

**IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
APLICABLES A YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO A ALTA PROFUNDIDAD  
SOMETIDOS A UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU**

**SHIRLEY ANDREA CORREDOR GARCÍA  
RICARDO GÓMEZ GALINDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2018**

**IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
APLICABLES A YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO A ALTA PROFUNDIDAD  
SOMETIDOS A UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU**

**SHIRLEY ANDREA CORREDOR GARCÍA**

**RICARDO GÓMEZ GALINDO**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Ingenieros de Petróleos**

**DIRECTOR**

**EIDER NIZ VELÁSQUEZ**

**Ph.D EN INGENIERIA QUIMICA Y PETROLEOS**

**CODIRECTOR**

**YEIGMY PAOLA CLARO PÉREZ**

**INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**CODIRECTOR**

**MARTHA LILIANA TRUJILLO PORTILLO**

**INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan su agradecimiento a:

La universidad Industrial de Santander, que fue el instrumento que Dios utilizo para cumplir su propósito en nuestras vidas.

Nuestro director, ingeniero Eider Niz Velásquez por su tiempo y dedicación.

Ingenieras Yeigmy Claro y Martha Trujillo por el apoyo y orientación en el desarrollo de esta tesis.

Los profesores de la escuela de ingeniería de petróleos que dan lo mejor de sí para la educación y formación de excelentes profesionales.

Nuestros amigos Micheel, Juan Miguel, Omar, Camilo, Elkin, Fabian y Fernando que de alguna forma estuvieron presentes en esta etapa de nuestras vidas.

Gracias a Dios por permitirme culminar una etapa de mi vida, a mis padres y familiares que estuvieron presentes durante estos años apoyándome. A mi compañero de tesis y amigo Ricardo que estuvo durante este camino recorrido y fue parte importante de él.

Shirley Andrea Corredor García

Gracias a Dios por todas sus bendiciones, a mis padres y hermanos por acompañarme en todo momento.

Ricardo Gómez Galindo

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	21
1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA) Y COMBUSTIÓN IN SITU (CIS) .....	23
1.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	23
1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	24
1.2.1. BOMBEO MECÁNICO .....	24
1.2.2. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES) .....	26
1.2.3. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) .....	27
1.2.4. BOMBEO NEUMÁTICO ( <i>Gas Lift</i> -GL) .....	28
1.2.5. BOMBEO HIDRÁULICO .....	30
1.3. COMBUSTIÓN <i>IN SITU</i> (CIS) .....	32
1.4. ZONAS OBSERVADAS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	34
1.4.1. Zona quemada: .....	34
1.4.2. Zona de combustión: .....	34
1.4.3. Zona de craqueo y vaporización: .....	34
1.4.4. Zona de condensación: .....	35
1.4.5. Banco de aceite: .....	35
1.4.6. Zona Virgen: .....	35
1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	36
1.5.1. Combustión convencional .....	36
1.5.2. Combustión húmeda .....	36
1.5.3. Combustión en reversa .....	37
2. EXPERIENCIAS DE LA COMBUSTIÓN IN SITU A NIVEL MUNDIAL Y PROBLEMAS OPERACIONALES .....	40
2.1. RESUMEN DE PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	41
2.1.1 CAMPO BUFFALO .....	41
2.1.2 CAMPO BALOL .....	47
2.1.3 SUPLACU DE BARCAU .....	50

2.1.4 PROYECTO CAMPO MIGA.....	53
2.2. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS.....	57
2.3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA.....	62
2.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD.....	64
2.5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE FONDO.....	67
2.6. SOLUCIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS EN LA COMBUSTIÓN IN SITU.....	68
2.6.1 ARENAMIENTO.....	69
2.6.2 ALTA TASA DE GAS LIBRE.....	70
2.6.3 BAJA PRODUCTIVIDAD.....	72
2.6.4 CORROSIÓN.....	73
2.6.5 ALTAS TEMPERATURAS.....	74
2.6.6 EMULSIONES.....	75
2.7. PROBLEMAS PRESENTADOS EN CAMPOS CON ISC.....	76
2.7.1 Midway Sunset.....	76
2.7.2 Brea-Olinda.....	76
2.7.3 Proyecto Fry.....	77
2.7.4 Proyecto May Libby.....	77
2.7.5 Proyecto Sloss.....	77
2.7.6 Campo Morichal.....	79
2.8. PROBLEMAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	80
2.8.1 Proyecto Buffalo.....	80
2.8.2 Proyecto Husky.....	80
2.8.3 Proyecto Star.....	80
2.8.4 Proyecto Shannon Pool.....	81
3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	82
3.1 SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	82
3.2 CRITERIOS QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	83
3.2.1 Grupo 1. Yacimiento, producción y pozo.....	83
3.2.2 Grupo 2. Propiedades de los fluidos de producción.....	85

3.2.3 Grupo 3. Características del desarrollo operativo .....	86
3.2.4 Grupo 4. Costo e inversión. ....	87
3.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJE DE PESO DE LAS CONDICIONES DE EVALUACIÓN.....	87
3.4 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	91
3.5 DESEMPEÑO Y RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONDICIONES PARA CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL <sup>73</sup> . ....	91
3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS. ....	94
3.6.1 Bombeo Mecánico .....	94
3.6.2 Bombeo por Cavidades Progresivas.....	95
3.6.3 Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas .....	96
3.6.4 Bombeo Hidráulico.....	97
3.6.5 Bombeo electrosumergible .....	97
4. DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SELECCIONADO .....	100
4.1. COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	100
4.1.1 Cable de energía .....	100
4.1.2 Protector o sello .....	101
4.1.3 Entrada a la bomba y dispositivos para manejo de gas.....	103
4.1.4 Bomba Electrosumergible.....	104
4.1.5 Motor Electrosumergible .....	105
4.1.6 Sensores.....	107
4.2. FACTORES QUE AFECTAN AL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. ....	108
4.2.1 Gas libre en la bomba .....	108
4.2.2 Presencia de gases de combustión .....	109
4.2.3 Temperatura .....	109
4.3. TECNOLOGÍA DISPONIBLE PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SOMETIDO A ALTAS TEMPERATURAS Y ALTO GOR.....	110
4.3.1 Pozos con altas temperaturas.....	111
4.3.2 Sistemas avanzados de manejo de gas .....	114

4.4. PROPUESTA DE DISEÑO.....	120
4.4.1 Capacidad de producción .....	121
4.4.1.1 Cálculo del índice de productividad .....	121
4.4.2 Determinación de la presión a la entrada de la bomba (PIP).....	124
4.4.3 Cálculo de porcentaje de gas.....	124
4.4.4 Calculo de carga dinámica total .....	127
4.4.5 Dimensionamiento y selección del tipo de bomba. ....	128
4.4.6 Longitud del cable .....	130
5. CONCLUSIONES.....	133
6. RECOMENDACIONES .....	135
BIBLIOGRAFÍA.....	136
ANEXOS .....	141

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial. ....	24
<b>Figura 2.</b> Componentes del bombeo mecánico. ....	25
<b>Figura 3.</b> Zonas observadas una vez se inicia la ignición en el yacimiento. ....	35
<b>Figura 4.</b> Proceso de Combustión In Situ en Reverso. ....	38
<b>Figura 5.</b> Historial de producción e inyección Unidad SBRRU. ....	45
<b>Figura 6.</b> Relación gas aceite y corte de agua para el proyecto HPAI. ....	46
<b>Figura 7.</b> Producción de aceite y corte de agua Campo Balol. ....	49
<b>Figura 8.</b> Producción de aceite incremental del proyecto Suplacu de Barcau. ....	51
<b>Figura 9.</b> Composición del gas producido en el Campo Miga. ....	57
<b>Figura 10.</b> Producción de aceite, caudal de líquido y corte de agua en el Campo Santhal. ....	60
<b>Figura 11.</b> Producción de aceite y corte de agua, campo Fry. ....	61
<b>Figura 12.</b> Producción de aceite y agua, Campo May Libby. ....	61
<b>Figura 13.</b> Producción de aceite, caudal de líquido y corte de agua, campo Videle. ....	62
<b>Figura 14.</b> Perfil de temperatura en CIS dentro del yacimiento. ....	62
<b>Figura 15.</b> Tipos de cable disponible. ....	101
<b>Figura 16.</b> Tipos de protectores. ....	102
<b>Figura 17.</b> Tipos de separadores de gas. ....	103
<b>Figura 18.</b> Bomba electrosumergible. ....	105
<b>Figura 19.</b> Parte interna de un motor electrosumergible. ....	107
<b>Figura 20.</b> Temperatura de fondo para el cable electrosumergible. ....	113
<b>Figura 21.</b> Capacidad de operación en presencia de gas libre. ....	114
<b>Figura 22.</b> Motor Reda para altas temperaturas. ....	118
<b>Figura 23.</b> Estado mecánico con sensor en fondo. ....	119
<b>Figura 24.</b> Curva IPR. ....	122

**Figura 25.** Curva catalogo para una etapa de la bomba RC 1000 .....129  
**Figura 26.** Curva catalogo para una etapa de la bomba RC 1000 .....130  
**Figura 27.** Propuesta de diseño del bombeo electrosumergible para Campo bajo estudio. ....131

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Ventajas y desventajas del bombeo mecánico.....	26
<b>Tabla 2.</b> Ventajas y desventajas de bombeo electrosumergible.....	27
<b>Tabla 3.</b> Ventajas y desventajas de bombeo por cavidades progresivas. ....	28
<b>Tabla 4.</b> Ventajas y desventajas de gas lift continuo.....	29
<b>Tabla 5.</b> Ventajas y desventajas del gas lift intermitente.....	30
<b>Tabla 6.</b> Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico.....	31
<b>Tabla 7.</b> Campos con implementación de CIS según el tipo de combustión. ....	38
<b>Tabla 8.</b> Características de yacimiento con implementación de ISC.....	42
<b>Tabla 9.</b> Diseño, operación y rendimiento de la CIS en estos campos.....	43
<b>Tabla 10.</b> Tasa de inyección, producción de aceite y corte de agua del proyecto Buffalo.....	44
<b>Tabla 11.</b> Cronología de eventos en el Campo Balol. ....	48
<b>Tabla 12.</b> Cronología de eventos significativos del Campo Miga .....	54
<b>Tabla 13.</b> Reporte de rendimiento del proyecto Campo Miga .....	55
<b>Tabla 14.</b> Reportes de producción para el Campo Miga. ....	56
<b>Tabla 15.</b> Desempeño de la producción de algunos de los campos después de la inyección de aire.....	57
<b>Tabla 16.</b> Variación de temperatura, viscosidad y velocidad del frente al implementar combustión in situ.....	66
<b>Tabla 17.</b> Problemas más comunes en algunos campos a nivel mundial que implementan Combustión In Situ. ....	78
<b>Tabla 18.</b> Criterios que afectan la selección del sistema de levantamiento artificial. ....	88
<b>Tabla 19.</b> Parámetros de diseño del SLA para el campo bajo estudio. ....	90
<b>Tabla 20.</b> Resultados de los sistemas de levantamiento.....	92
<b>Tabla 21.</b> Ranking sistema de levantamiento.....	93
<b>Tabla 22.</b> Datos básicos para el diseño.....	120

## LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo A.</b> Screening de los Sistemas de Levantamiento Artificial. ....	141
<b>Anexo B.</b> Matriz de evaluación.....	149

## NOMENCLATURA USADA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO

**AOR:** *relación aire aceite*

**AGH** *Advanced Gas Handling*

**°C:** *grados centígrados*

**°F:** *grados Fahrenheit*

**Bbl:** *barril*

**BES:** *Bombeo Electrosumergible*

**BF:** *barriles de fluido*

**BFPD:** *barriles de fluido por día*

**BH:** *bombeo hidráulico*

**BLPD:** *barriles de líquido por día*

**BM:** *bombeo mecánico*

**BO:** *barriles de aceite*

**BOP:** *barriles de aceite producidos*

**BOPD:** *barriles de aceite por día*

**BPD:** *Barriles por Dia*

**BW:** *barriles de agua*

**BWP:** *barriles de agua producidos*

**cP:** *Centipoise (unidad de viscosidad)*

**ft:** *pies*

**GOR:** *relación gas aceite*

**HPAI:** *inyección a alta presión*

**HTO:** *High Temperature Oxidation (Oxidación a alta temperatura)*

**ISC:** *combustión in situ*

**LTO:** *Low Temperature Oxidation (Oxidación a bajas temperaturas)*

**m:** *metros*

**M:** *miles*

**mD:** *Milidarcy (unidad de permeabilidad)*

**OOIP:** *original oil in place*

**PCP:** *Bombeo por Cavidades Progresivas*

**ppm:** *partes por millón*

**Psi:** *libras por pulgada cuadrada (unidad de presión)*

**RGL:** *relación gas líquido*

**SCFD:** *pies cúbicos estándar por día*

**SLA:** *sistema de levantamiento artificial*

**So:** *Saturación de aceite*

**STB:** *stock tank barrels*

**Sw:** *saturación de agua*

**TVD:** *true vertical depth*

**WAR:** *relación aire agua*

## RESUMEN

**TITULO:** IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICABLES A YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO A ALTA PROFUNDIDAD SOMETIDOS A UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU<sup>1</sup>.

**AUTOR:** RICARDO GÓMEZ GALINDO, SHIRLEY ANDREA CORREDOR GARCÍA<sup>2</sup>.

**PALABRAS CLAVES:** COMBUSTIÓN IN SITU, SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, METODOLOGIA, FRENTE DE COMBUSTIÓN, CRUDOS PESADOS.

La combustión in situ (CIS) o inyección de aire es un método de recobro mejorado eficiente en yacimientos de crudo pesado y extrapesado. Esta técnica principalmente proporciona un mejoramiento en la movilidad ya que provoca la disminución de la viscosidad causado por el aumento de la temperatura.

Para tener una base de desarrollo, se escogieron los campos más representativos a nivel mundial tanto en yacimientos de petróleo pesado a poca profundidad, como en yacimientos de petróleo livianos y altas profundidades. Por su parte, el campo bajo estudio será la primera implementación de CIS en yacimientos de petróleo extra pesados a altas profundidades, con características especiales que requieren de un detallado análisis para la selección del SLA a utilizar.

En la mayoría de los casos en los que se implementa la combustión in situ, es necesario un sistema de levantamiento artificial que proporcione energía necesaria para llevar los fluidos de fondo a superficie.

Esta selección es compleja debido a algunas características propias de los yacimientos y a las condiciones que demanda este método de recobro principalmente las altas temperaturas a las que puede llegar. Por tal motivo es necesario hacer una selección minuciosa para que el sistema de levantamiento artificial pueda trabajar eficientemente y permita la máxima recuperación de aceite deseada.

Con el fin de hacer una contribución para el desarrollo y aprovechamiento de esta técnica este trabajo de grado presenta una metodología de selección y un diseño conceptual dirigido a un yacimiento de crudo extra pesado bajo un proceso de combustión in situ en un campo colombiano.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Investigación

<sup>2</sup> Faculta de Ingeniería Físicoquímicas Ingeniería de petróleos.

Director: Ph.D. Eider Niz Velásquez. Codirector: Ing. Yeigmy Paola Claro Pérez.; Ing. Martha Liliana Trujillo Portilla.

## ABSTRACT

**TITLE:** IDENTIFICATION OF THE ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM APPLICABLE TO THE DEEP RESERVOIR OF HEAVY OIL SUBMITTED TO AN IN SITU COMBUSTION PROCESS<sup>3</sup>

**AUTHOR:** RICARDO GÓMEZ GALINDO, SHIRLEY ANDREA CORREDOR GARCÍA<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** COMBUSTION IN SITU, ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM, METODOLOGY, COMBUSTION FRONT, HEAVY OIL.

In situ combustion (ISC) or air injection is an efficient recovery method in heavy and extra heavy crude oil fields. This technique mainly provides an improvement in mobility since it causes the decrease in viscosity caused by the increase in temperature.

In order to have a development base, the most representative fields were chosen worldwide, both in shallow oil deposits, and in light and high depth oil fields. For its part, the field under study will be the first implementation of ISC in extra heavy oil reservoir at high depths, with special characteristics that require a detailed analysis for the selection of the SLA to be used.

In most cases where in-situ combustion is implemented, an artificial lift system is necessary to provide the necessary energy to carry fluids from bottom to surface.

