st Edition. Ed. Gulf Professional Publishing. 08 May 2015

**Figura 12. Producción en función de la profundidad para los sistemas de levantamiento artificial: bombeo hidráulico pistón, bombeo mecánico, bombeo por pistón viajero y bombeo por cavidades progresivas (BCP).**



**Fuente:** TAKACS, G., (08 May 2015) Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping, 1st Edition. Ed. Gulf Professional Publishing

Como se observa en la Figura 11. el sistema de bombeo hidráulico tipo JET, el sistema de bombeo electrosumergible BES y el sistema de bombeo neumático (GL) cumplen el requerimiento de la tasa máxima de bombeo de líquidos (1100 BBL/día) para la profundidad del pozo productor (9.200 pies) correspondiente a la longitud del pozo productor típico. De tal forma que estos tres tipos de bombeo pasan la primera etapa de evaluación.

Continuando con el análisis preliminar por producción-profundidad, en la Figura 12. se aprecia que los sistemas de bombeo mecánico convencional y por pistón viajero, no cumplen con los requerimientos de la tasa máxima de bombeo de líquidos (1100 BBL/día) para la profundidad del pozo productor (9200 pies). Sin embargo, el bombeo mecánico a la profundidad analizada (9200 pies), puede bombear fluidos a una tasa muy cerca (900 BBL/día) del valor máximo requerido, además teniendo en cuenta la incertidumbre de la estimación de las tasa máxima de producción, y de las gráficas de producción-profundidad, el sistema de bombeo

mecánico debe analizarse más en detalle, y se considera que aprueba esta primera de evaluación preliminar. Por otro lado, el sistemas de bombeo hidráulico tipo pistón, también cumple con el requerimiento de la tasa máxima de bombeo y se analizara en la segunda fase. En cuanto al sistema de levantamiento por cavidades progresivas, para una profundidad de 9200 pies como la requerida, el sistema está por fuera del intervalo de producción requerido (380-3200 BBL/día). Por lo tanto, no pasa la evaluación preliminar.

Otro estudio que reafirma la baja aplicabilidad de los sistemas PCP a los pozos del yacimiento de petróleo pesado de alta viscosidad ( $>1000$  cP @  $85$  °C), Chichimene T-2, fue realizado por López et al. 2014, en este estudio se evalúa el desempeño, tanto el sistema de levantamiento PCP como el sistema BES en condiciones en frío (sin inyección de aire), los resultados de la evaluación del sistema PCP en 25 pozos, mostraron un 75% de fallas se dieron en los equipos de subsuelo, con una mayor incidencia en los motores y las varillas por sobrecargas, además de la adherencia de las bomba. El número de intervenciones a los sistemas PCP fue de 19 en comparación con las 7 intervenciones para los sistemas BES.

**4.1.1 Bombeo por pistón viajero (BPV).** Debido a la dinámica de funcionamiento de este sistema de levamiento, que consiste en un pistón que viaja por la línea de producción, impulsado por la energía del yacimiento (presión del gas de producción), con lo cual únicamente se desplaza un bache de fluido por recorrido. Esta operación intermitente, no permite altas tasas de levantamiento de líquidos, por lo cual el sistema por pistón viajero, únicamente se utiliza en pozos con baja producción, como por ejemplo, en la recuperación de condensados de pozos gasíferos. Entonces este sistema no tiene aplicación para el proceso de inyección de aire donde la producción de fluidos estaría alrededor de 1000 BBL/día.

**4.1.2 Bombeo por cavidades progresivas (BCP).** El sistema de levantamiento artificial BCP se está consolidando como uno de los sistemas más usados en la producción de crudos pesados<sup>107,108</sup> gracias a su flexibilidad, confiabilidad y eficiencia volumétrica. Además de su resistencia a los sólidos abrasivos y el buen manejo de gas libre.<sup>107,108</sup> Otra ventaja del sistema BCP, es su menor costo capital, y reducido número de fallas comparado con otros sistemas. Sin embargo, a pesar de las grandes ventajas del sistema BCP, este puede fallar cuando se utiliza en yacimientos con producción de fluidos agresivos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Aromáticos)<sup>99,100</sup> y/o altas temperaturas, como se encuentran en procesos de recobro mejorado por inyección de aire, debido a que bajo estas condiciones se degradan los materiales poliméricos del sistema,<sup>99</sup> en especial el estator. Esta desventaja se puede superar utilizando materiales metálicos en la construcción de las partes más susceptibles del sistema.

En los sistemas BCP metal-metal se reemplaza el estator elastómero por uno metálico. Para reducir el desgaste por fricción entre el estator y el rotor helicoidal, se deja un espacio (o luz) positiva fija alrededor del rotor helicoidal, lo cual aumenta la vida de la bomba, sin embargo, esta condición permite fugas o escurrimiento de los líquidos durante a la succión, lo que disminuye el caudal neto de bombeo a una presión dada. Por el contrario, los estatores elastoméricos convencionales tienen un espacio libre negativo o cero que reduce dichas las fugas.

En la literatura técnica se describe un diseño especial del sistema BCP en donde el estator metálico está compuesto por dos partes. La primera parte, en contacto con el rotor, está construida de un tubo delgado construido de material de baja elasticidad como el metal, y la segunda parte está diseñada para que la primera

---

<sup>99</sup> FLESHMAN, R. AND OBREN LEKIC, H., (1999). "Artificial lift for High Volume Production", Oil review, spring

<sup>100</sup> MITRA, NILADRI KUMAR., (2012). "Principles of Artificial Lift". Allied Publishers

parte aplique y mantenga una presión sobre el rotor. Con este diseño se reduce el espacio entre el rotor y el estator un valor cercano a cero, ganado de esta forma presión en el fluido bombeado. Sin embargo, hay dificultades para la fabricación del estator metálico con una tolerancia estrecha y constante.

Los sistemas BCP con estator metálico son apropiados para aplicaciones de recobro térmico (inyección de aire o vapor) porque con ellos, se previene la degradación química y térmica observada en estatores elastómericos convencionales fabricados en nitrilo. Compañías como PDVSA y PCM (Pompes & Compresseurs Mecaniques company) ha probado los sistemas BCP con estatores metálicos con buenos resultados. Las patentes de los sistemas BCP son propiedad del Instituto francés del petróleo (Ahora IFP Energies nouvelles)<sup>101</sup>, y de PCM<sup>102</sup>.

El sistema BCP es usado típicamente para levantar tasas moderadas de líquidos desde profundidades someras (2000 BBI/día a 2000 pies)<sup>103</sup>, o bajas tasas de líquidos a profundidades intermedias (200 BBI/día a 5000 pies)<sup>103</sup>. El sistema BCP, puede inclusive, levantar alrededor de 1700 BBI/día desde profundidades cercana a los 4000 pies.<sup>99</sup> Sin embargo, la capacidad de bombeo está más limitada por la profundidad, debido a los esfuerzos de torsión que debe soportar la varilla que sostiene y trasmite el movimiento al rotor<sup>104</sup>, los cuales aumentan con el peso del rotor a medida que aumenta la profundidad, Otra limitación por profundidad, se debe a las altas temperaturas de fondo de los yacimientos profundos que atacan los elastómeros del estator.<sup>104</sup>