This selection is complex due to some characteristics of the deposits and the conditions that this recovery method demands, mainly the high temperatures at which it can reach. For this reason it is necessary to make a careful selection so that the artificial lifting system can work efficiently and allow the maximum recovery of the desired oil.

In order to make a contribution to the development and use of this technique, this degree work presents a selection methodology and a conceptual design aimed at an extra-heavy crude oil field under a combustion in situ process in a Colombian field.

---

<sup>3</sup> Research work.

<sup>4</sup> Faculty of physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: Ph.D. Eider Niz Velásquez. Codirector: Ing. Yeigmy Paola Claro Pérez.; Ing. Martha Liliana Trujillo Portilla.

## INTRODUCCIÓN

Debido a los grandes volúmenes en yacimiento de crudos pesados, se hace necesario implementar técnicas para la extracción mejorada de este recurso, después de que la energía natural del yacimiento se haya agotado. Una de las técnicas usadas a nivel mundial, y en muchos casos exitosa, ha sido la combustión in situ (CIS), un método térmico que genera calor en el yacimiento para hacer un barrido más eficiente del crudo en el mismo.

En los campos donde se ha aplicado este método de recobro se han obtenido resultados prometedores, no obstante, esta técnica presenta una serie de desafíos al realizar su ejecución, lo cual puede dificultar la aplicación de la CIS más allá de la escala piloto. Algunos de estos problemas incluyen alta corrosividad, altos cortes de gas y altas temperaturas, los cuales pueden afectar los sistemas de levantamiento artificial, componentes clave para el incremento de la productividad y el recobro de los campos.

Teniendo en cuenta que además de ser el primer yacimiento con crudo pesado a altas profundidades en el cual se aplica el método y que en el país apenas se están desarrollando pilotos para identificar la efectividad del mismo, el presente trabajo tiene como propósito investigar y servir de soporte para la toma de decisiones en cuanto a cuál sistema de levantamiento artificial se puede implementar.

En el primer capítulo se hace una revisión bibliográfica de los conceptos básicos y generalidades de la combustión in situ y los sistemas de levantamiento artificial, con el fin de tener claridad en estos.

En el segundo capítulo se identifican las experiencias de la combustión in situ a nivel mundial. Así mismo, se hace una revisión de los posibles problemas operacionales que la inyección de aire puede generar y que afecten la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial.

En el tercer capítulo se describe la metodología que se usará para seleccionar el sistema de levantamiento, basados en los problemas y parámetros operacionales relevantes que intervengan en la correcta selección de este.

Finalmente, el cuarto capítulo y objetivo último de este proyecto es mediante el criterio de la matriz de selección realizar un diseño conceptual del sistema de levantamiento artificial que se adapte satisfactoriamente a las exigencias que demanda esta técnica, generando un diseño de este con los accesorios o modificaciones necesarias para que su rendimiento sea efectivo.

## **1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA) Y COMBUSTIÓN IN SITU (CIS)**

Cada yacimiento presenta diferentes propiedades dependiendo de su ambiente deposicional, tiempo de deposición, presión y temperatura a las cuales ha estado sometido, entre otros factores. Dependiendo de sus condiciones iniciales, los hidrocarburos acumulados que este presenta pueden ser clasificados como aceite, sistemas de gas y condensado y gas natural. La energía de un yacimiento de aceite, dependiendo de su clasificación, puede ser generada por empuje de agua, empuje por capa de gas o gas en solución. Esta energía se ve representada en la evolución de la presión del yacimiento.

La recuperación primaria finaliza cuando la presión del pozo es agotada, por lo que se debe implementar un sistema de levantamiento artificial que proporcione al yacimiento la energía necesaria para llevar el crudo a superficie.

Los sistemas de levantamiento artificial están conformados por equipos de subsuelo y superficie, diseñados de acuerdo con las condiciones de cada campo, sujetos principalmente a las características de los fluidos y las condiciones de cada pozo y yacimiento.

En general, cualquier método de levantamiento artificial tiene por objetivo disminuir la presión de fondo fluyente o  $P_{wf}$ , lo cual va a significar un aumento en el caudal  $q$ ; este aumento del caudal dependerá directamente del índice de productividad del pozo.

### **1.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Los sistemas de levantamiento artificial<sup>5</sup> son mecanismos externos a la formación productora que se encargan de elevar el crudo desde la formación a una

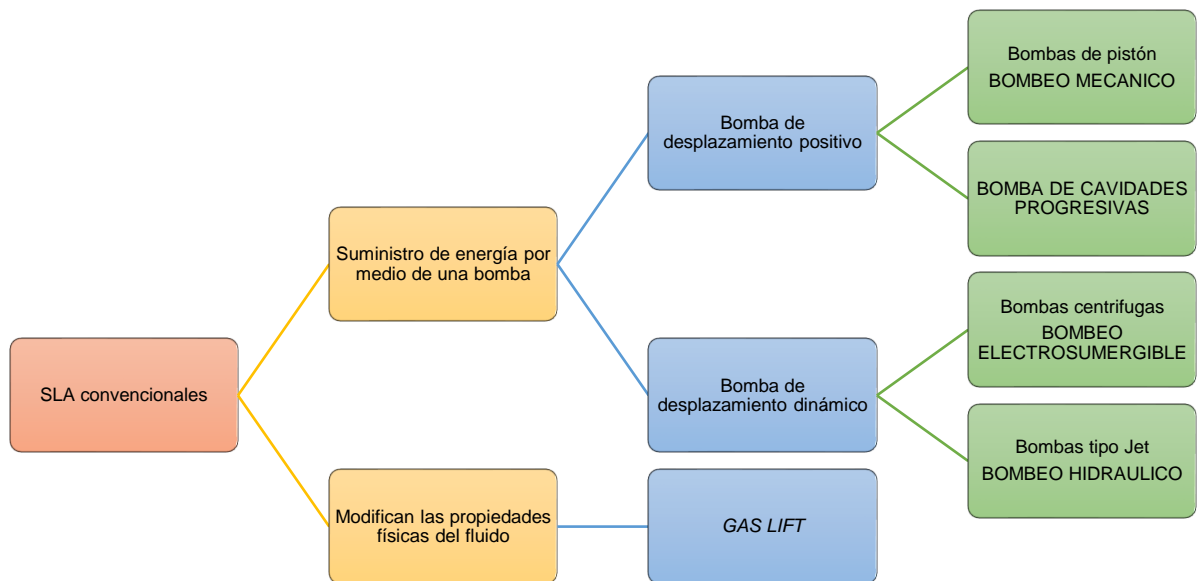
---

<sup>5</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

determinada tasa, cuando el pozo no tiene la energía suficiente para producir los fluidos o cuando la tasa es inferior a la deseada.

## 1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

**Figura 1.** Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial.



### 1.2.1. BOMBEO MECÁNICO <sup>6</sup>

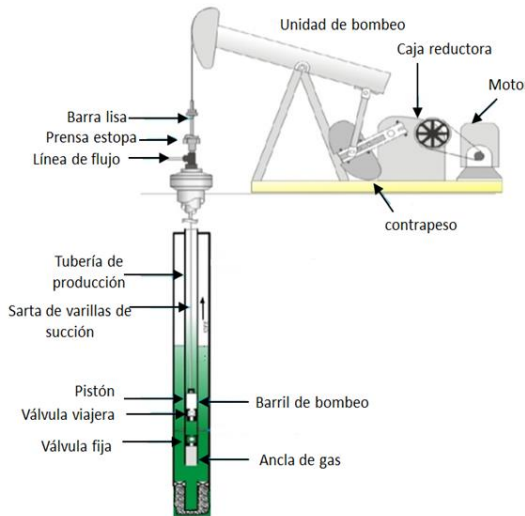
El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más antiguo y de mayor uso a nivel mundial aproximadamente un 85%<sup>7</sup> del total de los pozos a nivel mundial lo implementan. Este sistema consiste en poner en comunicación una unidad de bombeo en superficie a través de una sarta de varillas con la bomba que se encuentra dentro del pozo. La unidad de bombeo trasmite un movimiento vertical

<sup>6</sup> Weatherford International Ltd., Unidad Rotaflex® de bombeo de carrera larga, Houston, Texas, EE. UU, 2007

<sup>7</sup> Rodríguez, W, & Robles, C (2010). Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencional. (tesis de pregrado). UIS, Bucaramanga, Colombia.

reciprocante a la sarta de varillas que producirá un desplazamiento positivo en la bomba de subsuelo. Este sistema mecánico está compuesto por: una unidad de bombeo, motor, varillas y bomba.

**Figura 2.** Componentes del bombeo mecánico.



Los principales componentes de un sistema de bombeo mecánico son: Equipo de superficie y de subsuelo. El primero está integrado por: Unidad de bombeo, motor y varillón pulido. En el segundo se tienen: varillas y bomba. Cualquier diseño debe considerar estos componentes que son interdependientes entre sí.

Las unidades de bombeo pueden ser: balancines, hidráulicas, de bajo perfil o de carrera larga. El principio físico de operación de todas estas es el mismo, presentando características comunes. La diferencia entre ellas radica en las demandas y condiciones de trabajo, como profundidades, producción deseada, propiedades de los fluidos, así como en las limitaciones físicas del campo.

El motor es aquel que proporciona toda la energía necesaria al sistema de bombeo. Pueden ser eléctricos o de combustión interna. Los primeros se caracterizan por poseer un mantenimiento e instalación sencilla y económica. Por otra parte, los de combustión interna son diseñados para trabajar a Gas Natural. Los costos de combustible para estos últimos son más económicos en comparación a los

eléctricos. El varillón pulido, también conocido como vástago, se encuentra conectado a la cabeza del balancín por medio de un cable de soporte. Permite la comunicación entre la Unidad de Superficie y la sarta de varillas.

Las varillas transfieren el movimiento vertical recíprocante del varillón pulido al pistón de la bomba de subsuelo, la cual crea el desplazamiento positivo del fluido. Cuando la bomba opera en la carrera ascendente del pistón, la bola de la válvula fija se levanta permitiendo el ingreso del fluido del yacimiento al barril, permaneciendo cerrada la válvula viajera. En la corrida descendente, el pistón en donde se encuentra la viajera desciende a través de la columna de fluido levantada en la carrera ascendente y que se encuentra en la cámara de compresión, mientras que la fija permanece cerrada y la viajera se abre para permitir el paso del fluido a la superficie.

**Tabla 1.** Ventajas y desventajas del bombeo mecánico.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo mantenimiento.</li> <li>• Operación, análisis sencillo y fácil reparación técnica.</li> <li>• Tolera altas temperaturas</li> <li>• Permite en levantamiento de crudo con viscosidades relativamente altas.</li> <li>• Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite bombear caudales bajos</li> <li>• Requieren de gran espacio en superficie</li> <li>• Baja tolerancia a la producción de sólidos</li> <li>• Limitado por la profundidad</li> <li>• Baja eficiencia volumétrica con pozos con producción de gas</li> </ul>

### 1.2.2. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Un equipo de bombeo electrosumergible<sup>8</sup> está compuesto básicamente de una bomba centrífuga de varias etapas, cuyo eje está conectado al motor eléctrico

<sup>8</sup>ROMERO, Juan. Implementación del sistema de levantamiento artificial electro-PCP en el lote x. tesis de pregrado.: Universidad Nacional de Ingeniería. 2015.

sumergible por medio de una sección protectora. La bomba está sumergida en el fluido y conectada a la superficie por medio de un cable para suministrar energía eléctrica al motor.

El principio de funcionamiento se basa en la operación continua de una bomba centrífuga multietapas cuyo requerimiento de potencia lo suministra un motor eléctrico de inducción, alimentado de energía por un cable de potencia que va hasta la superficie. El motor trasmite fuerza a la bomba multietapas, cada etapa consta de un impulsor que rota y un difusor estacionario, los cuales generan un movimiento rotacional al líquido para llevarlo a la superficie.

**Tabla 2.** Ventajas y desventajas de bombeo electrosumergible.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apropiado para bombear altos volúmenes de fluido.</li> <li>• Alta eficiencia y elevado aporte de energía.</li> <li>• El sistema no se ve afectado por desviaciones.</li> <li>• No ocupa grandes espacios en superficie.</li> <li>• Sistema fácil de controlar y operar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El gasto de energía eléctrica es elevado.</li> <li>• Baja capacidad de manejo de gas libre.</li> <li>• Baja resistencia a altas temperaturas.</li> <li>• Poco práctico para pozos someros.</li> <li>• Las unidades son costosas, para ser remplazadas.</li> </ul>

### 1.2.3. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

Son un tipo especial de bombas rotativas de desplazamiento positivo, en donde el flujo a través de la bomba es casi axial, mientras que en todas las demás bombas rotatorias el fluido de bombeo se ve forzado a desplazarse circunferencialmente. Esto le confiere a la bomba PCP un patrón de flujo axial único a baja velocidad interna, lo que reduce la agitación del fluido y, por lo tanto, reduce la emulsión de fluidos y la erosión de sólidos<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Zhou, D., Yuan, H. Design of Progressive Cavity Pump Wells. 2008. Society of Petroleum Engineers 113324.

El bombeo por cavidades progresivas lo componen dos piezas fundamentales, el rotor de acero helicoidal y el estator de elastómero sintético. Tiene como limitante las altas temperaturas, ya que afecta directamente al elastómero causando daños y generando problemas en la operación, el contenido de agentes corrosivos y aromáticos.

**Tabla 3.** Ventajas y desventajas de bombeo por cavidades progresivas.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo costo de capital y de operación.</li> <li>• Buen manejo de fluidos viscosos y crudos con elevadas relación gas - líquido.</li> <li>• No posee válvulas internas, ni trampas de gas.</li> <li>• Instalaciones sencillas y bajo costo de mantenimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de producción limitada.</li> <li>• No es compatible con el CO<sub>2</sub> ni demás fluidos de tipo ácido.</li> <li>• Poca tolerancia a altas temperaturas.</li> <li>• Bajo manejo de sólidos</li> </ul>

#### 1.2.4. BOMBEO NEUMATICO (*Gas Lift -GL*)<sup>10 11</sup>

El sistema de *gas lift* completa el proceso de flujo natural, al agregar gas al fluido de producción, haciendo que la densidad del fluido disminuya. Normalmente se usa un sistema cíclico cerrado en que el gas del separador es secado, recomprimido y regresado al pozo.

El sistema de *gas lift* se pueden clasificar como continuo o intermitente, lo cual depende del tipo de circulación del gas de inyección.

<sup>10</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

<sup>11</sup> HOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 301 p

#### 1.2.4.1. *Gas lift* continuo

Consiste en inyectar una tasa diaria de gas en forma continua lo más profundo posible en la columna de fluido a través de una válvula en el fondo, con el fin de disminuir la presión de fondo fluyente y aumentar el diferencial de presión y así aumentar la tasa de producción.

**Tabla 4.** Ventajas y desventajas de *gas lift* continuo.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"><li>• Con una sola planta de compresión se puede aplicar este método a muchos pozos.</li><li>• Manejo de grandes volúmenes de sólidos con problemas mínimos.</li><li>• Maneja grandes volúmenes en pozos con alto índice de productividad y alta presión estática (50.000 BPD)</li><li>• Se puede aplicar sin problemas a pozos desviados.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Dificultad para levantar emulsiones y crudos viscoso.</li><li>• Tiene problemas de formación de hidratos y congelación de gases.</li><li>• Se debe disponer de una fuente de gas y una planta compresora.</li><li>• El revestimiento debe resistir presiones elevadas.</li><li>• No produce eficientemente en pozos profundos hasta presiones de abandono.</li></ul>

#### 1.2.4.2. *Gas lift* intermitente.

Esta técnica consiste en inyectar un alto volumen de gas comprimido de forma cíclica en la tubería de producción con el fin de desplazar hasta la superficie el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado el tapón, cesa la inyección para reducir la presión de fondo del pozo, y con ello proveer el aporte de un nuevo tapón de líquido, para luego repetirse el ciclo de inyección.

**Tabla 5.** Ventajas y desventajas del *gas lift* intermitente.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"><li>• Con menos gas inyectado puede reducir la presión de fondo fluyente en comparación con el flujo continuo.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Debe disponerse de una fuente de gas a alta presión.</li><li>• Está limitado a bajas profundidades.</li><li>• Limitado a crudos medianos y livianos.</li></ul>

### 1.2.5. BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico<sup>12</sup> genera y transmite energía al fondo del pozo mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado en superficie por medio de una tubería de inyección hasta una unidad de producción en el subsuelo, el cual es ubicado a cierta profundidad de interés.

El fluido presurizado se coloca como fluido de potencia, puede ser agua o aceite. Este fluido acciona una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la potencia del fluido en presión estática, la cual tiene como objetivo llevar los fluidos a superficie. Se reportan dos casos de uso: campo Morichal, Venezuela, en el cual se produce crudo de 9 – 12 °API a profundidades de 4.500 ft en promedio, y en el proyecto Husky, campo ubicado en Canadá, el cual fue posible implementar por fallas en el sistema por bombeo mecánico, debido a la alta viscosidad del fluido al inicio del proyecto.

De acuerdo con el tipo de bomba se clasifica en:

#### 1.2.5.1. Tipo jet

Es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de las tuberías de inyección, hasta

---

<sup>12</sup> CARRILLO, Jesús. Diseño de una metodología en la determinación de una familia de criterios para la selección de sistemas de levantamiento artificial. Tesis de especialización.: Universidad Católica Andrés Bello. 2010.

una tobera, una cámara de mezclado y un difusor, el cual forma parte de una unidad de producción subsuperficial. La alta presión de fluido motriz pasa a través de la tobera para ser convertida en un fluido de alta velocidad, el cual se transfiere a los fluidos producidos para impulsarlos a superficie.

### 1.2.5.2. Tipo pistón

Es aquel que genera y trasmite energía al fondo del pozo mediante un fluido bajo presión que fluye desde la superficie a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial la cual está constituida fundamentalmente de un juego de pistones reciprocantes acoplados entre sí por medio de una varilla metálica. Este juego de pistones está compuesto por un pistón, motor y una bomba que impulsa los fluidos del pozo hacia la superficie.

Este sistema de levantamiento es usado cuando otros sistemas no son oportunos en yacimientos profundos con fluidos viscosos y con producción de arena.

**Tabla 6.** Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manejo de una gran variedad de tasas de producción</li> <li>• No tiene problema con pozos tortuosos o desviados.</li> <li>• Los crudos pesados y altamente viscosos son manejables al mezclarse con crudos más livianos</li> <li>• Los sólidos no afectan este sistema, ya que no tiene partes móviles, por lo tanto, no hay abrasión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta inversión inicial. Se necesita de equipos de alta presión, línea para los fluidos de potencia, filtros para tratamiento, bomba trípex.</li> <li>• Se requiere de tubería de diámetro lo suficientemente grande y resistente a altas presiones</li> <li>• Cuando hay bajas presiones a la entrada de la bomba o alta relación de gas libre puede afectar la bomba</li> <li>• Baja eficiencia volumétrica</li> </ul>

### 1.3. COMBUSTIÓN *IN SITU* (CIS)

La combustión *in situ*<sup>13</sup> es una técnica de recobro mejorado, cuyo principal objetivo es reducir la viscosidad de un crudo pesado en yacimiento con el fin de tener mejor movilidad y así aumentar la producción del campo. Este proceso consiste en inyectar aire comprimido desde la superficie a la zona de interés con el fin de provocar diversas reacciones químicas, las cuales se producen a partir de la mezcla de aire y los componentes hidrocarburos. Al inicio el aire se difunde en el medio poroso cerca a la cara del pozo, generando reacciones de oxidación de baja temperatura (LTO: *low temperature oxidation*), las cuales se encargan de aumentar la temperatura, debido a que son exotérmicas, y por tanto son claves en la ignición del crudo. Si este tipo de reacciones predomina a temperaturas mayores, el éxito de proceso se dificultará, debido a que forma compuestos oxigenados más pesados, viscosos, y que pueden estabilizar emulsiones.

Al incrementar la cantidad de aire en el yacimiento, y cuando se consigue elevar considerablemente la temperatura inicial, se dan las reacciones endotérmicas de pirólisis (craqueo térmico). En estas, el crudo se separa en fracciones livianas (vapor), intermedias (líquido), y pesadas (sólidos). La fracción de livianos, al igual que las intermedias fluyen hacia el pozo productor, y contribuyen con el desplazamiento del crudo no alterado.

La parte sólida, formada a partir de las reacciones de craqueo térmico, y conocida como coque, es el combustible principal para generar el último tipo de reacciones: Las de oxidación a alta temperatura (HTO: *High Temperatura Oxidation*), llamadas también reacciones de combustión o de rompimiento. A medida que la inyección de aire va aumentando, se genera un frente de combustión, el cual presenta una temperatura de entre 600 y 1200 °F durante el proceso, haciendo que la viscosidad del crudo disminuya. Debido a que esta es una reacción de combustión, se obtienen

---

<sup>13</sup> YATE, Fabian; MUÑOZ Samuel. Una nueva mirada a la combustión *in situ*: tratando de romper un viejo paradigma. *En*: Revista Fuentes: El Reventón Energético. Enero, 2011. Vol.9 n°1.

como productos agua y óxidos de carbono, los cuales contribuyen al desplazamiento de crudo inalterado.

La clave para el éxito de este proceso es generar rápidamente el frente de combustión y mantenerlo estable desde el pozo inyector hasta el pozo productor. Sin embargo, esto se ve influenciado por parámetros operaciones (tasa y presión de inyección de aire), de la roca (litología, heterogeneidad, porosidad y permeabilidad), del fluido (composición), y por la eficiencia de las reacciones previas.

Si la formación no se enciende o la ignición no puede sostenerse durante un período de tiempo prolongado, el proyecto puede no tener éxito. El encendido se inicia generalmente suministrando grandes cantidades de calor, suficiente para elevar la temperatura de formación alrededor del pozo de inyección a un valor mayor que la temperatura de ignición del crudo. Una vez que se alcanza esta temperatura, en presencia de un oxidante, normalmente aire, se alcanza la ignición, con valores típicos para el rango de temperatura de ignición de 250 °F - 500 ° F.<sup>14</sup>

Se utilizan diferentes técnicas en el campo para conseguir la ignición: espontánea si la temperatura del depósito es suficientemente alta y la formación contiene petróleo suficientemente reactivo, o con dispositivos artificiales, tales como calentadores eléctricos de fondo de pozo, quemadores de gas de fondo de pozo, calentadores catalíticos, inyección de fluidos calientes y medios químicos.

Debido a que la energía se va a obtener dentro del yacimiento, no existen pérdidas de calor en superficie y en fondo de pozo., El combustible para el proceso es la fracción residual del aceite que va quedando atrás debido al escape de los componentes livianos vaporizados que van entrando en contacto con el frente a elevada temperatura. El aceite es desplazado gracias al empuje de estos gases de combustión, el agua producto de la combustión y la recondensación del agua de formación. Alrededor del 30% del calor generado se trasmite a las formaciones

---

<sup>14</sup> SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook - Principles and Practices. 1999. Oklahoma.

supra y subyacentes, y es considerado perdido para cualquier propósito práctico. Por lo tanto, se debe mantener una temperatura superior a la temperatura mínima de ignición del crudo, o el frente de combustión se extinguirá<sup>15</sup>.

#### **1.4. ZONAS OBSERVADAS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU**

Diferentes zonas pueden ser observadas una vez se inicia la ignición en el yacimiento (Figura 3):

**1.4.1. Zona quemada:** Corresponde a la parte del yacimiento por donde ya ha pasado el frente de combustión. Si no se ha llegado a una combustión completa, se encontrará material residual orgánico de lo contrario, el medio poroso será ocupado exclusivamente por el aire inyectado.

**1.4.2. Zona de combustión:** Se refiere a una zona delgada, dado su espesor de unas pocas pulgadas. Es allí donde toman lugar las reacciones de todo el combustible depositado con el oxígeno presente en el gas inyectado, ocasionando la producción principalmente de vapor de agua y de gases de chimenea tales como monóxido y dióxido de carbono. Estas reacciones hacen que sea la zona con las temperaturas más altas en el proceso: entre 600 y 1.200 °F<sup>16</sup>.

**1.4.3. Zona de craqueo y vaporización:** La alta temperatura alcanzada por la combustión hace que se vaporicen los compuestos más livianos del crudo aguas abajo del frente de combustión, y se produzca craqueo térmico en los más pesados. La fracción vaporizada es transportada por los gases de combustión y posteriormente condensada y mezclada con el crudo aguas abajo. El craqueo térmico produce óxidos de carbono, hidrocarburos, gases orgánicos y coque.

---

<sup>15</sup> HAL, Petrie. Hydraulic Pumping. In Petroleum Engineering Handbook. 1987. ed. Howard B. Bradley, Chap. 6, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 1987.

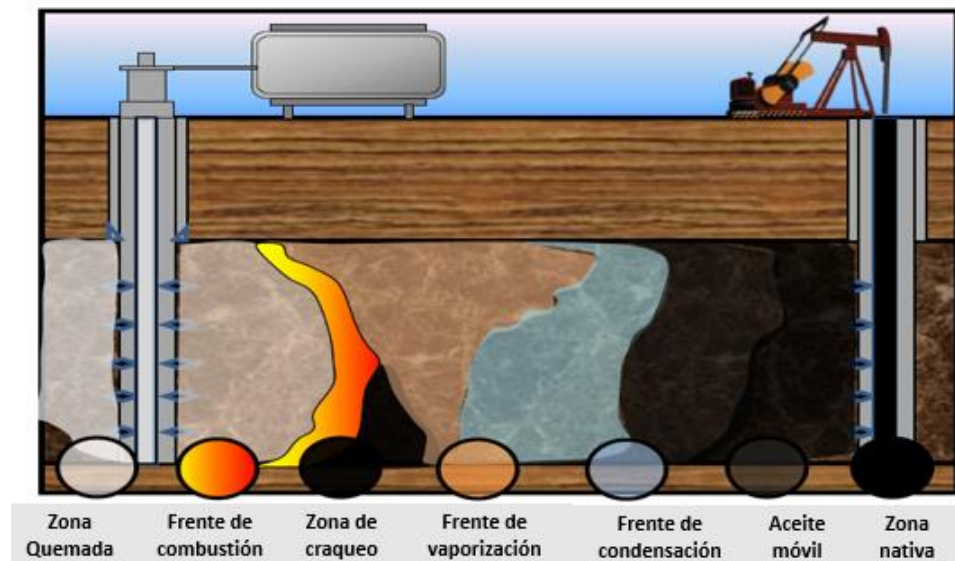
<sup>16</sup> BURGER J. and SOURIEAU P. Thermal Methods of Oil Recovery. 1985. Paris, Technip Editions.

**1.4.4. Zona de condensación:** Está normalmente a una temperatura más baja, entre 50 y 200 °F<sup>17</sup> por encima de la temperatura inicial. Debido a los bajos gradientes de presión, una parte del hidrocarburo que entra en esta zona se condensa y se disuelve en el crudo. La temperatura de esta porción de yacimiento depende de la presión parcial del agua en la fase gaseosa. En esta zona se encuentran presentes aceite vaporizado, gases de combustión y agua en estado saturado.

**1.4.5. Banco de aceite:** Contiene el banco de aceite móvil, o sea la mayor parte del aceite y componentes livianos desplazados de las zonas aguas arriba. Presenta una temperatura cercana a la inicial del yacimiento.

**1.4.6. Zona Virgen:** Sección del yacimiento no alterada o con aumento en la saturación de gas debido al flujo de gases de combustión (CO<sub>2</sub>, CO y N<sub>2</sub>).

**Figura 3.** Zonas observadas una vez se inicia la ignición en el yacimiento.



<sup>17</sup> BURGER J and SOURIEAU P. Op cit 14.

**Tomado y modificado de:** Sarathi, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma: 1998.

## **1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**

### **1.5.1. Combustión convencional**

También conocida como combustión frontal o seca, ya que en el proceso únicamente se inyecta aire o gas con contenido de oxígeno, y frontal debido a que la ignición espontánea o artificial se origina cerca al pozo inyector y el desplazamiento del frente de combustión es en la misma dirección del fluido de inyección hacia el pozo productor.

En el proceso primero se inyecta aire por un corto tiempo (unos días) u otro gas con contenido de oxígeno, que, al tener contacto con el hidrocarburo, resulta en reacciones LTO hasta generar un frente de combustión. Para acelerar la ignición, es posible usar quemadores de gas en el fondo del pozo, calentadores eléctricos o inyectar de un agente pirofórico, o un fluido caliente tal como el vapor. En algunos casos, se produce combustión espontánea del crudo in situ. Para que ocurra la auto ignición, la temperatura del depósito debe ser lo suficientemente alta como para sostener la reactividad y progresar hasta el régimen HTO. El frente de combustión empieza su desplazamiento (0.125 a 1.0 ft/d)<sup>14</sup> y es sostenido por un flujo continuo de aire.

### **1.5.2. Combustión húmeda**

A diferencia de la anterior, la inyección de gas se va a realizar alternamente con agua. Esto se debe a que en la combustión en seco, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena quemada detrás del frente de combustión y no se utiliza para el desplazamiento del aceite.

La capacidad calorífica del aire seco es baja y, en consecuencia, el aire inyectado no puede transferir calor de la matriz de arena tan rápido como se genera. El agua, por otra parte, puede absorber y transportar el calor más eficientemente que el aire. Si el agua se inyecta junto con el aire, gran parte del calor almacenado en la arena quemada puede recuperarse y transportarse hacia adelante.

El agua inyectada entonces absorbe el calor de la zona quemada, se vaporiza, pasa por el frente de combustión y libera el calor a medida que se condensa en las secciones más frías del yacimiento. Por lo tanto, el crecimiento de los bancos de vapor y agua por delante del frente de combustión se aceleran, lo que resulta en un movimiento más rápido del calor y el desplazamiento del petróleo. El tamaño de estos bancos y la tasa de recuperación de petróleo dependen de la cantidad de agua inyectada.

La combustión In Situ asistida por inyección de agua reduce el petróleo quemado, aumentando la velocidad del frente y cantidad de petróleo desplazado por este, disminuyendo así la cantidad de oxígeno requerido.

### **1.5.3. Combustión en reversa**

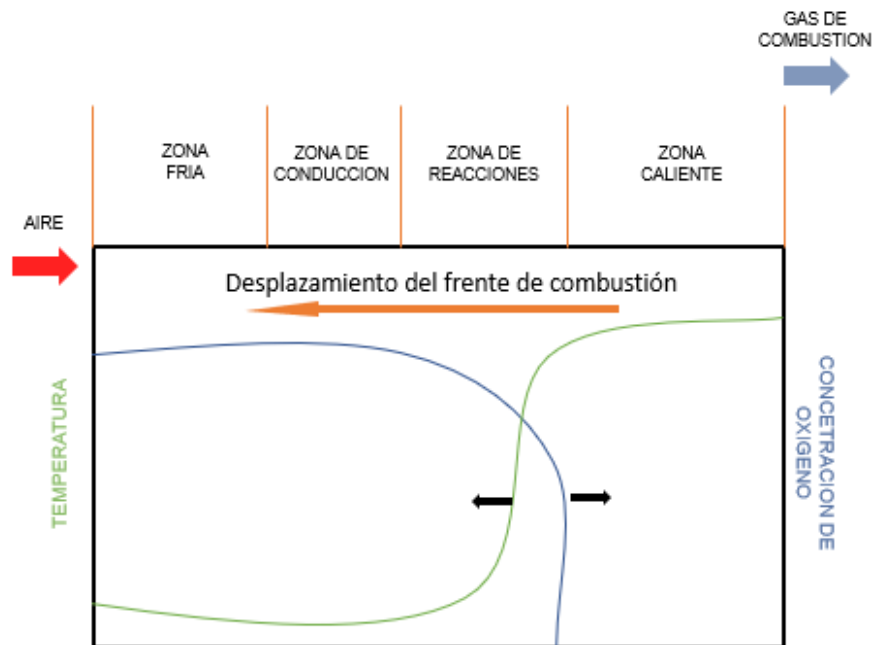
Se presenta como una modificación en la cual el frente de combustión tiene un desplazamiento en dirección contraria a la inyección del agente oxidante. Surge como una solución a los problemas de barreras de flujo que presentan los crudos pesados con altas viscosidades. La zona de combustión se inicia en el pozo de producción y se desplaza hacia el inyector en contracorriente con el flujo de aire inyectado, que viaja por todo el yacimiento hasta entrar en contacto con dicha zona.