---

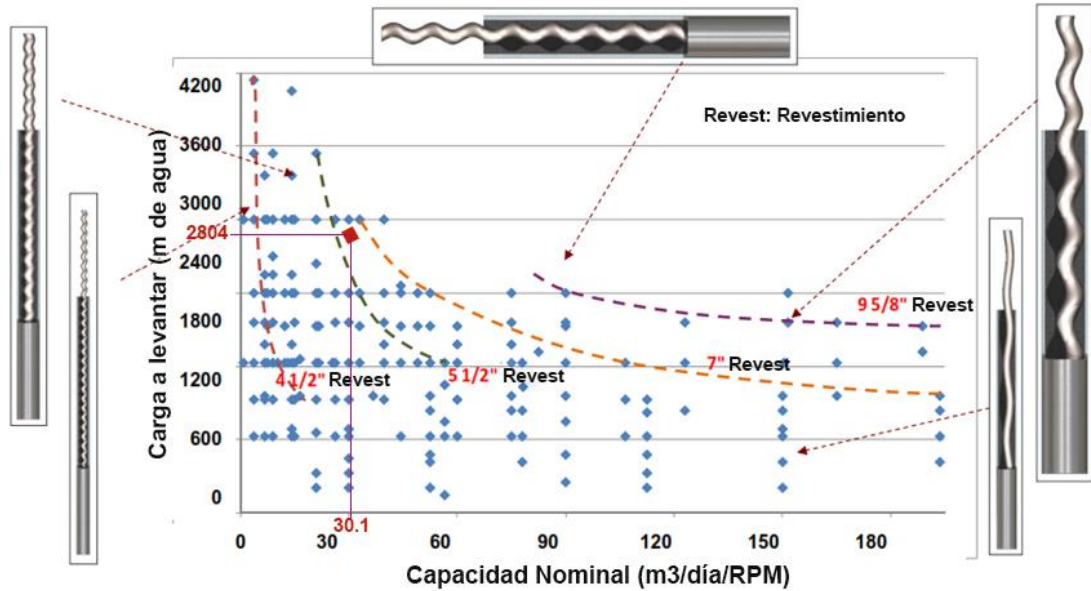
<sup>101</sup> CHOLET, H., VANDENBROUCKE, E., (Jan. 8, 2002). Progressive-cavity pump with composite stator and manufacturing process. Patent USA: US 6336796 B1. Institut Francais Du Petrole.

<sup>102</sup> LEMAY, L., CHOPARD. J.P., Method for making a moineau stator and resulting stator. Patent USA: US 6872061 B2. Pcm Pompes.

<sup>103</sup> CLEGG, J.D., BUCARAM, S.M. AND HEIN, N.W., (December 1993). "New Recommendations and Comparisons for Artificial Lift Method Selection", SPE 24834; and Journal of Petroleum Technology, 1128

<sup>104</sup> NGUYEN, T. C., (Fall 2012). Introduction to Artificial Lift Methods – Presentation. Petroleum Engineering Department. Institute of Mining and Technology. New Mexico - USA

Figura 13. Relación entre la capacidad nominal de bombeo, y la profundidad de levantamiento (rated lift) para diferentes diámetros del revestimiento para el sistema BCP.



**Fuente:** DUNN, L., (March 9, 2015). Progressing Cavity Pumping Systems Overview with a Focus on Coalseam Gas Applications. Weatherford. SPE Queensland Brisbane.

La capacidad del volumen que puede levantar el sistema BCP, depende del diámetro de la bomba, y está limitada, no solo por el diámetro del revestimiento del pozo (casing), sino también, por la profundidad en cuanto a la resistencia del material de la barrilla. Sin tener en cuenta la profundidad, se han reportado capacidades de levantamiento máximas de 5040 BBI/día<sup>105</sup> para las bombas de mayor diámetro. Por otro lado, sin tener en cuenta las restricciones de volumen a levantar, las profundidades máximas, se han reportado son alrededor de los 9840 pies.<sup>105</sup> No obstante, en la selección de un sistema BCP, estas dos variables en sus máximos valores, no pueden concebirse simultáneamente.

En la Figura 13. se muestra la forma como están relacionadas las variables de capacidad de bombeo, profundidad y diámetro del revestimiento para los sistemas

<sup>105</sup> [http://petrowiki.org/Progressing\\_cavity\\_pump\\_\(PCP\)\\_systems](http://petrowiki.org/Progressing_cavity_pump_(PCP)_systems)

BCP<sup>106</sup>. Para nuestro caso de estudio, donde el pozo productor se encuentra a una profundidad de 9200 pies (2804 metros), y se requiere bombear una tasa máxima de 1100BBl/día (30.1 m<sup>3</sup>/día) para el diámetro de revestimiento del pozo (9 5/8 pulgadas), en la Figura 12 observamos que para estas condiciones (línea punteada morada en la figura), el bombeo BCP se encuentra fuera del intervalo de aplicación.

En resumen, como resultado de la aplicación de la primera fase de la metodología que corresponde a la evaluación preliminar de los sistemas de levantamiento por criterio de producción-profundidad, los sistemas de levantamiento artificial, aplicables a los pozos influenciados por el proceso de inyección de aire en el campo Chichimene son: el sistema de levantamiento electro-sumergible, el sistema de levantamiento neumático (GL: gas lift), los sistemas de bombeo hidráulico (tipo pistón y JET) y el sistema de bombeo mecánico.

#### **4.2 VALORACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR EVALUACIÓN DE TOMA DE DECISIÓN MULTICRITERIO - MCDM**

En esta sección, los sistemas de levantamiento que aprobaron la evaluación preliminar por criterio de producción-profundidad (BES, GL, BH-pistón, BH-JET, BM), son evaluados y clasificados en conjunto, como un problema de Decisión Multicriterio – MCDM, por sus siglas en inglés (Multicriteria Decisión Making).

El problema MCDM, se resolvió por dos por dos técnicas diferentes, las cuales condujeron al mismo resultado, la técnica de suma de pesos – WSM, por su sigla en inglés (Weighted sum method) y la técnica por ordenamiento preferente a la

---

<sup>106</sup> DUNN, L., (March, 9, 2015). "Progressing Cavity Pumping Systems Overview with a Focus on Coalseam Gas Applications". SPE Queensland Brisbane.

solución ideal TOPSIS, por sus siglas en inglés (Order Preference by Similarity to Ideal Solution).

**Tabla 12. Información requerida para solucionar el problema MCDM de selección del mejor sistema de levantamiento artificial**

Nº	Criterio de evaluación	W [%]	BM	BES	GL	DP	JET
			A1	A2	A3	A4	A5
C1	Tasa total de producción de líquidos	10	2	3	4	3	3
C2	Corte de agua	5	4	4	2	4	4
C3	GOR	6	2	2	4	2	3
C4	Temperatura de fondo	8	3	1	4	3	3
C5	Profundidad de la zona productora	7	4	4	4	4	4
C6	Tipo de fluido	5	2	2	2	4	4
C7	Localización de los pozos	1	4	4	4	4	4
C8	Geometría	1	4	4	4	4	4
C9	Profundidad vertical verdadera	1	4	4	4	4	4
C10	Severidad angular	1	4	4	4	4	4
C11	Diámetro externo del revestimiento	1	4	4	4	4	4
C12	Diámetro externo línea de producción	1	4	4	4	4	4
C13	Completamiento	1	4	4	4	4	4
C14	Fluidos corrosivos	6	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
C15	Emulsiones	6	2	2	2	3	3
C16	Incrustaciones	4	3	3	2	2	2
C17	Asfáltenos	4	3	3	2	2	2
C18	Eficiencia	4	4	3	2	1	1
C19	Flexibilidad	4	4	1	4	3	3
C20	Complejidad	4	3	3	3	2	2
C21	Disponibilidad de energía	4	3	3	3	3	3
C22	Disponibilidad de servicios	4	3	3	3	1	1
C23	Experiencia con Sistema LA	5	1	3	3	1	1

Para solucionar un problema MCDM, los criterios de selección deben ser evaluado numéricamente, adicionalmente, se requiere definir un conjunto factores de peso (W) para cada criterio, los cuales depende de la importancia que cada criterio tenga en decisión final. En la Tabla 9, se presentan las diferentes calificaciones puede tomar cada criterio de selección según su aplicabilidad. Mientras que en la Tabla 10, se presentan los diferentes criterios, y en la Tabla 11, los valores

numéricos y cualitativos de criterios de evaluación de los sistemas de levantamiento. Un resumen de toda la información requerida para solucionar el problema MCDM, incluyendo los factores de peso (W), se presenta en la Tabla 12.

**4.2.1 Aplicación de la técnica de pesos simples - SAW.** A partir de la información de la Tabla 12. se construye la matriz de decisiones:

**Tabla 13. Matriz de decisión de alternativas y criterios de selección**

<b>C A</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>	<b>C7</b>	<b>C8</b>	<b>C9</b>	<b>C10</b>	<b>C11</b>	<b>C12</b>	<b>C13</b>	<b>C14</b>	<b>C15</b>	<b>C16</b>	<b>C17</b>	<b>C18</b>	<b>C19</b>	<b>C20</b>	<b>C21</b>	<b>C22</b>	<b>C23</b>
<b>A1</b>	2	4	2	3	4	2	4	4	4	4	4	4	4	3	2	3	3	4	4	3	3	3	1
<b>A2</b>	3	4	2	1	4	2	4	4	4	4	4	4	4	1	2	3	3	3	1	3	3	3	3
<b>A3</b>	4	2	4	4	4	2	4	4	4	4	4	4	4	3	2	2	2	2	4	3	3	3	3
<b>A4</b>	3	4	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	2	2	1	3	2	3	1	1
<b>A5</b>	3	4	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	2	2	1	3	2	3	1	1
<b>W</b>	10	5	6	8	7	5	2	2	2	2	2	2	2	6	6	4	4	4	4	4	4	4	5

Donde  $A_1, A_2, A_3 \dots A_m$  son los posibles alternativas que el tomador de decisión tiene para escoger. En nuestro caso, serían los diferentes sistemas de levantamiento (BM, GL, BH, BES, BCP, BPM). En la matriz,  $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$  son los criterios por medio de los cuales los sistemas de levantamiento artificial serán evaluados.

Se determinan los factores de valoración de cada sistema  $V_i$  por medio de la siguiente correlación.

$$V_i = \sum_{j=1}^n W_j * X_{ij}, \text{ con } i = 1, 2, 3, \dots, m \quad (21)$$

Los resultado de los parámetros  $V_i$  se presentan en la Tabla 14.

**Tabla 14. Clasificación de la aplicación de los sistemas de levantamiento al yacimiento operado bajo inyección de aire (método SAW)**

Clasificación	Sistema LA	Calificación
1	GL	3.21
2	BH-JET	3.03
3	BH-DP	2.97
4	BES	2.88
5	BM	2.76

**4.2.2 Aplicación de la técnica por ordenamiento preferente a la solución ideal TOPSIS.** La técnica se inicia normalizando la matriz de decisión presentada en la Tabla 14. de acuerdo a la siguiente expresión:

$$a_{ij} = \frac{X_{ij}}{\sum_{i=1}^m X_{ij}^2}, (1 \leq i \leq m, 1 \leq j \leq n) \quad (22)$$

La matriz de decisión normalizada se multiplica por los pesos presentados en la Tabla 12. Con el propósito de los parámetros  $V_i$  (Tabla 15). De acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_i = (a_{ij} * W_j) \quad (23)$$

Donde  $W_j$  es el peso del i-esimo criterio, con  $\sum_{i=1}^n W_i = 100$

Se calculan los parámetros  $V_i$ , máximos y mínimos (Tabla 15). De acuerdo a las siguientes expresiones.

$$V^+ = \{v_1^+, v_2^+, v_3^+, \dots, v_n^+\} = \{Max v_{ij}/j \in J\} \quad (24)$$

$$V^- = \{v_1^-, v_2^-, v_3^-, \dots, v_n^-\} = \{Min v_{ij}/j \in J\} \quad (25)$$

Tabla 15. Matriz normalizada por pesos (W) y valores Vi (máximos y mínimos)

	A1	A2	A3	A4	A5	Max	Min
C1	0.29	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.29
C2	0.29	0.29	0.15	0.29	0.29	0.29	0.15
C3	0.32	0.32	0.65	0.32	0.49	0.65	0.32
C4	0.55	0.18	0.73	0.55	0.55	0.73	0.18
C5	0.29	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.29
C6	0.23	0.23	0.23	0.45	0.45	0.45	0.23
C7	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
C8	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
C9	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04
C10	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
C11	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
C12	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
C13	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
C14	0.49	0.16	0.49	0.49	0.49	0.49	0.16
C15	0.22	0.44	0.44	0.67	0.67	0.67	0.22
C16	0.40	0.40	0.27	0.27	0.27	0.40	0.27
C17	0.40	0.40	0.27	0.27	0.27	0.40	0.27
C18	0.52	0.39	0.26	0.13	0.13	0.52	0.13
C19	0.31	0.08	0.31	0.24	0.24	0.31	0.08
C20	0.34	0.34	0.34	0.23	0.23	0.34	0.23
C21	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
C22	0.41	0.41	0.41	0.14	0.14	0.41	0.14
C23	0.18	0.71	0.54	0.18	0.18	0.71	0.18

$$S^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (V_{ij} - V^+)^2}, \text{ donde } (1 \leq i \leq m, 1 \leq j \leq n) \quad (26)$$

$$S^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (V_{ij} - V^-)^2}, \text{ donde } (1 \leq i \leq m, 1 \leq j \leq n) \quad (27)$$

Calculo de la cercanía relativa a la solución ideal

$$P_i = \frac{S^-}{S^+ + S^-}, (1 \leq i \leq m, 1 \leq j \leq n) \quad (28)$$

**Tabla 16. Clasificación de la aplicación de los sistemas de levantamiento al yacimiento operado bajo inyección de aire (método TOPSIS)**

Clasificación	Sistema LA	S+	S-	P
1	GL	0.507	0.971	0.657
2	BH-JET	0.792	0.809	0.505
3	BES	0.825	0.803	0.493
4	BH-DP	0.840	0.793	0.486
5	BM	0.878	0.767	0.466

### **4.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE LA SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

A continuación, se realiza un análisis detallado de los resultados de la clasificación de los sistemas de levantamiento artificial, evaluados por las técnicas SAW y TOPSIS.

**4.3.1 Bombeo mecánico (BM).** El sistema de bombeo mecánico fue el que obtuvo las menores calificaciones de aplicación a los pozos influenciados por el proceso de inyección de aire. Esto se debe a que la variable tasa de bombeo a la profundidad requerida, posee uno de los mayores pesos (10%) en los criterios de selección, en consecuencia, se evidenció que la tasa de levantamiento máxima del sistema BM de acuerdo a los criterios de producción-profundidad es menor que el potencial máximo esperado por el proceso de inyección de aire, a respecto la literatura técnica menciona que los sistemas de bombeo mecánico, son apropiados para levantar volúmenes moderados en profundidades someras,<sup>107,108</sup> y volúmenes pequeños desde profundidades intermedias.<sup>107,108</sup>

---

<sup>107</sup> HERIOT-WATT UNIVERSITY - Production Technology volume II (Unpublished work) Members of Heriot-Watt University have free access to the above journals [www.hw.ac.uk/is/njindex.php](http://www.hw.ac.uk/is/njindex.php).

<sup>108</sup> LEA, J & NICKENS, H., (March 28-31, 1999). "Selection of artificial lift". SPE 52157. Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma

Por medio del sistema BM, es posible levantar 1000 BBL/día desde unos 7000 pies, y 200 BBL/día desde aproximadamente 14000 pies (donde pueden requerirse barras especiales). Si los fluidos producidos contienen sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), como en el caso de los gases del proceso de inyección de aire, los sistemas de bombeo mecánico, pueden levantar 1.000 BBL/día de líquido desde 4000 pies<sup>108</sup> y 200 BBL/día desde 10000 pies<sup>108</sup>.