A diferencia de la combustión frontal, el combustible está compuesto por fracciones intermedias, debido a que todo el petróleo móvil debe pasar por la zona de combustión, lo que puede significar tener ventajas y desventajas. La conveniencia es que se da un mejoramiento en la calidad del crudo muchas veces mejor que en la combustión frontal, pero con la desventaja de quemar fracciones con mayor valor

comercial, requiriendo casi el doble de aire de la combustión frontal y con una fuerte tendencia de originarse una ignición espontánea cerca al pozo inyector.

La figura 4 ilustra el comportamiento del proceso de Combustión en reversa, al iniciar se crea un frente de inyección cerca al pozo productor que se desplaza al pozo inyector.

**Figura 4.** Proceso de Combustión In Situ en Reverso.



**Tomado de:** YATTE F., Seminario Combustión In Situ, Curdo Recobro Mejorado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

### 1.6. CAMPOS EN DONDE SE HA IMPLEMENTADO LA COMBUSTIÓN IN SITU SECA O HÚMEDA Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO USADOS

A continuación, se presenta una lista con algunos campos en donde se ha implementado Combustión In Situ. Se puede observar que la combustión convencional tiene predominancia sobre los otros tipos.

**Tabla 7.** Campos con implementación de CIS según el tipo de combustión.

<b>Campo</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Año</b>	<b>Combustión Seca o Húmeda</b>	<b>SLA</b>
Balol/Shantal	India	1985	Seca, Húmeda	BM y PCP
Buffalo	Dakota del Sur, USA	1970	Seca	BM
Miga Project	Venezuela	1964	Seca	BM y PCP
Midway Sunset	California, USA	1960	Seca	BM
Sloss	Nebraska, USA	1963	Húmeda	BES
Suplacu de Barcau	Rumania	1964	Seca, Húmeda	BM
Quifa	Colombia	2011	Seca	BES
Balaria	Rumania	1964	Seca	
Heidelberg	Mississippi, USA	1971	Seca	BM
Fry Project	Illinois, USA	1960	Húmeda	
South Belridge	California, USA	1956	Seca	
Brea Olinda	California, USA	1972	Seca	BM
North Ward Stes	Texas, USA	1978	Seca	
Bellevue	Louisiana, USA	1963	Seca, Húmeda	BM
Tia Juana	Venezuela	1964	Húmeda	
May Libby	Luisiana, USA	1966	Húmeda	<i>GAS LIFT</i>
Trix Liz Project	Texas, USA	1968	Seca	
North Tisdale	Wyoming, USA	1959	Seca	
West Newport	California, USA	1958	Seca	BM
Shannon Pool	Wyoming, USA	1959	Seca	
Carlyle Field	Kansas USA	1963	Seca en reversa	
Glen Hummel Project	Texas, USA	1968	Seca	
Gloriana	Texas, USA	1969	Seca	BM

## 2. EXPERIENCIAS DE LA COMBUSTIÓN IN SITU A NIVEL MUNDIAL Y PROBLEMAS OPERACIONALES.

Para la siguiente recopilación de información se escogieron los campos con más datos presentados en la literatura. En algunos de estos campos, a partir del piloto inicial, se llevó a cabo una expansión comercial, como son los casos de Buffalo, Balol, Suplacu, West Newport, y South Belridge.

Como puede observarse en la tabla 7, la combustión in situ se ha aplicado en yacimientos alrededor del mundo, tanto en yacimientos de petróleo pesado a poca profundidad, como en yacimientos de petróleo livianos y altas profundidades. Por su parte, el campo bajo estudio será la primera implementación de CIS en yacimientos de petróleo extra pesados a altas profundidades, con características especiales que requieren de un detallado análisis para la selección del SLA a utilizar, como la profundidad, que presenta riesgos significativos asociados con una presión más alta, mayor eficiencia de la compresión y mayor costo de los pozos, aunque con condiciones favorables como mayor temperatura del yacimiento, lo que favorece la reactividad del aceite in situ.

El diseño de un proyecto de inyección de aire implica elegir el proceso de combustión (combustión seca o húmeda) y la determinación del tipo y tamaño del modelo y las tasas de inyección de aire y agua. Algunos parámetros de diseño, operación y rendimiento pueden observarse en la Tabla 9.

La mayoría de los campos presentan combustión convencional descrita anteriormente, mientras que otros como May Libby<sup>18</sup> ubicado en Louisiana, demostró que un proceso CIS puede ser exitoso teniendo un crudo con gravedad de 40° API, y desarrollado bajo el proceso de combustión húmeda, como medida de

---

<sup>18</sup> HARDY, W.C; FLETCHER, P.B; SHEPARD, J.C; DITTMAN, W.E and ZADOW, D.W; In situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High-Gravity Oil. SPE 3053, 1972.

aprovechamiento del banco de agua formado por la inyección de agua realizada con anticipación.

A continuación, se describen algunas de las aplicaciones, con la intención de notar los rangos presentados en tasas de inyección de aire, tasas de producción de líquido, relaciones de aumento de producción, corte de agua, aumento del factor de recobro, y composición de los gases de combustión.

Fueron seleccionados aquellos campos que presentaban mayor cantidad de datos con la intención de comparar el rendimiento en cuanto a la producción de líquidos a través del tiempo desde el inicio de la inyección de aire.

## **2.1. RESUMEN DE PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**

### **2.1.1 CAMPO BUFFALO <sup>19 20 21</sup>**

El campo Buffalo fue descubierto en 1954. Se encuentra ubicado en la cuenca Williston, en el condado de Harding, en Dakota del Sur (EE. UU.). Ha sido considerado un desafío debido su baja permeabilidad y rápido agotamiento (despresurización), resultando en una ineficiente producción primaria, aproximadamente del 6% del OOIP. Las propiedades del yacimiento se muestran en la tabla 8. A finales de la década de 1970 se realizó una prueba de inyección de aire y se desarrolló un piloto, que fue llamado High Pressure Air Injection (HPAI), por diferenciarlo de la CIS convencional, aplicada a yacimientos de crudo pesado.

---

<sup>19</sup> GUTIERREZ, D; TAYLOR, A.R; KUMAR, V.K; URSENBACH, M.G; MOORE, R.G and MEHTA, S.A. Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE 108429, 2007.

<sup>20</sup> KUMAR, V.K; GUTIERREZ, D; MOORE, R.G, THIES, P.B. and CANTRELL, C. 30 Years of Successful High-Pressure Air Injection: Performance Evaluation of Buffalo Field, South Dakota. SPE 133494, 2010

<sup>21</sup> GUTIERREZ, D; MILLER, R.J; TAYLOR, A.R; THIES, B.P. and KUMAR, V.K. Buffalo Field High-Pressure -Air-Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges. SPE 113254, 2009.

**Tabla 8.** Características de yacimiento con implementación de ISC.

Campo	Profundidad promedio (ft)	API	Condiciones de yacimiento		Viscosidad a temperatura de yacimiento. (cP)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de aceite (So)	Saturación de agua (Sw)	OOIP (MMSTB)
			Temperatura (°F)	Presión (Psi)						
<b>Campo Estudio</b>	8.000	9	186	2.600	1300	8 - 23	30 – 12.000		0,18	2,76
<b>Balol</b>	3.280	16	158	1.500	150	28	15.000	0,7	0,3	128
<b>Buffalo</b>	8.395	32	215	3.600	2.4	20	10	0,55	0,45	148,7
<b>Miga</b>	4.265	oct-15	146	1.800	280-340	22.6	5.000	0,75	0,22	23,2
<b>Midway</b>	2.400	14,5	125	1.000	110	36	1.575	0,75	0,25	38
<b>Trix Liz</b>	3.670	22	138	200	26	28	500	0,56	0,35	2,987
<b>Sloss</b>	6.200	38,8	200	2.274	0.8	20	482	0,3	0,7	5,9
<b>Suplacu</b>	410	16	65	80	2000	32	2.000	0,78	0,22	310
<b>Quifa</b>	3.500	12	140	1.200	500	30	5.000	40	60	
<b>Balaria</b>	2.625	19	115	853	120	30	500	0,67	0,33	
<b>Heidelberg</b>	11.300	24	221	5.100	6	14	85	0,77	0,23	18
<b>Fry</b>	875	28,5	65	20	40	19.7	320	0,68	0,2	
<b>South Belridge</b>	700	12,9	87	220	2700	36	8.000	0,6	0,37	30,8
<b>Brea Olinda</b>	3.550	22	135		20	29	300	50		
<b>West Newport</b>	1.450	15,2	105	195	700	37	1.070	0,69	0,31	

**Tabla 9.** Diseño, operación y rendimiento de la CIS en estos campos.

Campo	N° Pozos		Presión de inyección (Psi)	Tasa de inyección de aire promedio (MSCFD)	Tasa de producción de aceite incremental (BOPD)	Recobro esperado (%)	AOR (MSCF/BLS)	SLA.
	Productores	Inyectores						
Balol	75	30	1.300-1.600	460	4.400	38	5,6	BM / PCP
Buffalo	63		3.500	1.560	4.400		12,1	BM
Miga	8	1	2.500	9.700	750	11,6	10,9	PCP
Midway	29	6	670-825	1.200	1.600	52,8	2,89	BM
Trix Liz	11	3	500-725	258	150-250	7,7	9	
Sloss	27	10		1.000	470		4,63	BES
Suplacu	205	38	73-218	1.670	6.552	47,5	14	BM
Balaria	11	5	550-942	360	147		14	
Heidelberg	10	2	2.900-4.350	1.056	1.800	2	2,64	BM
Fry			315	1.520			16,8	
South Belridge	4	1	240	3.500	140	10,7	19	
Brea Olinda	20	2	650-1.300	2.500	650	10,1	7,7	BM
West Newport	25	6		520	2.000	22	10,7	

El proyecto tuvo un desarrollo dividido en tres unidades: Buffalo Red River Unit (BRRU), South Buffalo Red River Unit (SBRRU) y West Buffalo Red River Unit (WBRRU), las cuales se desarrollaron en el mismo orden cronológico.

- **Inyección de aire**

La tabla 10 muestra el aumento de las tasas de inyección, producción de aceite y corte de agua para las tres unidades del proyecto Buffalo.

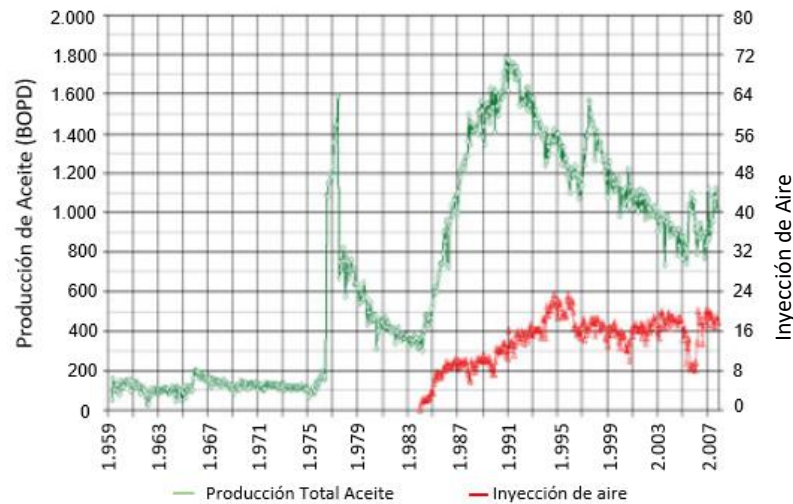
**Tabla 10.** Tasa de inyección, producción de aceite y corte de agua del proyecto Buffalo.

Acontecimiento	Fecha	Tasa de Inyección Aire (MMSCFD)	Número de Pozos Inyectores	Tasa de Producción de Aceite (BOPD)	Número de Pozos Productores	Corte de Agua
<b>Unidad BRRU.</b>						
Inicio de Inyección	Ene. 1979	1	1	80	10	50%
Reporte de máxima producción	May. 1985	8	8	1.000	27	70%
Reporte ultimo de producción	Dic. 2007	10	6	474	18	70%
<b>Unidad SBRRU</b>						
Inicio de Inyección	Ene. 1984	2 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	300	26	50%
Reporte de máxima producción	Feb. 1991	14	18	1.754	39	70%
Reporte ultimo de producción	Dic. 2007	18	12	1.012	38	70%
<b>Unidad WBRRU</b>						
Inicio de Inyección	Nov. 1987	2	2	165	16	50%
Reporte de máxima producción	Ene. 1990	3	3	498	15	70%
Reporte ultimo de producción	Dic. 2007	4	5	450	11	70%

- **Producción de fluidos.**

Debido a que la unidad SBRRU es la que más reporta aumento en la tasa de producción general y por pozo, el historial de producción de aceite respecto a la inyección de aire en la unidad se muestra en la figura 5.

**Figura 5.** Historial de producción e inyección Unidad SBRRU.



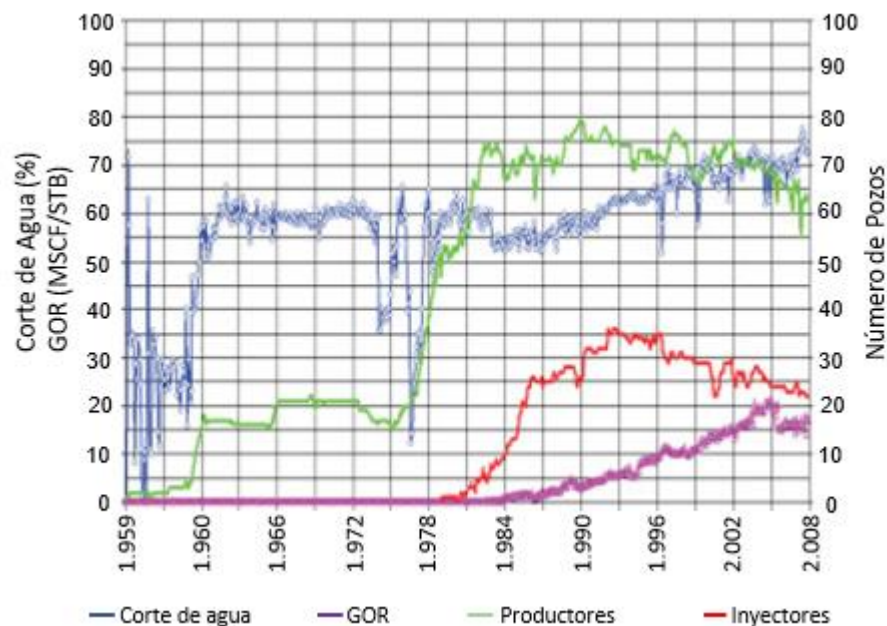
**Modificado de:** GUTIERREZ, D; MILLER, R.J; TAYLOR, A.R; THIES, B.P. and KUMAR, V.K. Buffalo Field High-Pressure -Air-Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges. SPE 113254, 2009.

La respuesta promedio a la inyección de aire ocurrió en unos nueve meses, en 5 tiempos del desarrollo del proyecto, indicando que para la unidad 1 las tasas de producción de petróleo aumentaron de 80 BOPD al inicio de la inyección a un máximo de 1,000 BOPD en 6 años de inyección por medio de 10 y 27 pozos respectivamente. En diciembre de 2007 se producía petróleo a través de 18 pozos a una tasa de 474 BOPD y la unidad había producido aproximadamente 6 MMSTB de aceite desde el comienzo de la inyección de aire.

La producción de agua y por ende la producción de fluido por pozo están indicadas por la tasa de corte de agua que a la fecha antes de la inyección era alta, en un promedio del 90%, e inmediatamente después de la inyección disminuyó y se mantuvo alrededor del 50 y 60%.

La producción de gas ocurrió poco después de la inyección de aire, generando algunos problemas como taponamiento en la entrada de la bomba de subsuelo del bombeo mecánico, exhibiendo un típico GOR exponencial creciente que es el que se presenta en procesos de inyección de gas convencional. Sin embargo, algunos pozos han mostrado un comportamiento de producción con valores de GOR altos pero constantes que es lo esperado en procesos CIS, debido a la formación de un frente de petróleo mucho mayor, que por efectos de permeabilidad relativa aporta a la productividad de fluidos a medida que avanza y se acerca a los pozos productores

**Figura 6.** Relación gas aceite y corte de agua para el proyecto HPAI.



**Modificado de:** GUTIERREZ, D; TAYLOR, A.R; KUMAR, V.K; URSENBACH, M.G; MOORE, R.G and MEHTA, S.A. Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE 108429, 2007

- **Problemas operacionales.**

La temperatura de combustión promedio fue de 478 °C (892 °F) y los problemas principales que ocurrieron con los pozos de inyección fueron el taponamiento de la formación cerca del pozo y las fugas de aire por el anular.