Los sistemas de levantamiento de larga carrera (long stroke), son una variante de los sistemas de bombeo mecánico que tiene ventajas sobre los sistemas convencionales<sup>109</sup>. Algunas de estas ventajas son: alta eficiencia en la tasa de producción, especialmente para pozos profundos con alta carga, como los pozos productores de petróleo pesado. Sin embargo, para pozos con profundidad de 9200 pies, como los utilizados en el proyecto de inyección de aire en Chichimene, uno de los más grandes fabricantes de esta tecnología a nivel mundial, publico que la máxima producción del sistema long stroke a la profundidad mencionada (9200 pies) es de 900 BBL/día,<sup>109</sup> valor por debajo del máximo esperado para el proyecto de inyección de aire en Chichimene, el cual es de 1100 BBL/día.

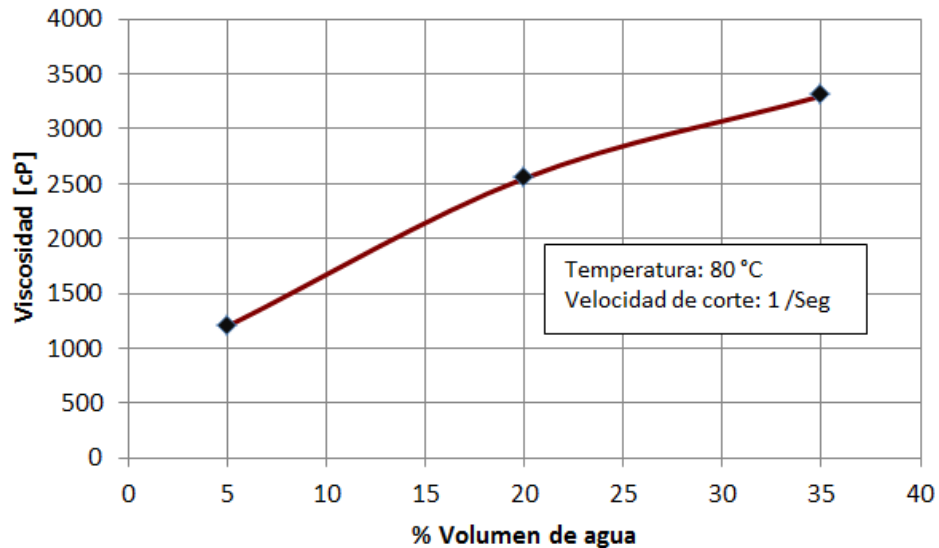
En el campo Chichimene-formación T-2, se realizó un ensayo del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, el cual tuvo un tiempo de vida que no excedió los 180 días. La ruptura de las varillas y el golpeteo por el fluido, debido a las fuerzas de fricción generada sobre las varillas y las tuberías, fueron la principal causa de fallas, así mismo, el torque requerido sobrepasó los 912.000 lb-pulgada y la carga en el motor fue cercana a los 42.700 pulgadas-pie, excediendo las especificaciones de diseño del sistema de bombeo mecánico<sup>110</sup>.

---

<sup>109</sup> WEATHERFORD. ROTAFLEX® LONG-STROKE PUMPING UNITS: Proven technology for deep, challenging, and high-volume Wells. (2016.) Webside <http://www.weatherford.com/doc/wft264837>

<sup>110</sup> LOPEZ URIBE, J.E., CHAUSTRE RUIZ, A.J., AYALA MARIN, C.A., (24-26 September, Medellín, Colombia. 2014). "Producing Extra-Heavy Oil From Llanos Basin, Colombia, Through

Figura 14. Viscosidad de la emulsión nativa (petróleoT2-agua) en función del volumen de agua a 80°C y velocidad de corte de 1/seg.



**Fuente:** JAIMES, M.G., PACHON, Z. AND VILLAR, A., DORADO, R., (2014). "Increasing the Efficiency of Artificial Lifting System in the Production of Heavy Crude: A Colombian Field Application". SPE- SPE-169404-MS.

Los anteriores problemas de levantamiento de líquidos viscosos desde grandes profundidades, pueden agravarse durante el desarrollo del proceso de inyección de aire en Chichimene, teniendo en cuenta que en este tipo de procesos, es susceptible que se produzcan emulsiones altamente estables y viscosas<sup>111,112</sup>, debido la generación de compuestos oxigenados<sup>113</sup>, con características tensoactivas<sup>114</sup>, producto de las reacciones oxidación del petróleo con el oxígeno del aire inyectado, incluso si se producen a bajas concentraciones. En vista que en

---

Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field". SPE-171041-MS. SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, Medellín, Colombia

<sup>111</sup> NODWELL, J., MOORE, R.G., URSENBACH, M.G., LAURESHEN, C.J., AND MEHTA, S.A., Economic Considerations for the Design of In Situ Combustion Projects. J. Cdn. Pet. Tech.39 (8): 34-41. 2000. doi: 10.2118/00-08-02

<sup>112</sup> URSENBACH, M.G., MOORE, R.G., MEHTA, S.A., (January, 2010). "Air Injection in Heavy Oil Reservoirs - A Process Whose Time Has Come (Again) Journal of Canadian Petroleum Technology" - J CAN PETROL TECHNOL; 49(1):48-54

<sup>113</sup> BURGER, J., AND SAHUQUET, B., "Chemical aspects of in-situ combustion. Heat of combustion and kinetics," Soc. Petroleum Engrs J., Vol. 12, p. 410-422. 1972

<sup>114</sup> TURTA, A.T., CHATTOPADHYAY, S.K., BHATTACHARYA, R.N., CONRACHI, A. AND HANSON, W., (Jun. 7-9, 2005). Current Status of the Commercial In Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC. CIPC

Chichimene-formación T-2, hoy en día se producen emulsiones de forma nativa<sup>115</sup> (ver Figura 14), se espera que este problema se agrave durante la implementación del proceso de inyección de aire.

Además, debido a la generación de grandes volúmenes de gases de combustión, si se implemente un sistema de bombeo mecánico, porcentaje el gas libre que debe manejar es muy alto, como consecuencia, el sistema puede presentar problemas de ineficiencia y posiblemente bloqueo de la bomba. Por todas estas razones, el sistema de levantamiento mecánico no será considerado en este trabajo como candidato para a ser implementado en los pozos influenciados por el proceso de inyección de aire en Chichimene-formación T-2.

**4.3.2 Bombeo neumático.** El sistema de bombeo neumático fue el que obtuvo las mejores calificaciones de aplicación a los pozos influenciados por el proceso de inyección de aire. Este sistema puede utilizarse en yacimientos de petróleo pesados, en producción primaria, secundaria, e inclusive en métodos recobro térmico y no térmico. La razón de las pocas aplicaciones del bombeo neumático o gas lift en yacimientos de petróleo pesado, se debe a que por lo general, estos yacimientos no cuentan con una alta producción de gas natural.

En el caso particular del proceso de inyección de aire evaluado, a pesar de no contar con una fuente de gas natural en el yacimiento, se tiene como alternativa los gases de combustión producidos en el proceso, los cuales no tienen mayor valor comercial, pero que resultaría positivo para el proyecto encontrarles un uso. En este caso, sistema gas lift a diferencia de otros sistemas, sale beneficiado por el alto GOR con el que se producirá el crudo durante la operación del proceso de inyección de aire en Chichimene, Además, los sistemas de gas lift puede manejar

---

<sup>115</sup> JAIMES, M.G., PACHON, Z. AND VILLAR, A., DORADO, R., (2014). "Increasing the Efficiency of Artificial Lifting System in the Production of Heavy Crude: A Colombian Field Application". SPE-169404-MS

gases ácidos como los producidos en el proceso de inyección de aire así como también razonables cantidades de sólidos, que posiblemente puedan producirse en el proceso.

No obstante, pese a las grandes ventajas del gas lift para el proceso de inyección e aire, el sistema requiere de una gran infraestructura en términos de compresores de gas, líneas de inyección y distribución de gas lo que se traduce en altos costos de inversión. Lo cual es inviable implementarlo a pequeña escala, sin embargo durante la expansión del proceso de inyección de aire en Chichimene, esta tecnología puede cobrar importancia, teniendo en cuenta que la misma infraestructura de compresión que se utiliza en el proceso de inyección de aire es la utilizada en los sistemas de gas lift.

**4.3.3 Bombeo electrosumergible (BES).** El sistema de bombeo electrosumergible obtuvo la segunda menor calificación en la evaluación técnica de los sistemas de levantamiento. Estos sistemas son eficientes cuando manejan altos volúmenes de fluido, superiores a los requeridos para el proceso de inyección de aire en Chichimene (1100 BBL/día). Para menores volúmenes (< 1000 BBL/día) el sistema es menos eficiente. El sistema BES no es típicamente apropiado para crudos viscosos como los producidos en Chichimene T-2, sin embargo es el sistema que es hoy en día mayormente aplicado a los pozos de este yacimiento. Lo cual implica cierta ineficiencia.

Además, el aumento de la viscosidad de los líquidos por la formación de emulsiones es un problema típico en proceso de inyección de aire en crudos pesados, y se espera se agrave en Chichimene durante la operación del proceso debido a que a condiciones de producción actual, ya se tiene este inconveniente. Entonces, si se implementa el sistema BES la turbulencia generada en la bomba, aumentaría la dispersión de las fases agua y petróleo generando emulsiones más difíciles de tratar.

Los sistemas BES muestran otras restricciones para la aplicación al proceso de inyección de aire, porque algunos componentes eléctricos (por ejemplo el cableado) son sensibles a las altas temperaturas y los fluidos corrosivos, a pesar que se han diseñado sistemas BES para recobro térmico, como inyección de vapor, donde las temperaturas son menores (550 °F) que las encontrados en procesos de inyección de aire (1000 °F). Además, en el proceso de inyección se elevará la relación gas-petróleo a niveles muy altos (> a 10000 (S) pies<sup>3</sup>/(ST) BBI) que harían el sistema BES ineficiente o incluso llevarían al bloqueo de la bomba, aun con manejadores o separadores de gases, el espacio anular entre el revestimiento y la línea de producción puede no resultar suficiente para evacuar los gases. El sistema BES, también es sensible a la producción de sólidos.

**4.3.4 Bombeo hidráulico (BH).** Los sistemas de bombeo hidráulicos representan una de las tecnologías de levantamiento más flexibles en la producción de pozos. Se utilizan con frecuencia en aplicaciones donde otras tecnologías de levantamiento han fallado. Los sistemas BH son muy versátiles, se han utilizado tanto en pozos someros (1.000 pies) como en pozos profundos (18.000 pies), para bajas (decenas de barriles diarios) y muy altas tasas de producción (20.000 BBL/día).

En la mayoría de los casos, el fluido de potencia (inyectado) puede ser agua o un hidrocarburo líquido (incluyendo los fluidos producidos). Estos fluidos también se pueden mezclar con ciertos productos químicos para ayudar a controlar problemas de corrosión, parafina y emulsión. Generalmente para la operación de los sistemas BH se requiere una presión de bombeo en superficie entre 1500-4000 PSIA. Por ejemplo, para el levantamiento de un volumen de líquido a unas tasas no mayores que 10000 BBL/día, se requieren presiones superiores a 2500 PSIA, cuando se utilizan bombas tipo pistón. En la Tabla 17, se presentan algunas aproximaciones de las máximas capacidades de bombeo para sistemas BH que operan con las

bombas de desplazamiento positivo, a diferentes profundidades de levantamiento, teniendo en cuenta el tamaño de la línea de producción.

De acuerdo a la Tabla 17. La capacidad de bombeo de las bombas de desplazamiento positivo, aumenta con el diámetro de la línea de producción. En nuestro caso de estudio, la línea de producción del pozo típico para el proceso de inyección de aire posee un diámetro de 5-1/2 pulgadas, pero el autor no reporta una capacidad máxima de bombeo para este tamaño, sin embargo de la Tabla 17. se puede inferir que para este diámetro, la capacidad máxima de bombeo del sistema BH debe ser superior a la esperada para el proceso de inyección de aire (ver Tabla 11).

**Tabla 17. Capacidades de las bombas de desplazamiento positivo**

Diámetro Línea de producción [pulgadas]	Profundidad de levantamiento [pies]	Máxima capacidad de bombeo [BBL/día]
2-3/8	6000 - 17000	1311 - 381
2-7/8	6000 - 17000	2500 - 744
3-1/2	6000 - 15000	4015 - 1357
5-1/2	N.R*	N.R*

\*N.R: no reportado.

**Fuente:** LEA, J & NICKENS, H., (March 28-31, 1999). "Selection of artificial lift". SPE 52157. Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma

Para sistemas BH con bombas tipo JET, la tabulación de capacidad de bombeo en función de la profundidad no es práctica porque intervienen otras variables, y la relación entre ellas es compleja. Para mantener las velocidades del fluido por debajo de 50 pies /seg. entre la succión y de descarga, una aproximación de las velocidades de producción máximas frente al tamaño de tubo para las bombas tipo JET se muestra en la Tabla 18.

La profundidad máxima de levantamiento para las bombas tipo JET es alrededor de 8000-9000 pies, si la presión del fluido de potencia en superficie es de 3500 PSI. Capacidades máximas de alrededor de 17000 BBL/día se pueden obtener

solamente a profundidades aproximadas de 5000-6000 pies. La anterior información puede utilizarse únicamente como guía, porque las condiciones de los pozos y las propiedades del fluido pueden tener influencias significativas sobre la capacidad de bombeo.

**Tabla 18. Capacidades de las bombas tipo JET**

Diámetro Línea de producción [pulgadas]	Máxima capacidad de bombeo [BBL/día]
2-3/8"	3000
2-7/8"	6000
3-1/2"	10000
5-1/2"	N.R*

\*N.R: no reportado.

**Fuente:** LEA, J & NICKENS, H., (March 28-31, 1999). "Selection of artificial lift". SPE 52157. Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma

Al igual que en el caso de las bombas de desplazamiento positivo, en el caso de las bombas tipo JET, el autor no reporta una capacidad máxima de bombeo para el tamaño de la línea de producción del pozo típico para el proceso de inyección de aire, el cual es de 5-1/2 pulgadas, sin embargo de la Tabla 18. se puede inferir que para este diámetro, la capacidad máxima de bombeo del sistema BH debe ser superior a la esperada para el proceso de inyección de aire (ver Tabla 11).

#### **4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

En esta sección se presenta la evaluación económica de los sistemas de levantamiento artificial (BM, BES, BH-JET, BN). Esta evaluación se realizó por medio de la estimación de los parámetros financieros: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C), para un tiempo de vida del proyecto de 11 años, con una tasa de oportunidad de 12 % anual.

En la Tabla 19. se presentan otras variables económicas utilizadas en las evaluaciones económicas, mientras en la Tabla 20. se presentan los costos de los equipos y el tiempo de vida de los principales equipos.