Los principales problemas con los pozos de producción han sido la interferencia del gas, la corrosión por CO<sub>2</sub>, las emulsiones y el colapso de revestimiento. La producción del campo se ha manejado con instalaciones de superficie convencionales modificadas para tratar la mayor cantidad de fluidos y emulsiones.

La interferencia del gas fue causada por el aumento de la producción de gases de combustión, cuando el GOR varió de aproximadamente 3.000 a 8.000 SCF / STB. También se intentó el uso de anclajes de gas para reducir la interferencia por gas, pero la mejor solución fue sumergir la bomba de subsuelo del bombeo mecánico al menos 15 ft debajo de las perforaciones, y mantener una presión anular mínima. Las soluciones a los otros problemas serán tratadas en el siguiente capítulo.

### **2.1.2 CAMPO BALOL** <sup>22 23</sup>

Campo petrolero de crudo pesado ubicado en el estado de Gujarat, India, y descubierto en 1970. La curva de declinación del campo sin la implementación del método de recuperación mostraba una fuerte disminución en la producción de petróleo alcanzando solo el 13% de recuperación primaria.

Una limitante para implementar el proceso de inyección de vapor (la primera opción para incrementar el factor de recobro) era la profundidad de 3.300 ft, así como la presencia de un fuerte acuífero activo. Por consiguiente, se decidió implementar un piloto de CIS. Las propiedades del yacimiento se muestran en la tabla 8.

El 16 de marzo de 1990 se dio inicio a la inyección de aire en el campo con un patrón invertido de cinco puntos, lo cual impidió la declinación de la producción, ya que algunos pozos empezaron a fluir naturalmente. Se evidenció que sin la ayuda

---

<sup>22</sup> DAYAL, H.S; BRUSHAN B.V; SUJIT, M; SINHA S.K and SIDHARTHA S. In Situ Combustion: Opportunities and Anxieties. SPE 126241, 2010.

<sup>23</sup> DORAIAH, A; SIBAPRASAD, R and PANKAJ, G. In situ Combustion Technique to Enhance Heavy Oil Recovery a Success Story. SPE 105248, 2007.

de ningún método de levantamiento artificial se incrementó la producción de petróleo, conllevando a la disminución de la producción de agua.

**Tabla 11.** Cronología de eventos en el Campo Balol.

<b>Fecha</b>	<b>Acontecimiento</b>
1970	Descubrimiento Campo Balol
1985 agosto	Inicio de producción operada bajo un acuífero muy activo
1990 marzo	Primer piloto de inyección de aire, patrón invertido de 5 puntos Tasa inicial de inyección de 350 MSCFD
1992 enero	Extensión del proyecto piloto, inyección cíclica aire/agua, WAR 350 BW/MMSCF. Cada ciclo era de 6 días de inyección de aire por un día de inyección de agua
1997 octubre	Semi-comercialización en la parte sur del campo Ignición de 1 pozo, aumento de producción de aceite de 378 a 1.635 STBD, con reducción del corte de agua del 50%
2000 mayo	Expansión Comercial. Incremento de la tasa de aceite de 940 a 3.145 BOPD Incremento de la tasa de fluido de 4.403 a 7.548 BFPD
2004	Pico máximo de inyección de aire con un total de 23,65 MMSCFD a través de 26 pozos inyectoros
2009	Alrededor de 34 BSCF de aire fueron inyectados, correspondientes a 4 MMBO recuperados

- **Inyección de aire**

Inicialmente la inyección de aire aumentó progresivamente de 350 MSFCD a 1,3 MMSCFD. Debido a que se vio un aumento significativo en el GOR en diciembre de 1991 (21 meses después de la inyección), dos pozos de producción fueron cerrados y puestos en producción después de realizarles una purga de gases. Por esta misma razón, la inyección de aire se redujo a 700 MSCFD.

Después de 100 días del inicio de inyección de aire, se cambió de combustión seca a húmeda, por ciclos de 6 y 1 días de inyección de aire y agua respectivamente.

- **Producción de fluidos**

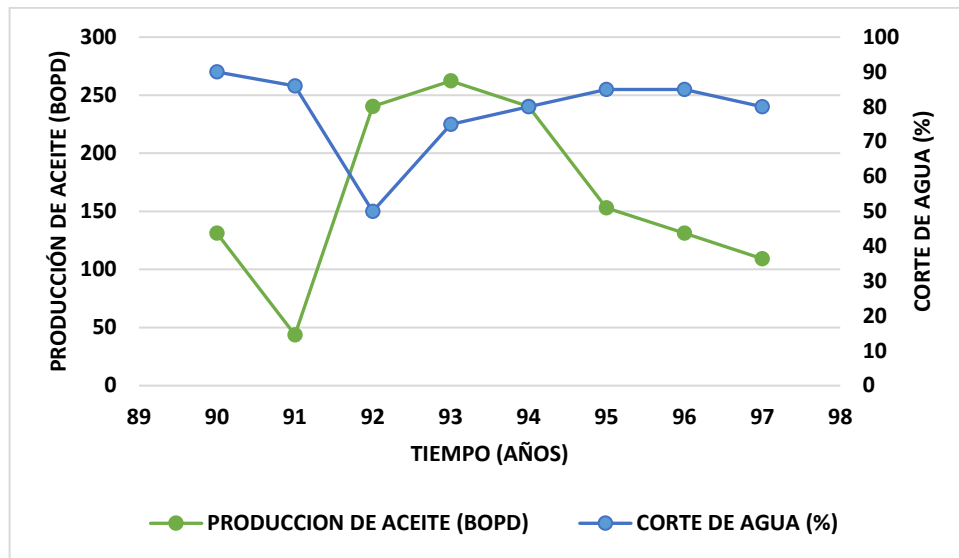
Un cambio importante visto es la reducción en el corte de agua. Inicialmente se tenía un corte de agua promedio de 90% que se redujo después de la inyección de aire al 40% a finales de 1991. Debido a que se detuvo la inyección de aire y luego nuevamente se puso en marcha, el corte de agua aumentó al 82% aproximadamente. Con la expansión total del proyecto a inicios del 2000, se redujo a valores del 60% al 2009.

Antes del piloto la producción de fluido de los cuatro pozos pertenecientes a este era de 480 BFPD. Luego de la implementación del CIS su producción declinó a 450 BFPD, viéndose luego un aumento significativo durante un par de años. Por decaimiento de la producción, para octubre de 1994 y enero de 1995 se instalan sistemas de levantamiento artificial a dos de los pozos del piloto, obteniendo así una estabilización en la producción de fluidos de 145-158 BFPD por pozo.

La ganancia total de los cuatro pozos del piloto más algunos pozos aledaños afectados por la inyección de aire fue de 512.000 barriles de petróleo.

Una producción promedio de gas en los pozos productores del piloto fue de 88 MSCFD. Las composiciones de los gases de combustión típicamente estabilizados muestran porcentajes del 75-80% de N<sub>2</sub>, 15-17% de CO<sub>2</sub>, 0.5% de O<sub>2</sub>, 200 ppm de CO y 200 ppm de H<sub>2</sub>S. Lo anterior demuestra que la combustión que se llevó a cabo en este campo es oxidación a alta temperatura.

**Figura 7.** Producción de aceite y corte de agua Campo Balol.



**Tomado y modificado de:** DORAI AH, A; SIBAPRASAD RAY; PANKAJ GUPTA. In Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana ONGC-A Success Story SPE 105248, 2007

- **Problemas operacionales.**

Los principales problemas encontrados en el piloto fueron:

1. daño de un pozo observador por irrupción de calor después de 4 meses de iniciada la ignición.
2. Problemas en los componentes de subsuelo del bombeo mecánico debido al aumento de la temperatura en cabeza de un pozo luego de 4 años y medio de iniciada la inyección, para lo cual se optó por circular agua por el anular.
3. Presencia de H<sub>2</sub>S en la corriente de gas producido con valores alrededor de los 100-1500 ppm, con picos de hasta 4000 ppm debido a la presencia de pirita en el estrato.
4. Arenamiento en algunos pozos.

### 2.1.3 SUPLACU DE BARCAU<sup>24 25</sup>

<sup>24</sup> PANAIT-PATICA, D. SERBAN; D. ILIE, N. Suplacu de arcau Field – A case History of a Successful In Situ Combustion Exploitation. SPE 100346, 2006.

<sup>25</sup> CLAUDE P, G; BURGER, J; BARDON, C; MACHEDON, V; CARCOANA, A; PETCOVICI, V; SPE, Nov. 1981.

El proyecto Suplacu de Barcau ubicado en el noroeste de Rumania ha sido el proyecto más grande del mundo operado hasta ahora con más de 53 años en producción y con más de 800 pozos productores en una configuración de “line drive” de inyección de aire. Está constituido por arenas poco consolidadas.

La recuperación por métodos primarios (gas en solución) se había pronosticado en aproximadamente 9% del petróleo original, y se consideró que el uso de métodos térmicos sería la única forma de aumentar el factor de recuperación de manera apreciable.

El proyecto utiliza un proceso de CIS seco realizado a baja presión (menos de 200 psi) en un depósito muy poco profundo (menos de 600 pies) utilizando un espacio pequeño entre pozos (50 a 100 m de distancia).

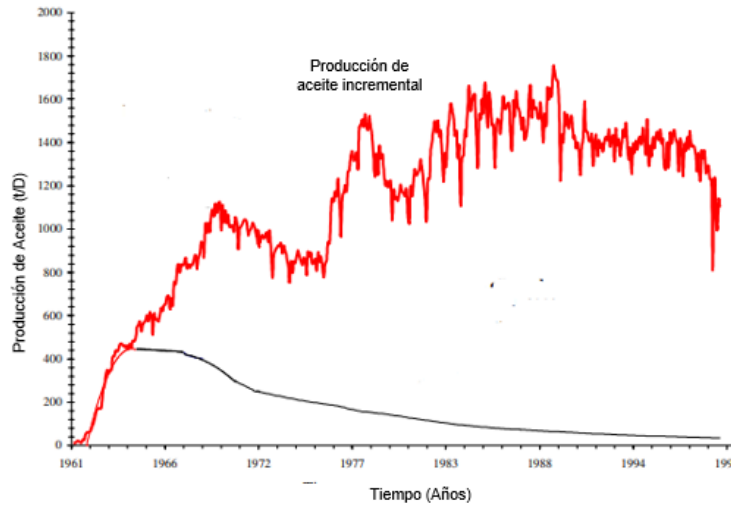
El piloto de CIS inicio en 1964 en 1.25 acres con un patrón invertido de 5 puntos, en donde se registró un aumento en la tasa de producción de aceite por pozo de 19 a 630 BOPD. Se registró un avance del frente de combustión en promedio de 0.3 pies /d y a partir de perfiles de temperatura de pozos, se halló que la temperatura máxima de combustión en el campo fue superior a 600 °C.

Debido a los buenos resultados se expandió el patrón a 5 acres usando un patrón invertido de 9 puntos con el mismo pozo inyector.

- **Inyección de aire**

Una operación semi industrial con ocho patrones de nueve puntos, se sometió a combustión entre 1967 y 1971. La cantidad total de aire inyectado en esta zona alcanzó los 15,9 MMSCFD y la relación promedio Aire/Aceite (AOR) fue de aproximadamente 8.4 MSCF/Bbl entre 1967 y 1973.

**Figura 8.** Producción de aceite incremental del proyecto Suplacu de Barcau.



**Tomado de:** PANAIT-PATICA, D. SERBAN; D. ILIE, N. Suplacu de Barcau Field – A case History of a Successful In Situ Combustion Exploitation. SPE 100346, 2006.

Basados en los resultados de un aumento de recobro del 10 al 15%, se decidió expandir el proyecto a escala comercial. En 2006 se llegó a tener cerca de 800 pozos productores, 90 pozos inyectoros de aire, y alcanzando un factor de recobro acumulado por encima del 45%.

Cuando se usan patrones, se obtiene información valiosa de la cantidad y composición del gas de combustión, agua y aceite producidos por cada pozo de producción.

- **Producción de fluidos.**

El resultado obtenido en el piloto durante 6 meses de producción mostró un aumento de más de 30 veces la tasa de petróleo al inicio de la combustión en los pozos del piloto, e inmediatamente, el área se expandió a un terreno de 5 acres y un patrón de nueve puntos invertido usando el mismo inyector y perforando 8 productores más.

El corte de agua incremento rápidamente hasta alcanzar un valor del 82%, que fue el último valor registrado. Este incremento puede ser explicado debido a la

proximidad de un buen número de pozos productores al contacto agua-aceite presente en el yacimiento.

El avance del frente de combustión produjo efectos como color amarillento en el agua producida, disminución de pH y salinidad, aumento en los contenidos de sulfato y contenido de hierro, y producción de aceite menos viscoso con un olor característico.

Una producción de gas de 430 MMSCF fue recuperada por los pozos del piloto al cabo de 430 días, un promedio de 250 MCSFD por pozo. Los gases producidos tenían porcentajes del 14% de CO<sub>2</sub>, trazas de CO al 1%, posible O<sub>2</sub> sin reaccionar 1.5%, nitrógeno y a veces H<sub>2</sub>S. La presencia de oxígeno puede mostrar una canalización de aire o una baja eficiencia de este.

- **Problemas operacionales.**

Suplacu reporta problemas relacionados con los fluidos producidos por el proceso de combustión in situ que conlleva al incremento de emulsificantes naturales en el crudo producido, como asfáltenos, resinas, ácidos nafténicos, y partículas sólidas que terminan en la formación de serios problemas de emulsiones.

Fluidizadores fueron bombeados a los pozos con el ánimo de poner la producción en cabeza de pozo y romper las emulsiones. Para el tratamiento del petróleo se utilizó una técnica patentada de químicos y calor.

#### **2.1.4 PROYECTO CAMPO MIGA <sup>26 27</sup>**

El proyecto fue desarrollado en la arena P<sub>2-3</sub> del campo Miga, ubicado en el este de Venezuela. Las propiedades del yacimiento se muestran en la tabla 8. La recuperación primaria debida al mecanismo de producción por gas en solución fue

---

<sup>26</sup> HINCAPIE R, TOVAR F and ALVAREZ C. Feasibility for the application of in situ combustion in faja petrolifera del Orinoco (FPO) based in a Novel Screening criterion for the technology. SPE 144027, 2011

<sup>27</sup> TERWILLIGER P.L., CLAY R.R, WILSON Jr L.A and GONZALEZ A. Fireflood of the P2-3 Sand Reservoir in The Miga Field of Eastern Venezuela. SPE, 1975.

solo del 5% o el equivalente a 1,16 millones de barriles (MMBOP), y debido a la baja relación de movilidades entre el agua y el aceite, la inyección de agua no arrojó mejores resultados.

**Tabla 12.** Cronología de eventos significativos del Campo Miga

<b>Fecha</b>	<b>Acontecimiento</b>
1958 finales	Inicio de producción con 3 pozos productores
1961 agosto	Disminución de producción: 950 a 450 BOPD (Recuperación de aceite: 700.000 Bbl)
Septiembre	Inicia proyecto de inyección de aire
1962 febrero	Inyección fue detenida por pobres resultados
Septiembre	Cierre total debido a una mala operación de inyección de gas. (Recuperación 771.779 Bbl)
1964 abril	Inicio del proyecto CIS (1 inyector, 5 productores) Capacidad de inyección de 9 MMSCFD Luego de 15 días, ignición espontánea evidenciada.
1965-1983	Perforación y completamiento de 8 pozos productores adicionales Aumento a 15MMSCFD de aire
1967 septiembre	Pérdida de un pozo por alta temperatura (> 400°F) debido al avance del frente
1969-1978	Perforación y completamiento de 2 pozos inyectores
1970 marzo	Inyección de agua en el pozo inyector original para tomar ventaja del calor almacenado
Agosto	Por problemas de canalización hacia uno de los pozos productores tuvo que detenerse la inyección

El proyecto inició el 1 de abril de 1964, con pozo de inyección localizado en la mitad de la zona del yacimiento y 5 pozos productores incorporando otro productor en octubre de 1965 y 7 productores más entre 1966 y 1983. Una ignición espontánea a mediados del mismo mes de la inyección fue evidenciada debido a la producción de CO<sub>2</sub> y la completa ausencia de oxígeno en los pozos de extracción.