**Tabla 19. Parámetros para la evaluación de económica de los sistemas de levantamiento artificial**

<b>Variable económica</b>	<b>B. M</b>	<b>BES</b>	<b>B. H (Jet)</b>	<b>B. N (GL)</b>
Tasa de producción [BBL/año]	252000	252000	252000	252000
Precio de venta del petróleo [CO\$/BBL]	120000	120000	120000	120000
Instalación inicial [CO\$]	310000000	450000000	380500000	526000000
Eficiencia energética <sup>31</sup> [%]	58	48	16	15
Energía de levantamiento <sup>31</sup> [Kw/BBL/día]	0.025	0.096	0.1	0.031
Costo de intervención a pozo <sup>110</sup> [CO\$/día]	700000000	700000000	700000000	700000000
Costo de la energía eléctrica <sup>110</sup> [CO\$/Kwh]	114	114	114	114
Inyección de gas [CO\$/Mpies3]				0
Otros costos <sup>31</sup> [CO\$/año]	5400000	6000000	78000000	162000000
Impuesto por regalías [%/año]	6	6	6	6
Devaluación [%/año]	4.5	4.5	4.5	4.5
Tasa de oportunidad [%]	12	12	12	12

**Fuente:** [www.ecopetrol.com.co/documentos/WEB\\_2013Ene.xlsx](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/WEB_2013Ene.xlsx); LOPEZ URIBE, J.E., CHAUSTRE RUIZ, A.J., AYALA MARIN, C.A., (March 28-31, 1999). "Producing Extra-Heavy Oil From Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field". SPE-171041-MS; LEA, J & NICKENS, H. Selection of artificial lift, SPE 52157. Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma

En la Tabla 21. se presentan los flujos de caja de la evaluación económica de los sistemas de levantamiento artificial, igualmente se presentan los indicadores económicos (valor presente neto VPN, Tasa interna de retorno TIR, y la relación beneficio/costo). De acuerdo a los resueltos de la evaluación económica, el sistema de levantamiento que presentan el mejor beneficio económico es el bombeo neumático o gas lift (VPN: 167326 MMCO\$, TIR: 22.6 y B/C: 9.6).

Comparado con los otros sistemas de levantamiento evaluados (BM, BES, JET), los cuales en orden descendente quedan clasificados de la siguiente formas: BN>BES>BM>BH.

**Tabla 20. Costo de los principales equipos por sistema de levantamiento artificial y tiempo de falla**

Sistema de levantamiento	Costos de equipos y tiempo de vida		
	Ítem	Costo [CO\$]	Tiempo de vida <sup>31</sup> [años]
<b>Costos del bombeo mecánico<sup>31</sup> (B.M)</b>	Barras	50000000	4
	Bomba	13200000	1
<b>Costos del bombeo electrosumegible<sup>31</sup> (BES)</b>	Bomba	55000000	0.5
	Protector	8800000	1
	Separador	11000000	2
	Motor	33000000	2
	Cable	110000000	6
	Protector del cable	44000000	15
	Transformador	26500000	15
	Variador de frecuencia (VSD)	77000000	15
<b>Costos del bombeo hidráulico<sup>31</sup> B.H</b>	Bomba	44000000	1
<b>Costos del bombeo neumático B.N</b>	Válvula	5000000	3
	Mandril	11000000	10

**Fuente:** [www.ecopetrol.com.co/documentos/WEB\\_2013Ene.xlsx](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/WEB_2013Ene.xlsx); LEA, J & NICKENS, H., (March 28-31, 1999). "Selection of artificial lift", SPE 52157. Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma

Es necesario aclarar que los tiempos de falla o remplazo de equipos, que influyen de forma importante en la economía de bombeo, se tomaron a condiciones de producción en frío, debido a que no se encontró información de las fallas de los equipos e proceso de inyección de aire. Por lo tanto, la información de la evaluación económica, aquí presentada, sirve solo como una guía, y debe prestársele más atención a la evaluación técnica. Sin embargo, tanto en la evaluación técnica, presentada en la sección anterior, como la evaluación económica, el sistema de recobro mejor valorado fue el bombeo neumático (o gas lift). En cuanto al bombeo hidráulico, el segundo mejor valorado técnicamente, fue el que mostro la menor viabilidad económica (VPN: 119455 MMCO\$, TIR: 19.1 y B/C: 2.8).

**Tabla 21. Resultados de la evaluación económica de los sistemas de levantamiento aplicados a un yacimiento operado por inyección de aire.**

Ítem	Año	B. M	BES	B. H (Jet)	B. N (GL)
Inversión Inicial [MM CO\$]	0	1010	1150	1080.5	1226
Flujo de caja [MM CO\$]	1	27029	27098	20693	27644
	2	27250	27274	20630	27893
	3	27472	27547	20553	27339
	4	27634	27588	20463	28395
	5	27914	27996	20359	28648
	6	28135	28163	20240	27969
	7	28356	28445	20105	29157
	8	28504	28450	19954	29413
	9	28795	28892	19785	28622
	10	29013	29047	19598	29927
	11	29231	29337	19392	30186
<b>Parámetros de evaluación económica</b>	<b>VPN</b>	164523	164643	119455	167326
	<b>TIR</b>	26.8	23.6	19.1	22.6
	<b>B/C</b>	8.4	8.5	2.8	9.6

Es necesario aclarar que los tiempos de falla o remplazo de equipos, que influyen de forma importante en la economía de bombeo, se tomaron a condiciones de producción en frío, debido a que no se encontró información de las fallas de los equipos e proceso de inyección de aire. Por lo tanto, la información de la evaluación económica, aquí presentada, sirve solo como una guía, y debe prestársele más atención a la evaluación técnica. Sin embargo, tanto en la evaluación técnica, presentada en la sección anterior, como la evaluación económica, el sistema de recobro mejor valorado fue el bombeo neumático (o gas lift). En cuanto al bombeo hidráulico, el segundo mejor valorado técnicamente, fue el que mostro la menor viabilidad económica (VPN: 119455 MMCO\$, TIR: 19.1 y B/C: 2.8).

## 5. CONCLUSIONES

El sistema de levantamiento artificial más apropiado para implementar en los pozos del yacimiento de petróleo pesado, operado por inyección de aire, es el bombeo neumático (gas lift), porque mostro las mejores calificaciones tanto técnicas como económicas. Este sistema, puede ser construido con materiales resistentes a las altas temperaturas y fluidos corrosivos, las altas relaciones gas-petróleo favorecen la eficiencia del sistema, las tecnologías de compresión de gases son similares a las utilizadas en el proceso de inyección de aire, se puede utilizar el gas de combustión producido en el proceso como gas de inyección.

Otro sistema de levantamiento artificial apropiado para implementar pozos del yacimiento de petróleo pesado, operado por inyección de aire, pero que tiene un costo mayor que el bombeo neumático, es el bombeo hidráulico porque tolera altas relación gas-liquido, puede ser construido con materiales resistentes a la temperatura y corrosión, no contiene piezas móviles que puedan dañarse, además los fluidos de potencia pueden utilizarse para transportar químicos necesarios para mejorar la operación como, rompedores de emulsiones, anticorrosivos, secuestradores de oxígenos, entre otros.

El sistema de bombeo mecánico a pesar de ser el más utilizado en procesos de recobro mejorado por inyección de aire, no es aplicable al yacimiento de petróleo pesado seleccionado como caso de estudio, por su alta profundidad (9000 pies) de la zona productora y características de petróleo viscoso que pueden empeorar con la producción de emulsiones cuando se desarrolle el proceso de inyección de aire, lo cual se traduce en altas cargas en las varillas y excesivos torques en el motor, además la presencia de gases corrosivos también limitan la resistencias de las barrillas. También las altas relaciones gas-líquidos reducen la eficiencia de la bomba.

El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumegible no es apropiado para los pozos del proceso de inyección de aire, debido a que posee piezas sensibles a las altas temperaturas y fluidos corrosivos, es ineficiente a las altas relaciones gas-petróleo, no es recomendable con fluidos altamente viscosos, puede contribuir a la formación de emulsiones estables por las turbulencia que se generan en la bomba.

## 6. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar el diseño conceptual que incluya un modelo de simulación del sistema de bombeo neumático o gas lift, para analizar con mayor detalle la aplicabilidad del este sistema de levantamiento a los pozos influenciados por en proceso de inyección de aire en Chichimene T-2. Así mismo, realizar un estudio similar para el bombeo hidráulico tipo JET.