- **Inyección de Aire**

La tasa de inyección de aire se promedió en 10 MMSCFD durante 9 años del proceso. La relación promedio aire inyectado/ aceite producido (AOR) fue de 11 MSCF / STB.

En la tabla 13 se muestran los resultados de producción e inyección del proyecto en general, registrados al 1 de septiembre de 1973, fecha a la cual se estima un total de 2.975.617 bbl de petróleo y 1.288.829 bbl de agua producidos por el proceso CIS, estimándose un corte de agua de aproximadamente el 30%.

**Tabla 13.** Reporte de rendimiento del proyecto Campo Miga

<b>Producción de aceite total</b>	<b>3.747.396 MMBLS</b>
<b>Producción de aceite primaria</b>	771.779 MMBLS
<b>Producción de Aceite por combustión</b>	2.975.617 MMBLS
<b>Inyección de aire Acumulada</b>	33.674 MMSCF
<b>Relación Aire/Aceite Acumulada</b>	11.317 SCF / BLS
<b>Producción de gas Acumulada</b>	3560 MM SCF
<b>Producción de Agua durante el proyecto</b>	1.288.829 BLS

- **Producción de fluidos.**

Como indica la tabla 13, debido a una mala inyección de gas se cerró la producción en los pozos previos a la inyección de aire. Luego rápidamente se vio un aumento en la producción de fluidos; en menos de dos meses alcanzó los 1.300 BOPD y se mantuvo casi constante por un par de años.

Antes del inicio de la inyección, el corte de agua era del 0%. Con el inicio y aumento de la inyección se presentó un aumento del corte de agua al 21%, con una

producción máxima por pozo de 300 BFPD. El reporte de producción máxima se debe principalmente al aumento al doble de la tasa de inyección.

**Tabla 14.** Reportes de producción para el Campo Miga.

CAMPO	AÑOS DE INYECCIÓN	TASA DE INYECCIÓN (MMSCF/AÑO)	PRODUCCIÓN DE ACEITE (BOPD)	CORTE DE AGUA	CAUDAL DE LÍQUIDOS (BLPD)	N° POZOS PRODUCTORES	RELACIÓN DE AUMENTO
MIGA	0		450	0	450	10	
	1	3285	1300	0.09	1429	5	2.9
	2	5475	1200	0.2	1500	5	3.0
	4	5475	1350	0.1	1500	7	3.0
	6	5475	1000	0.21	1266	7	2.5
	8						

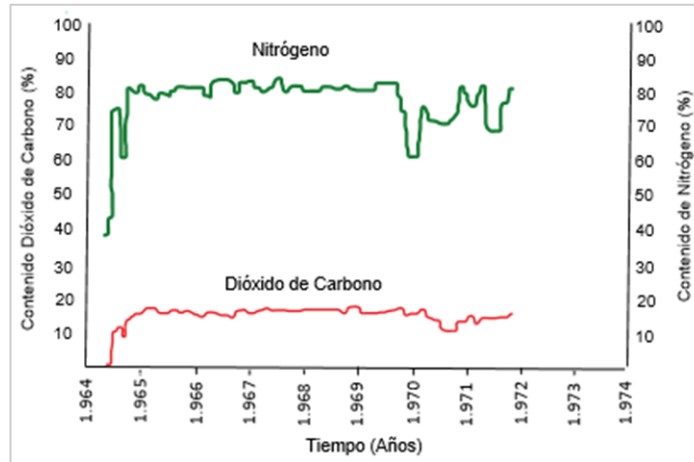
Se presentó un problema para llegar a obtener la capacidad de producción máxima debido a una insuficiencia de producción cuando se alcanzaban valores de GOR alrededor de los 10,000 SCF / STB. La figura 9 muestra los contenidos de nitrógeno y dióxido de carbono para el gas producido del pozo MG-524, en un promedio de 18% y 82% para el CO<sub>2</sub> y el N<sub>2</sub> respectivamente en la fase estable. No se detectó oxígeno en el gas producido, los demás pozos mostraron comportamientos similares.

- **Problemas Operacionales**

La temperatura de fondo de pozo del productor más cercano al pozo inyector comenzó a subir en agosto de 1965, 22 meses después de haber iniciado el proceso (abril de 1964) cuando la temperatura del fondo del pozo había alcanzado el límite superior seguro de operación de 400 ° F el pozo fue cerrado; el pozo producía por flujo natural.

No se presentaron mayores problemas en el desarrollo del proyecto siendo este considerado exitoso porque obtuvo un factor de recobro del 25% del OOIP en el área afectada por el proceso.

**Figura 9.** Composición del gas producido en el Campo Miga.



Modificado de: Terwilliger et al., 1975.

Es muy importante destacar que en este proyecto no se utilizó un patrón en específico, lo que permitió concluir que la tasa de aire total máxima requerida es menor y que la anisotropía del yacimiento es menos perjudicial que si se usa un patrón de puntos.

## 2.2. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS.

A continuación, se presenta la tabla 15 con datos de producción resumidos por año después de la inyección en algunos proyectos antes mencionados (Buffalo, Balol y Miga). Posteriormente se hace una discusión sobre el comportamiento de la producción de fluidos en el tiempo para los 5 campos, teniendo en cuenta que el campo Buffalo se encontraba en etapa semicomercial, el campo Balol como piloto, y Miga, que como se había mencionado no se desarrolló bajo un patrón específico.

Las unidades BRRU y el campo Balol, los cuales presentaban un alto corte de agua al inicio del desarrollo de la CIS, para el segundo año mostraron una gran disminución de este, casi a la mitad, lo que influyó drásticamente en la producción de fluido.

**Tabla 15.** Desempeño de la producción de algunos de los campos después de la inyección de aire.

CAMPO	AÑOS DE INYECCIÓN	TASA DE INYECCIÓN (MMSCF/AÑO)	PRODUCCIÓN DE ACEITE (BOPD)	CORTE DE AGUA (%)	CAUDAL DE LÍQUIDOS (BLPD)	N° POZOS PRODUCTORES	RELACIÓN DE AUMENTO POR PROYECTO	GOR (MSCF/BLS)
<b>Buffalo BRRU</b>	0		80	0.9	800	10		0
	1	365	200	0.5	400	10	0.5	0
	2	1095	300	0.55	667	14	0.8	1
	4	2555	650	0.6	1625	27	2.0	1
	6	3650	1000	0.5	2000	27	2.5	4
	8	2555	700	0.6	1750	20	2.2	4
<b>Buffalo SBRRU</b>	0		300	0.75	1200	26		0
	1	1825	500	0.6	1250	29	1.0	0
	2	3285	870	0.55	1933	32	1.6	0.5
	4	3650	1400	0.6	3500	35	2.9	2
	6	5475	1750	0.63	4730	39	3.9	2.5
	8	5475	1600	0.65	4571	39	3.8	5
<b>Buffalo WBRRU</b>	0		165	0.55	367	14		0
	1	1095	400	0.45	727	14	2.0	2.5
	2	1095	500	0.45	909	15	2.5	4
	4	1825	450	0.55	1000	16	2.7	7
	6	1460	350	0.55	778	14	2.1	5
	8	1095	300	0.6	750	14	2.0	8
<b>Balol</b>	0		48	0.9	480	4		
	1	438	90	0.80	450	4	0.9	
	2	128	350	0.45	636	4	1.3	
	4	256	262	0.8	1310	4	2.7	
	6	256	87	0.85	580	4	1.2	
	8							
<b>MIGA</b>	0		450	0	450	10		
	1	3285	1300	0.09	1429	5	2.9	
	2	5475	1200	0.2	1500	5	3.0	
	4	5475	1350	0.1	1500	7	3.0	
	6	5475	1000	0.21	1266	7	2.5	
	8							

Con respecto a las tasas de inyección de aire en las tres unidades del campo Buffalo, se observa que al aumentar la tasa de inyección, aumenta directamente la producción de aceite, mientras que en Miga y Balol los mantenimientos o aumentos de inyección fueron para sostener el caudal de aceite. En todos los casos, el aumento de la producción de aceite fue evidenciado en el primer año, registrando Balol el menor incremento.

Aunque el caudal de aceite aumentó para las unidades mencionadas, la producción de fluido disminuyó para el primer año de inyección, por lo que se puede afirmar que el método de CIS arroja resultados positivos en incrementales de petróleo desde tiempos tempranos.

A demás se muestran las figuras 10, 11, 12 y 13 de la producción histórica de los campos Santhal<sup>28</sup>, Fry<sup>29</sup>, May Libby<sup>30</sup> y Videle<sup>31</sup> respectivamente, en donde se puede apreciar, para los primeros tres campos al inicio de la CIS, un aumento significativo de la tasa de producción de aceite alrededor de un año de iniciada la inyección, seguido por una disminución drástica en la producción de agua (corte de agua).

Caso similar se observa en el campo Videle (figura 13), en donde la recuperación del crudo no es tan rápida como en los casos anteriores, tardando poco más de un año, en donde también se puede distinguir la caída del corte de agua tan pronto comienza un aumento de la producción de aceite.

---

<sup>28</sup> CHATTOPADHYAY, S.K; RAM, B; BHATTACHARYA, R. and DAS, T.K. Enhanced Oil Recovery by In Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India. A case Study. SPE 89451, 2004.

<sup>29</sup> GALLOWAY, R and PARSONS, W. Performance of the Fry In Situ Combustion Project. SPE 2409, May 1970.

<sup>30</sup> HARDY, W.C; FLETCHER, P.B; SHEPARD, J.C; DITTMAN, W.E and ZADOW, D.W. Op cit 18.

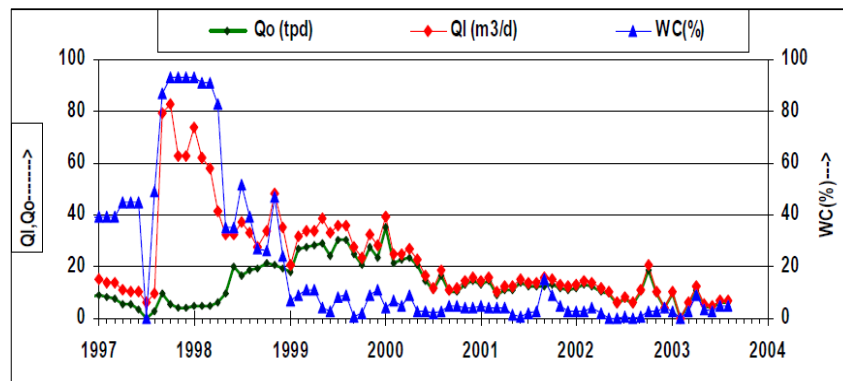
<sup>31</sup> Tomado de: PANTAZI, I. and TURTA, A. Development of the In Situ Combustion Process on an Industrial Scale at Videle Field, Rumania. SPE, 1986.

Los cambios en la producción de fluidos influyen en el sistema de levantamiento que se esté utilizando, debido a que la carga o potencia que requiere el sistema varía con la tasa de líquidos, y en caso de crudos pesados, con el corte de agua. Estos cambios en la producción de fluido se esperarían ver durante el proceso de CIS en el campo bajo estudio.

La columna número 8 de la tabla 15, relación de aumento por proyecto, es un cociente entre la tasa de producción de líquido en cada año reportado, y la tasa de producción de líquido del año base o año cero. Esta relación permite comparar de manera escalada las variaciones en producción de líquido a función del tiempo de inyección.

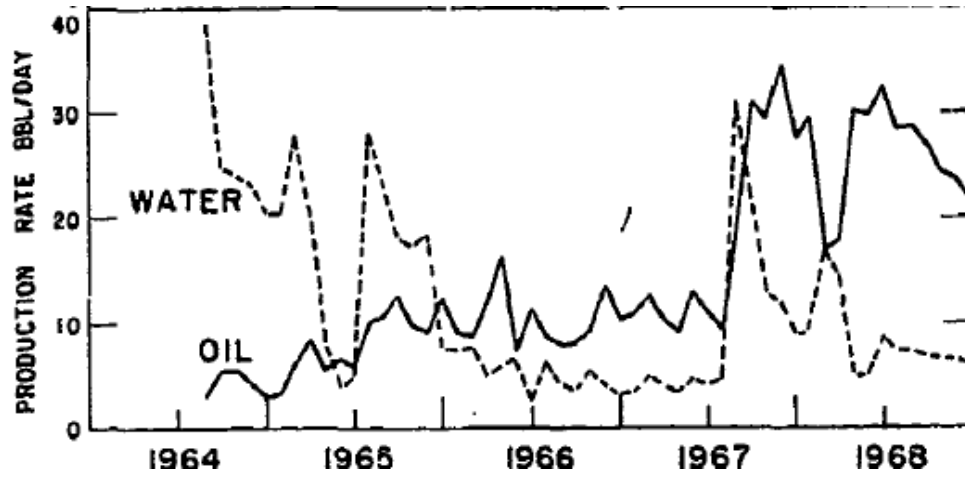
Se podría esperar en el mejor de los casos, como sucedió en la unidad SBRRU del proyecto Buffalo, que la tasa de producción de líquido aumente hasta casi 4 veces, esto porque en las unidades BRRU y SBRRU se incrementó sensiblemente el número de productores a diferencia de los otros proyectos en donde el número de productores permanecen casi constantes y en un rango promedio podría la producción de fluidos llegar a ser el triple de la producción inicial.

**Figura 10.** Producción de aceite, caudal de líquido y corte de agua en el Campo Santhal



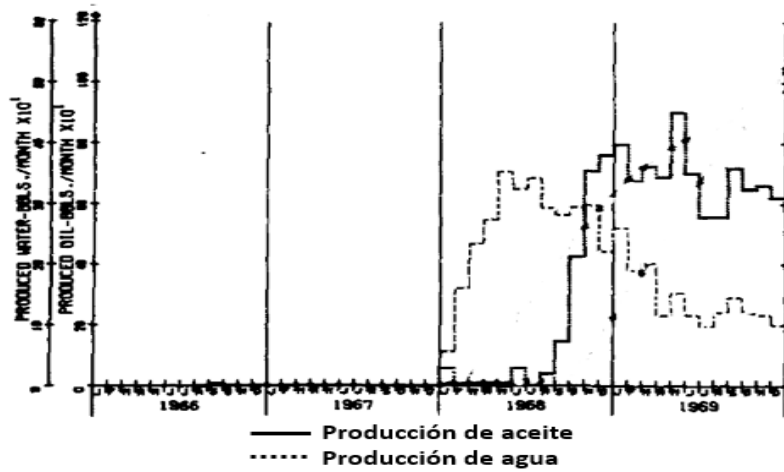
**Tomado de:** CHATTOPADHYAY, S.K; RAM, B; BHATTACHARYA, R. and DAS, T.K. Enhanced Oil Recovery by In Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India. A case Study. SPE 89451, 2004.

**Figura 11.** Producción de aceite y corte de agua, campo Fry.



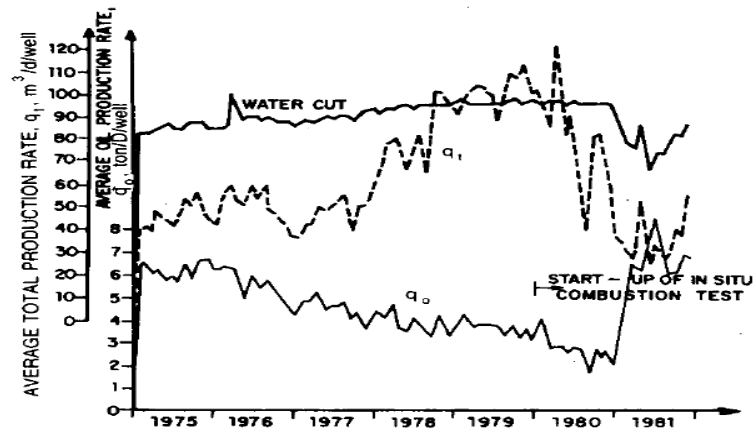
**Tomado de:** GALLOWAY, R and PARSONS, W. Performance of the Fry In Situ Combustion Project. SPE 2409

**Figura 12.** Producción de aceite y agua, Campo May Libby.



**Modificado de:** HARDY W.C; FLETCHER P.B; SHEPARD J.C; DITTMAN E.W; ZADOW D.W. In situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High-Gravity Oil. SPE 3053.1972.

**Figura 13.** Producción de aceite, caudal de líquido y corte de agua, campo Videle.

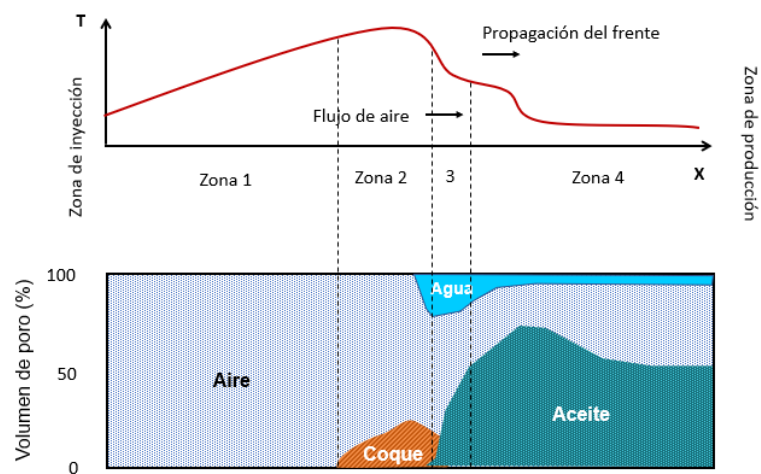


Tomado de: PANTAZI, I. and TURTA, A. Development of the In Situ Combustion Process on an Industrial Scale at Videle Field, Rumania. SPE, 1986.

### 2.3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA.

La figura 14 representa el esquema del comportamiento de la temperatura del proceso ISC, en donde al inyectar aire o cualquier gas oxidante adecuado, se da un frente ardiente que se mueve en la dirección del flujo de gas.

**Figura 14.** Perfil de temperatura en CIS dentro del yacimiento.



Tomado y modificado de: LATIL, M; BARDON, C; BURGER, J; SOURIEAU, P. Enhanced oil recovery, pag 197. French Institute of Petroleum, 1980.

Generalmente las temperaturas máximas que se presentaron en fondo en los pozos productores eran las correspondientes a la zona de vaporización mencionada en el capítulo uno, que está alrededor de los 400°F. Se encuentra en la literatura que los pozos productores de los proyectos Miga, Midway y Paris Valley Field tenían sistemas de alerta cuando reportaban temperaturas cercanas a los 400°F<sup>32</sup>, 250°F<sup>33</sup> y 350°F<sup>34</sup> respectivamente y se controlaban con la inyección de agua de refrigeración.

En Belleveu se presentaron ambientes corrosivos por presencia de sulfuros y altas temperaturas en los gases de combustión, con picos de temperatura en los pozos productores de hasta 400°F<sup>35</sup>.

En el proyecto Bare en Venezuela, se supuso, para efectos de selección de metalurgia para tuberías de producción y revestimiento de productores, una temperatura del gas de combustión de 380°F<sup>36</sup> y un incremento en la temperatura del aceite hasta los 330°F, debido a la transferencia de calor entre la formación y el gas de combustión.

El proyecto Morichal, en Venezuela, tenía una distancia entre pozos de 100 metros. 15 meses después de confirmada la ignición se dio un aumento de temperatura a alrededor de 350°F<sup>37</sup> en los pozos productores.

---

<sup>32</sup> TERWILLIGER P.L., CLAY R.R, WILSON Jr L.A and GONZALEZ A. Op cit 28.

<sup>33</sup> COUNIHAN, Thomas. A Successful In Situ Combustion Pilot in the Midway-Sunset Field, California. SPE 6525, 1977.

<sup>34</sup> ELKINS, F.E. and MORTON,D. Experimental Fireflooding a Very Viscous Oil—Unconsolidated Sand Reservoir, S. E. Paris Valley Field. SPE4086, 1972.

<sup>35</sup> WILLIAM, H. and GARVEY, M. Economics of in situ Combustion – the Belleveu Field. SPE 10052, 1981.

<sup>36</sup> PEROZO, H. MENDOZA, A. TEXEIRA, J. ALVAREZ, A. MÁRQUEZ, J. ORTEGA, P. VASQUEZ, P. The In-situ Combustion Pilot Project in Bare Field, Orinoco Oil Belt, Venezuela. PDVSA INTEVEP, SPE 144484. 2011.

<sup>37</sup> HINCAPIE, R.; TOVAR, F and ALVAREZ, C. Feasibility for the Application of In Situ Combustion in Faja Petrolifera del Orinoco (FPO) Based in a Novel Screening Criteria for the Technology. SPE 144027, 2001.

Alrededor de 350°F<sup>39</sup> fue la máxima temperatura de fondo que experimentó un pozo en el proyecto Lola, en Kansas, con una temperatura de aproximadamente 200°F<sup>38</sup> en cabeza de pozo doce meses después de la ignición.

Temperaturas máximas alrededor de los 460°F<sup>39</sup> y 480°F<sup>40</sup> se registraron en los pozos productores de los proyectos Heidelberg y Suplacu de Barcau respectivamente. Estas son temperaturas más altas que las de las zonas de vaporización, pero inferiores a las que registra el frente de combustión por lo que no se puede afirmar que existió una irrupción de este en los pozos productores.

Teniendo en cuenta el promedio de velocidades del frente de combustión (37 m/año) registrada en la tabla 16 para un proyecto de CIS en el cual el espaciamiento entre pozo productor e inyector es de 120 m, se puede sugerir que las altas temperaturas por la irrupción del frente de combustión tendrían lugar alrededor de los 3 años luego de iniciada la inyección.

Un promedio de las temperaturas de pozos productores registradas de los campos mencionados indica que valores aproximados a los 370°F pueden ser esperados en el proyecto bajo estudio.

#### **2.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD.**

De acuerdo con la ley de Darcy, el flujo de fluidos multifase en un medio poroso es directamente proporcional a la permeabilidad relativa e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido<sup>40</sup>. Estos dos parámetros son dependientes de la temperatura.

La viscosidad de los fluidos cae marcadamente con el incremento de la temperatura y su relación es de tipo exponencial. Dependiendo de la temperatura que se maneje en las zonas después del frente de combustión puede que haya una forma leve de

---

<sup>38</sup> SMITH, M. Simultaneous Underground Combustion and Water Injection in the Carlyle Pool, Lola Field. Kansas. SPE 1170, 1966.

<sup>39</sup> TURTA, A. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Alberta Innovates Technology Futures, Calgary, Canada. 2013.

<sup>40</sup> LATIL, M; BARDON, C; BURGER, J; SOURIEAU, P. Op cit 15.

craqueo térmico, reduciendo la viscosidad del crudo. En la tabla 16 se presentan valores de reducción de viscosidad reportados en algunos campos.

Podría suceder también la reducción de viscosidad de los fluidos hidrocarburos por la absorción de ciertos gases y el efecto incrementaría con la cantidad de gas disuelto. La reducción de viscosidad resulta de la hinchazón del aceite por el gas disuelto. Por lo tanto, la absorción del dióxido de carbono formado durante la combustión in situ puede aumentar apreciablemente la movilidad del aceite, suponiendo que la presión de yacimiento es suficientemente alta para que una gran cantidad de CO<sub>2</sub> sea disuelto<sup>42</sup>.

Normalmente el mejoramiento del aceite producido debería ser esperado como resultado del craqueo térmico y la utilización o consumo de la fracción más pesada del aceite como combustible. Sin embargo, esto ocurre justo adelante del frente de combustión, y el mejoramiento del crudo de esa zona se pierde, debido a la mezcla que se presenta nuevamente con el crudo original in Situ, cuando la pequeña cantidad de aceite mejorado fluye a través del banco de aceite o zona virgen.

Aunque se han reportado proyectos con significativos aumentos de gravedad API (disminución de viscosidad), los cuales utilizaron combustión seca, húmeda o inversa, diferentes tipos y tamaños del patrón, algunos con resultados alentadores y otros no tan exitosos (tabla 16), no se espera que se tengan cambios drásticos en el API o viscosidad del crudo producido en la etapa de producción inicial y entonces no sería necesariamente una característica para tener en cuenta en el diseño del proceso<sup>41</sup>.

---

<sup>41</sup> TURTA, A. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Chapter 18. Pag. 511. Alberta Innovates Technology Futures, Calgary, Canada. 2013.

**Tabla 16.** Variación de temperatura, viscosidad y velocidad del frente al implementar combustión in situ.

	°API		Temperatura °F	Viscosidad Cp		Velocidad frente combustión, m/año
	Antes	Durante		Antes	Durante	
<b>South Belridge</b>	12.9	14.2	87	2700	800	44.5 – 356
			120	540	200	
			160	120	54	
<b>Morgan</b>	12	22	-	6800	-	-
<b>West Newport</b>	15.2	20	60	4585	269	8.9
			100	777	71	
			210	32	10	
<b>Midway Sunset</b>	14.5	-	-	110	-	13.9
<b>East Venezuela</b>	9.5	12.2	-	400	-	-
<b>Shanon, Wyo</b>	25	-	-	76	-	40
<b>Kyroock, KY</b>	10.4	14.5	60	90000	2000	-
			210	120	27	
<b>Southastern, Kansas</b>	23	25	-	78	-	-
<b>South Oklahoma</b>	15.4	20.4	66	5000	800	44.5
<b>Pavlova Gora, USSR</b>	18	-	-	170	-	22.3
<b>Northwest Asphalt Ridge, Utah, USA</b>	14	20	-	1000000	-	-
<b>Suplacu de Barcau Romania</b>	16	25	-	2000	-	28.9
<b>Gregorie Lake, Athabasca</b>	8	10 - 14	-	Viscosidad 100 veces menor que la original		-
<b>Bellany Field, Montana, USA</b>	10	26	-	500000	10	-
<b>Fry, Ill</b>	28.6	30.6	100	40	17	8.9 – 33

## 2.5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE FONDO.

Predecir el comportamiento de la presión en fondo es importante para poder determinar las variaciones en el índice de productividad y la tasa de flujo. Si la presión de yacimiento aumenta, como ha sucedido en algunos campos sometidos a CIS, el caudal se ve afectado positivamente. También permite predecir el nivel dinámico de pozo, que es la altura a la que llega el fluido dentro del pozo cuando este está fluyendo, que es clave, por ejemplo, al definir la presión en la entrada de la bomba cuando se requiere bombeo electrosumergible.

Al inicio de la combustión in situ, los pozos se producen sin restricciones y las tasas de inyección de aire se controlan para evitar una muy rápida presurización del yacimiento. Este aumento de presión, por consiguiente, puede ayudar al mantenimiento o incremento de la producción de aceite frío antes de que se dé la irrupción de los gases de combustión en los pozos productores, lo que puede llegar a ocasionar un bajo rendimiento en los SLA.

Por ejemplo, en el proyecto del campo Morgan<sup>42</sup> se reportó un aumento en la presión de yacimiento con respecto a la presión antes de iniciar la CIS. A medida que la producción de gas aumentaba y alcanzaba su pico, la presión en yacimiento disminuía, por lo que se apreciaba un recorte en la producción de líquido.

En Cold Lake<sup>43</sup>, en Alberta, Canadá, un elemento clave del proceso fue la alta comunicación entre pozos para promover la propagación del frente de combustión. Esto elevó la presión del yacimiento, lo que ayudó a transportar una porción de calor a las regiones más frías del yacimiento y aumentar la producción, seguido de una fase de despresurización del yacimiento.

---

<sup>42</sup> MARJERRISON, D.M. AND FASSIHI, M.R. Performance of Morgan Pressure Cycling In Situ Combustion Project. SPE 27793, 1994.

<sup>43</sup> MEHRA, R:K: Performance Analysis of In Situ Combustion Pilot Project. SPE 21537, 1991.

El proyecto Miga,<sup>44</sup> por otro lado, al inicio de la CIS tenía una presión de 1520 psi. La presión estimada para la zona quemada fue de 2200 psi, 400 psi por encima de la presión de yacimiento inicial, por lo que se requirió que se redujera la velocidad de inyección.

Para el proyecto de CIS en Midway Sunset<sup>45</sup> la presión se mantuvo, solo un poco por debajo de la presión inicial, que estaba alrededor de los 1000 psi.

Un ejemplo en combustión húmeda es el proyecto Fosterton Field<sup>46</sup>, Saskatchewan (Canadá) donde una inyección alterna agua-aire tenía como objetivo el mejoramiento de la producción y el recobro por incremento de la presión de yacimiento, reducción de los requerimientos de aire, mejor utilización del calor almacenado, y mejoramiento de la eficiencia de barrido.

## **2.6. SOLUCIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS EN LA COMBUSTIÓN IN SITU**

Generalmente, al implementar la técnica de CIS, ya sea a escala de piloto o comercial, se desencadenan una serie de problemas operativos que se agudizan conforme aumenta la temperatura en la cercanía de los pozos de producción. Al no controlar este aspecto, o carecer de medidas contingentes adecuadas, se puede ver afectada la integridad de los pozos y así mismo la eficiencia del proyecto.

Estos problemas hacen más difícil la selección de un sistema de levantamiento eficiente y adecuado para la etapa de CIS.

Los problemas más frecuentes que se han presentado en el desarrollo de este método de recobro son: arenamiento y daños a las tuberías por altas temperaturas. Este diagnóstico fue formulado por Farouq Ali tras una investigación hecha en la

---

<sup>44</sup> TERWILLIGER P.L., CLAY R.R, WILSON Jr L.A and GONZALEZ A. Op cit 28.

<sup>45</sup> COUNIHAN, Thomas. Op cit 34.

<sup>46</sup> MIKKELSEN, P. and OSTAPOVICH, G. Fosterton Northwest: An In Situ Combustion Case History. SPE 17391, 1988.

década de 1970 a algunos campos a nivel mundial (en su mayoría, en Estados Unidos) de cómo se conservaba la integridad mecánica de los pozos en los proyectos en los que se estaba inyectando aire.

A continuación, se presenta un compendio de los problemas que han ocurrido con mayor frecuencia durante la aplicación de la CIS y sus posibles soluciones.

### 2.6.1 ARENAMIENTO <sup>47 48</sup>

El arenamiento es muy común en los métodos de recobro térmico, ya que las fuerzas de arrastre se incrementan considerablemente con el incremento de velocidad del crudo viscoso en estos yacimientos, típicamente no consolidados. Debido a esto se pueden desencadenar problemas como: corrosión y abrasión en las tuberías y equipos de producción como las bombas de subsuelo, taponamiento causado por la acumulación de sedimentos, y pérdida de potencial en la producción de aceite.

Para darle solución a este problema se requiere de operaciones de *workover*, se recomienda usar *screens* (tuberías perforadas con una malla metálica alrededor) y empaquetamiento con grava. El empaquetamiento con grava ha tenido buenos resultados, ya que elimina la obstrucciones que se generan en las perforaciones del revestimiento. Esta técnica es muy usada en pozos donde su estratificación tiene intercalaciones de *shale* y arena.

Otra técnica usada es el empaquetamiento consolidado, en la cual se bombea una mezcla que contiene un fluido de transporte, resinas, agente entrelazador, arena y catalizador por el anular del *liner* o en hueco abierto. Con este procedimiento se busca en un solo paso consolidar la arena y configurar un empaquetamiento con

---

<sup>47</sup>REYES NAVAS, Y. y MENDEZ, G. Op cit. 18.

<sup>48</sup> J.D. Clegg; S.M. Bucaram; N.W. Heln. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. SPE 1993.

grava. Para todos los sistemas de levantamiento artificial la producción de arena causa problemas de erosión.

El bombeo electrosumergible<sup>49</sup> requiere en sus especificaciones de concentraciones no mayores a 1.000 ppm de sólidos, y así evitar reducción en la vida útil del equipo por el desgaste de las etapas de la bomba. Para valores mayores se requiere una mejora en la metalurgia de las etapas, ejes y materiales para que sean más resistentes a la abrasión.

En el bombeo mecánico<sup>50</sup> convencional, la alta producción de sólidos y arena es un problema para petróleo de baja densidad (<10 cP), pudiéndose mejorar el desempeño para crudo de alta viscosidad (>200 cP). Es posible maniobrar con hasta 0,1% de arena utilizando bombas especiales.

El sistema más recomendado para este problema es el de *gas lift*, siendo este método el único que no necesita que el fluido cargado de arena pase a través del mecanismo móvil. Con el bombeo por cavidades progresivas también es posible bombear fluidos con alto contenido de arena y gas, aunque esto implica una reducción en la eficiencia de la bomba, además de un daño progresivo del elastómero. En el caso del bombeo hidráulico se presenta como ventaja el manejo de arena, pero limitado a bajas concentraciones.

## **2.6.2 ALTA TASA DE GAS LIBRE <sup>41 43</sup>**

La disminución en la eficiencia de la bomba cuando hay presencia de gas libre a la entrada de esta es un grave problema para la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial. La mayoría de ellos pueden trabajar generalmente con una

---

<sup>49</sup> PEREZ GARCIA, Felipe. Alternativas en el Bombeo Hidráulico tipo Jet para optimizar la Producción de Hidrocarburos. Tesis de Pregrado; UNAM, 2013.

<sup>50</sup> ALVAREZ LACAYO, Francisco y VEGA CASTRO, .Análisis de Falla en los Sistemas de Bombeo Mecánico del Campo Cantagallo. Tesis de pregrado UIS, 2008.

baja tasa de gas libre, a excepción del sistema de *gas lift*, que puede ser eficiente en pozos con alta producción de gas.<sup>51</sup>

El sistema de cavidades progresivas<sup>52</sup> es muy recomendado, al poderse usar en pozos con volúmenes de gas libre menores a 40%. Este límite se impone dado que se necesita de por lo menos un 60% de fluido para la refrigeración de elastómeros, para lo cual también requiere elevada eficiencia volumétrica bajos diferenciales de presión por etapas, es decir, mayor número de etapas en la bomba.

El bombeo hidráulico tipo jet no es recomendado por problemas de cavitación que pueden ocasionar la destrucción o pérdida de la bomba a largo plazo. El bombeo mecánico utiliza en ocasiones, y de acuerdo con las condiciones a las que tenga que operar, separadores o anclas de gas, que ventean el gas por el espacio anular.

Las bombas electrosumergibles<sup>40</sup> disminuyen su eficiencia en presencia de gas hasta el punto de llegar a bloquearse; una posible solución es mantener la presión alta en la entrada de la bomba, de tal forma que evite que se forme gas libre en el fondo del pozo. También se deben considerar métodos para separar el gas como la instalación de un dispositivo separador debajo de la sección de la bomba.

Nuevas tecnologías han demostrado la capacidad para manejar hasta un 75%<sup>53</sup> de gas libre sin que se produzca obturación por gas, que es una forma de cavitación que hace que las bombas funcionen a un ritmo irregular y fallen prematuramente, aumentando efectivamente los regímenes de producción de líquido y extendiendo la vida útil del motor.

---

<sup>51</sup> ALMEYDA PARRA, Oscar. Diseño e Implementación de un Sistema de Levantamiento artificial no Convencional "Gas Lift" para Reactivación de Pozos en el Piedemonte Llanero. Tesis de pregrado, UNAL, 2017.

<sup>52</sup> FARGOZA RIVAS, Mileidy. Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extrapesado en pozos con Levantamiento Artificial por Cavidades progresivas y Bombeo Mecánico del campo Orocuai. Trabajo de Pregrado, Universidad Central de Venezuela, 2013.

<sup>53</sup> BATES, Ron; COSAD, Charlie; FIELDER, Lance; HUDSON, Steve; ROMERO, George and SHANMUGAM, Valli. Examinando los pozos productores, Supervisión de los sistemas ESP. Oilfield Review, 2004.

### 2.6.3 BAJA PRODUCTIVIDAD <sup>54</sup>

Ocasionada principalmente por material parafínico y taponamientos debidos a la formación de asfáltenos, que tienden a depositarse en puntos de la tubería donde la presión y la temperatura son menores, ocasionando incluso obstrucción completa del pozo. Por esta razón se recomienda lavar con aceites calientes para evitar taponamiento en los pozos, para el caso de las parafinas, y hacer uso de solventes, ante la presencia de asfáltenos.

Uno de los problemas más comunes que se generan por la combustión y que redundan en pérdidas de productividad, es la presencia de emulsiones en la cara del pozo. Para solucionarlo se hace uso de rompedores de emulsiones y tratadores térmicos.

Otro evento que ocurre ocasionalmente por la presencia de las reacciones de oxidación es la formación de escamas debido a los sulfatos de bario, estroncio y algunas veces de calcio. Para remediar este problema se realiza acidificación. En campos con alto porcentaje de incrustaciones es necesario hacer previamente a la acidificación una estimulación, lavando los perforados con aceite caliente, estimulándolos con vapor, o inyectando agua caliente antes de que el frente de combustión irrumpa en los productores.

El bombeo mecánico<sup>43</sup> es susceptible a la formación de parafinas, pero presenta fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas. El Bombeo Hidráulico debe añadir diversos aditivos al fluido motriz con el fin de inhibir efectos como: corrosión, deposición de asfáltenos, parafinas y formación de emulsiones.

EL sistema *gas lift* puede presentar escamas cerca de las válvulas debido a bruscas caídas de presión, así como caídas de temperatura pueden depositar parafinas.

---

<sup>54</sup>CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE, 1982

En el bombeo electrosomergible si los fluidos producidos son propensos a la depositación de escamas, parafina o asfáltenos, entonces es probable que ocurran debido a grandes caídas de presión en el área de bombeo, causando ineficiencia en la bomba, incrementando el desgaste y finalmente, falla. Tratamientos químicos son requeridos para prevenir formación de estos contaminantes.

#### **2.6.4 CORROSIÓN<sup>55</sup>**

Este problema puede ser tanto externo como interno. Una causa de la corrosión externa es la exposición al ambiente. Internamente se puede generar por la composición de los gases de combustión producidos (CO<sub>2</sub>, CO), agua y oxígeno, que pueden generar reacciones de oxidación y mezclas muy corrosivas que afecten la integridad de los equipos, principalmente tuberías, líneas de flujo y válvulas.

Este tipo de gases disueltos en el agua generaran productos secundarios que afectan el pH del agua, donde a medida que disminuye el pH (en ocasiones a valores tan bajos como 4,2) aumenta la concentración de sulfatos y/o el contenido de hierro, dándole al agua una coloración, en ocasiones rojiza, y volviéndola bastante corrosiva para la metalurgia de los aceros. Cuando el efecto corrosivo del agua se suma a un incremento sustancial en la temperatura, el daño a las tuberías de producción *liner* de fondo se agrava.

Las soluciones más habituales reportadas en estos casos son la implementación de programas de tratamiento con químicos inhibidores de corrosión (fosfatos orgánicos), ya sea mediante circulación en el *tubing* o en el anular, y el uso de recubrimientos de plástico fenólico en las tuberías de producción.

---

<sup>55</sup> CHU, Chieh. Op. cit 34.

Sin embargo, el uso de aleaciones especiales puede resultar necesario en casos donde la corrosión es muy agresiva y el costo por el uso de inhibidores puede resultar muy alto.

Los sistemas de bombeo mecánico y por cavidades progresivas no son recomendados para uso con fluidos corrosivos. En el bombeo electrosumergible se requiere metalurgia especial, lo cual conlleva a equipos más costosos, aunque también se puede realizar tratamiento químico para control de corrosión.

El sistema más recomendado es *gas lift*, que debe utilizar tubería y equipos con metalurgia especial resistente a la corrosión.

### **2.6.5 ALTAS TEMPERATURAS**

Los equipos hechos de acero convencional, al ser sometidos a temperaturas muy altas (alrededor de los 700 °F- 800 °F<sup>56</sup>) pueden expandirse y así generar colapsos o estallidos. Si en los pozos hay temperatura elevada, esto puede producir craqueo térmico, y posterior a esto, ocasionar taponamiento por coque de las tuberías de producción.

Una de las soluciones más eficientes que se le da este problema es circular agua fría por el anular y el tubing.

Otro problema ocasionado por las altas temperaturas es el riesgo de explosiones o daños en los equipos, tanto de subsuelo como de superficie. Para evitarlo se deben hacer inyecciones alternas de agua, además de usar lubricantes sintéticos que minimicen la formación de mezclas combustibles.

El colapso de revestimiento es un problema generado por las altas temperaturas o movimiento activo de fallas. Para darle solución a este problema, una alternativa es usar cemento de aluminio de calcio, el cual es resistente al calor.<sup>57</sup>

---

<sup>56</sup> ALARCON PRADA, Julián Enrique. Influencia de la temperatura en la integridad del cemento de completamiento de los pozos de influencia del piloto. Informe técnico. 2014.

<sup>57</sup> REYES NAVAS, Y. y MENDEZ, G. Op cit 18.

El sistema menos recomendado para esta situación es el de cavidades progresivas, ya que el elastómero posee una inadecuada resistencia térmica para las aleas temperaturas alcanzadas en el proceso, las cuales causan rigidización, fragilización y degradación térmica del elastómero.

Con el bombeo electrosumergible<sup>40</sup> para rangos altos de temperatura, se requieren diseños especiales que pueden operar hasta los 475 °F. Normalmente, la temperatura del motor es significativamente mayor a la temperatura de fondo de pozo. Temperaturas extremadamente altas causan la disminución de la vida útil del equipo.

Asimismo, el bombeo hidráulico opera efectivamente en temperaturas hasta los 500 °F cuando los equipos fabricados son resistentes a alta temperatura. El bombeo mecánico y cualquier método de levantamiento artificial por gas son recomendados.

#### **2.6.6 EMULSIONES<sup>58</sup>**

Si la velocidad de desplazamiento del fluido en el medio poroso es menor a 1 ft/día, no se esperar formación de emulsiones.

Tres requisitos son esenciales para la formación de una emulsión: inmiscibilidad de los líquidos presentes como el agua y el aceite, una agitación suficiente para que pequeñas gotas de un líquido se dispersen en el otro, y un agente emulsionante que cumpla la función de estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

Las emulsiones en CIS se generan después de la inyección extensiva de aire, y es aún más grave si hay arrastre de finos producto de los condensados de resinas, asfáltenos, coque y condensados de hidrocarburos; los ácidos orgánicos aportan a la estabilización de las emulsiones.

Para tratar este problema por lo general se controla con tratamientos térmicos y químicos que ayuden a romper las emulsiones. La emulsión en los pozos

---

<sup>58</sup> SALAZAR, Helmut.Op cit 31

productores se ha podido combatir inyectando agua de refrigeración tratada con químicos a lo largo de la tubería de producción.

Cualquier sistema de levantamiento requiere mayor potencia para llevar a superficie fluidos emulsionados, lo que también se puede traducir en baja eficiencia, alcanzándose mediante el uso de pistones. El *gas lift* no es recomendable, ya que presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados, requiriendo mayor cantidad de gas de inyección.

## **2.7. PROBLEMAS PRESENTADOS EN CAMPOS CON ISC.**

### **2.7.1 Midway Sunset<sup>59</sup>**

En el proyecto se evidenciaron problemas de producción debido a la acumulación de asfaltenos en las perforaciones de los pozos, para lo que se decidió realizar lavados con solvente para asfalteno, seguido de pequeños volúmenes de vapor o agua para evitar explosiones o afectaciones en la combustión. Problemas por corrosión también tuvieron lugar por presencia de S, O<sub>2</sub>, y CO<sub>2</sub> en los pozos productores. Se aplicaron tratamientos de inhibidores de corrosión cada 1 o 2 semanas.

### **2.7.2 Brea-Olinda<sup>60</sup>**

Otro caso de taponamiento en los perforados del pozo inyector, debido principalmente a las escamas producto de la oxidación del hierro, para lo cual se optó como solución la inyección de aire dentro del revestimiento y purgando el mismo a través del tubing.

---

<sup>59</sup> COUNIHAN, Thomas. A Successful In Situ Combustion Pilot in the Midway-Sunset Field, California. SPE 6525, 1977.

<sup>60</sup> CHU Chieh. Op. cit 34.

### **2.7.3 Proyecto Fry<sup>61</sup>**

Problemas de corrosión y emulsiones se habían pronosticado desde el piloto de producción, que se tornaron severos alrededor de los 150 °F. A medida que aumentaba la temperatura se mostraba una disminución en el valor del pH del agua de producción llegando hasta 4,2 y tornándose a un color amarillento. Estos fueron indicios para determinar un avance del frente de combustión que causó severos daños en equipos de producción.

Las emulsiones requirieron tratamientos químicos y tratadores de calor. Para severos problemas de corrosión y emulsión se optó por levantar el tubing de producción unos 240 pies, permitiendo la entrada de fluido de zonas no directas a la combustión. Esto redundó en un aumento del pH del agua y el contenido de cloruros, controlando dichos problemas.

### **2.7.4. Proyecto May Libby<sup>62</sup>**

Debido a la combustión de compuestos sulfatados se presentó la formación de escamas de sulfato de bario y estroncio en el extremo inferior del tubing conllevando a pobre productividad, para lo cual se hizo uso de un fosfato orgánico. Problemas de corrosión en equipos de subsuelo, superficie y líneas de flujo fueron controlados implementando un programa de inhibidores de corrosión.

### **2.7.5. Proyecto Sloss<sup>63</sup>**

Presentó serios problemas con emulsiones muy estables provenientes de los productos de la corrosión y la combustión, que redujeron en su momento la producción de aceite, teniendo que hacer uso de químicos desemulsificantes.

---

<sup>61</sup> EARLOUGHER, Robert; GALLOSWAY, J.R and PARSONS, R.W; Performance of the Fry In Situ Combustion Project. SPE 2409, 1970

<sup>62</sup> HARDY, W.C; FLETCHER, P.B; SHEPARD, J.C; DITTMAN, W.E and ZADOW, D.W. Op. cit 17.

<sup>63</sup> PARRISH, David; POLLOCK, Charles and CRAIG F.F. Evaluation of COFCAW as a tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska. SPE 3777, 1974.

En este campo se vieron enfrentados a graves daños con el avance del frente de combustión: arenamiento, altas temperaturas, erosión y corrosión por la disminución del pH del agua. Soluciones como liners ranurados y empaquetamientos de grava fueron intentadas sin obtener mayor éxito.

Se inyectó una pequeña cantidad de inhibidor de corrosión una vez a la semana, y como medida de la curva de aprendizaje, se optó por no permitir la llegada del frente de combustión a los productores, reemplazando la inyección de aire por agua para aprovechar el calor almacenado.

**Tabla 17.** Problemas más comunes en algunos campos a nivel mundial que implementan Combustión In Situ.

<b>CAMPO, LOCALIZACIÓN</b>	<b>Baja productividad (taponamiento por: Parafinas, asfáltenos y escamas)</b>	<b>Alta temperatura</b>	<b>Corrosión</b>	<b>Arenamiento / erosión</b>	<b>Emulsiones</b>
<b>BALOL/ SANTHAL, INDIA</b>		X			X
<b>BUFFALO,</b>	X				
<b>MIGA, VENEZUELA</b>			X	X	
<b>MIDWAY SUNSET - SECCION 23</b>	X		X	X	X
<b>SLOSS, NEBRASKA</b>	X	X	X		X
<b>SUPLACU BARACAU, RUMANIA</b>	X				X
<b>QUIFA, COLOMBIA</b>			X		X
<b>BALARIA, RUMANIA</b>				X	X
<b>HEIDELBERG, MISSISSIPPI</b>					
<b>FRY, ILLINOIS – USA</b>	X		X		X

<b>SOUTH BELRIGE, CALIFORNIA</b>				X	X
<b>BREA - OLINDA, CALIFORNIA</b>	X				
<b>BELLEVUE, LOUISIANA</b>	X	X	X		X
<b>COUNTESS, CANADA</b>	X	X	X		
<b>NORTH WARD ESTES, TEXAS - USA</b>		X	X		
<b>PAULS VALLEY, OKLAHOMA</b>			X	X	X
<b>TIA JUANA, VENEZUELA</b>			X	X	
<b>MAY LIBBY, LOUISIANA</b>	X		X		X
<b>IOLA, Kansas – USA</b>		X			
<b>DELHI PILOTO</b>	X	X	X		
<b>MORICHAL, VENEZUELA</b>		X			
<b>HUSKY, CANADA</b>	X		X		
<b>FOSTERTON NORTHWEST, SASKATCHEWAY</b>	X	X	X		
<