A partir de los resultados de los estudios conceptuales y de simulación de los sistemas de bombeo neumático (gas lift) y bombeo hidráulico tipo JET, planificar la implementación de los pilotos a nivel de campo, que permita conocer de forma real la viabilidad técnico-económica de estos sistemas de levantamiento a mayor escala durante la expansión del proceso de inyección de aire en Chichimene T-2.

## BIBLIOGRAFÍA

ALEMI M., JALALIFAR H., KAMALI G.R., KALBASI M. (2011). A mathematical estimation for artificial lift systems selection based on ELECTRE model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78 (1), pp. 193-200.

ALEXANDER, J. D., MARTIN, W. L., & DEW, J. N. (1962, October 1). Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/296-PA

ANDARCIA, L., BERMUDEZ, J. M., REYES, Y., CAYCEDO, H., & SUAREZ, A. F. (2014, September 24). Potential of Steam Solvent Hybrid Processes in Llanos Basin, Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171049-MS

ARIAS, H. (2013). Use of Finite-element Analysis to Improve Well Cementing in HTHP Conditions. Doctoral dissertation, Texas A & M University

ARYSTANBAY, R., BAE, W., NGUYEN, H. X., RYOU, S., LEE, W., & JANG, T. (2011, January 1). Successful Application of Metal PCP Rechnology to Maximize Oil Recovery in SAGD Process. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/149944-MS

BAGCI, S., SHAMSUL, A. (March 20 - 23, 1994). "A Comparison of Dry Forward Combustion With Diverse Well Configurations in a 3-D Physical Model Using Medium and Low Gravity Crudes". Petroleum Society of Canada Source SPE/CIM/CANMET International Conference on Recent Advances in Horizontal Well Applications, Calgary, Canada

BELGRAVE, J.D.M. An Experimental and Numerical Investigation of In-situ Combustion Tube Tests (1987). University of Calgary, Department of Chemical and Petroleum Engineering

BELGRAVE, J.D.M., MOORE, R. G., BENNION, D.W. (Jan 01, 1990): "The Thermal Behavior of Vertically-Operated Near-Adiabatic In-Situ Combustion Tubes" .Elsevier, Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 5 (1)

BENHAM, A.L. AND POETTMAN, F.H. 1958. The Thermal Recovery Process - An Analysis of Laboratory Combustion Data. Journal of Petroleum Technology 10 (9): 83–85. SPE-1022-G. <http://dx.doi.org/10.2118/1022-G>.

BHATIA, A.K. AND SINGH, DALJIT. (1998). Reservoir Management of Heavy Oil Reservoirs of North Gujarat, India. Petrotech-1998, New Delhi, India

BLANN, J. R., GARCIA, R., GUARAMATA, F., & LOZANO, P. (1999, January 1). Advances in Heavy Oil Lifting in the Morichal Area of Venezuela. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/52211-MS

BOTTIA, H., ÁLVAREZ, C.A., NARANJO, C., ORDOÑEZ, A., GADELLE, C., BELGRAVE, J.D.M. (22 - 25 de Noviembre de 2011). Metodología experimental para la evaluación del proceso de inyección de aire como tecnología de recobro mejorado. XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia

BRIGHAM, W. E., SATMAN, A., & SOLIMAN, M. Y. (1980, December 1). Recovery Correlations for In-Situ Combustion Field Projects and Application to Combustion Pilots. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/7130-PA

BRIGHAM, W.E. CASTANIER, L.M. (2003). "Upgrading of crude oil via in situ combustion". Journal of Petroleum Science and Engineering, 39:125-136

BRITO, F. J., GARCIA, L., & BROWN, J. C. (2010, January 1). Use of Natural Gas as a Driving Force in a Diluent-Gas Artificial-Lift System Applied to Heavy Oils. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/139105-MS

BURGER J. G. AND SAHUQUET B. C., (October, 1973). "Laboratory Research on Wet Combustion; Journal of Petroleum Technology", Vol. 25, No. 10

BURGER J.; COMBARNOUS M; (1985). Sourieau P., "Thermal Methods of Oil Recovery", Technip Editions

BURGER, J., P. SOURIEAU, M. COMBARNOUS. (1986). Thermal methods of oil recovery. 248-249.

CARCOANA, A. N., MACHEDON, V. C., PANTAZI, I. G., PETCOVICI, V. C., & TURTA, A. T. (1983, January 1). SP 8 In-Situ Combustion & end ash; An Effective Method to Enhance Oil Recovery in Romania. World Petroleum Congress.

CHEIH, C. (1982, January 1). State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects (includes associated papers 10901 and 10918). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9772-PA

CHEN, S., LI, H., YANG, D., ZHANG, Q., & HE, J. (2008, January 1). Reduction of Light Oil Usage as Power Fluid for Jet Pumping in Deep-Heavy-Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/117522-MS

CHEN, S., YANG, D., ZHANG, Q., & HE, J. (2010, January 1). Parametric Design and Application of Jet Pumping in an Ultra-Deep Heavy Oil Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/131634-MS

CHRIST, F.C. AND PETRIE, H.L. (19-20 May, 1986). Obtaining Low Bottomhole Pressures in Deep Wells With Hydraulic Jet Pumps. Presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, Montana. SPE-15177

CROOKSTON, R. B., CULHAM, W. E., & CHEN, W. H. (1979, February 1). A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/6724-PA

DELAMAIDE, E., & PARRA MORENO, W. (2015, April 27). Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil in Reservoirs With Bottom Aquifer. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174050-MS

Dietz, D.N. and Weijdema, J., (1968). Wet and partially quenched combustion. J. Pet. Technol., 20(4): 411- 415

DUNN, L. (March 9. 2015). Progressing Cavity Pumping Systems Overview with a Focus on Coalseam Gas Applications. Weatherford. SPE Queensland Brisbane

FASSIHI, M. R., BRIGHAM, W. E., Stanford University., & United States. (1982). Analysis of fuel oxidation in in-situ combustion oil recovery. Oakland, Calif: San Francisco Operations Office, Dept. of Energy.

FASSIHI, M. R., MEYERS, K. O., & BASLIE, P. F. (1990, November 1). Low-Temperature Oxidation of Viscous Crude Oils. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/15648-PA

FREITAG, N. P. (October 1, 2016). Chemical-Reaction Mechanisms That Govern Oxidation Rates During In-Situ Combustion and High-Pressure Air Injection. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170162-PA

GADELLE, C.P., BURGER, J.G., BARDON, C.P., MACHEDON, V., CARCOANA, A., & PETCOVICI, V. (1981). Heavy-oil recovery by in-situ combustion - two field cases in Rumania. J. Pet. Technol.; (United States), 33:11.

GATES, C.F AND RAMEY .H.J .JR. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment." J, Pet Tech. (October, 1958) 236-44; Trans., AIME.213

Gaviria, F., Santos, E., Rivas, O., & Luy, Y. (2007, January 1). Pushing the Boundaries of Artificial Lift Applications: SAGD ESP Installations at Suncor Energy, Canada. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/110103-MS

GONZALEZ, L., FERRER, J., FUENMAYOR, M., CASTILLO, N., GIL, E., & FAROUQ ALI, S. M. (2014, June 10). Use of Reservoir Simulation to Estimate Drainage Area and Recovery Factor of an In-Situ Combustion Project in a Complex Water-Drive Heavy Oil Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170003-MS

GREAVES, M.; AL-SHAMALI, O. J. (1996). Can. Pet. Technol, 35, 49- 55.

GUTIÉRREZ, D., MOORE, R. G., URSENBACH, M. G., & MEHTA, S. A. (2012, July 1). The ABCs of In-Situ-Combustion Simulations: From Laboratory Experiments to Field Scale. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/148754-PA

GUTIERREZ, D., SKOREYKO, F., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., & URSENBACH, M. G. (2009, April 1). The Challenge of Predicting Field

Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/09-04-23-DA

HERNANDEZ RODRIGUEZ, O. M. Y ALEX ROGER ALMEIDA COLMANETTI, A. R.: Effect of the water fraction on the gas-lift efficiency applied in the artificial lift of heavy oil. (São Paulo, May 31, 2013). Universidade de São Paulo (USP). Escola de Engenharia de São Carlos. 12/04557-7

Históricos de reservas. (Diciembre, 2015). Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Colombia

ISSA, M., FLEMING, J., & WONITOY, K. (2011, January 1). Heavy Oil Production With Steam Injection Using ESPs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/150646-MS

KOVSCHEK, A. R., BRIGHAM, W. E., CASTANIER, L. M. (September 7, 2001). "Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms", SUPRI TR-127. National Petroleum Technology. Tulsa, Oklahoma.

KOVSCHEK, ANTHONY R. & CASTANIER, LOUIS M. Heavy and Thermal Oil Recovery. Production Mechanisms.. United States. UNT Digital Library. <http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc787370/>. Accessed December 8, 2016.

LANGLEY, M. A. (1985, January 1). Insitu Combustion Experiences, Husky Oil Operations. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/SS-85-08

LEA, J. F., & NICKENS, H. V. (1999, January 1). Selection of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/52157-MS

LOPEZ, J. E., & JIMENEZ MORALES, G. ESPERANZA. (2014, June 10). ESP Optimization in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in Colombian Llanos Basin. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170039-MS

MARFISSI, S. Y LUJAN, A. (09 de Agosto de 2011). Inyección de Gas Caliente como Sistema de Levantamiento Artificial para Producción de Crudos Pesados en la Faja del Orinoco. PDVSA E&P

MEDINA, M., TORRES, C. E., SANCHEZ, J., BOIDA, L., LEON, A. J., JONES, J. A., & YICON, C. (2012, January 1). Real-Time Downhole Monitoring of Electrical Submersible Pumps Rated to 250 degree C Using Fiber Optic Sensors: Case Study and Data Value in the Leismer SAGD Project. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/153984-MS

MELGUIZO URIBE, L. M., POSADA, M. C., CRUZ SÁNCHEZ, N. B., GÓMEZ, F., PARDO, A. (Febrero de 2009). Colombia: Petróleo y Futuro. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

METWALLY, M. (1991, January 1). Recovery Mechanisms: Fireflooding a High-Gravity Crude in a Waterflooded Sandstone Reservoir; Countess Field, Alberta. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21536-MS

MOORE, R. G., LAURESHEN, C. J., MEHTA, S. A., & URSENBACH, M. G. (1997, January 1). Observations And Design Considerations For In-Situ Combustion Projects. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/97-100

MOORE, R.G., METHTA, S.A., URSENBACH, M.G., LAURESHEN, C.J., (27–30 October, 1998). Strategies for successful air injection-based IOR processes, Paper No 1998.235. in: presented at the 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sand

NELSON, T., W. AND MC NIEL. J.S., JR.:" How to engineer an in – situ combustion project ". oil and Gas Jour. (1961) 59, No. 23.58.

NELSON, T.W. AND MCNEIL, J.S. 1961. How to Engineer an In-Situ CombustionProject. Oil & Gas J. 59: 58-65.

ORDOÑEZ, A., BELGRAVE, J. D. M., FERNÁNDEZ, F., COMAS, J. C., LOBO, A., & BOTTIA RAMÍREZ, H. (2012, January 1). ECO-GSAI "Gravity Stable Air Injection" Pilot Test, an Enhanced Oil Recovery Opportunity to be Implemented in Chichimene Field - Colombia. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154255-MS

PEBDANI, F. N., LONGORIA, R., WILKERSON, D. N., & VENKATESAN, V. N. (1988, January 1). Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas,. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18072-MS

PEBDANI, F. N., LONGORIA, R., WILKERSON, D. N., & VENKATESAN, V. N. (1988, January 1). Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas,. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18072-MS

PENBERTHY, W.L AND RAMEY, H.J. "Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes". Society of Petroleum Engineers Journal. Vol 6.2. junio 1966

POHEKAR, S.D., RAMACHANDRAN, M., (2004). "Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 8. 365–381

PRATS M., (1987). Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo”, Ediciones Técnicas Intevep

PRIETO, H., LIMA, E., GAVIRIA, M. R., GIL, E., BENITEZ, N., & FUENMAYOR, M. (2015, September 28). Design And Operation Of Production Facilities Of The Quifa Field In-situ Combustion Project. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174970-MS

Producción fiscalizada de crudo. (Marzo 2015). Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Colombia

MONTES, R., MOORE, R. G, MEHTA, S. A. URSENBACH, M. G. AND GUTIÉRREZ, D. “Is high-pressure air injection (HPAI) simply a flue-gas flood?” Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 49, no. 2, pp. 56–63, 2010

RAMEY, H. J., STAMP, V. W., PEBDANI, F. N., & MALLINSON, J. E. (1992, January 1). Case History of South Belridge, California, In-Situ Combustion Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24200-MS

RODRÍGUEZ, E., ORDOÑEZ, A., COMAS, J.C., BELGRAVE, J., ÁLVAREZ, C. A. (22 - 25 de Noviembre de 2011). “Superando los Retos en el Modelamiento Numérico de Procesos de Combustión In Situ en Yacimientos de Crudo Pesado”. XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia

SARATHI, P. (January, 1999).” In-Situ Combustion Handbook Principles And Practices”. Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3175

SHEN, J., WU, X., & WANG, J. (2010, January 1). Application of Composite Jet-Rod Pumping System in a Deep Heavy-Oil Field in Tarim China. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134068-MS

SHOWALTER, W. E. (1963, March 1). Combustion-Drive Tests. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/456-PA

SUPRONOVICH, P., BLAND, L. H. R., & ALI, S. M. F. (1981, January 1). Design And Operation Of The Murphy Silverdale Wet In Situ Combustion Pilot. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/81-32-30

TAHERI, A. AND HOOSHMANKOOCHI, A., Optimum selection of artificial-lift system for Iranian heavy-oil fields, Proc. Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska, 2006, paper SPE 99912.

THOMAS, G. W. (1963, October 1). A Study of Forward Combustion in a Radial System Bounded by Permeable Media. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/681-PA

URSENBACH, M. G., MOORE, R. G., & MEHTA, S. A. (2010, January 1). Air Injection in Heavy Oil Reservoirs - A Process Whose Time Has Come (Again). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/132487-PA

VAYSSAIRE, A., ABDALLAH, H., HERMOZA, W. AND FIGARI NEGRI, E. G." Regional Study and Petroleum System Modeling of the Eastern Llanos Basin". AAPG International Conference & Exhibition, Cartagena, Colombia, September 8-11, 2013 West Hackberry Tertiary Project. Quarterly technical progress report, July 1--September 30, 1995. United States. UNT Digital Library. <http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc618905/>. Accessed December 7, 2016.

WILLIAMS, R. L., JONES, J. A., & COUNIHAN, T. M. (1987, January 1). Expansion of a Successful In-Situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16873-MS

World Oil 2000, citado por Lea, J. Artificial Lift Trends (F.A)

WU, B., & LI, X. (January 1, 2010). The Special Successful PCP Applications in Heavy Oilfield. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/136817-MS

YATTE, F. C., BOTTIA RAMÍREZ, H., MUÑOZ NAVARRO, S. F., & OLIVEROS, L. R. (2013, June 11). Design Parameters And Technique Evaluation Of Combustion Processes From Tube Testing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165458-MS

ZHANG, S.; ZHONG, L.; SONG, F.; LANG, B.; WU F.; LUO, E.: Producing Heavy Oil by Thermal Progressive Cavity Pumps in Steam Stimulation Process. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana.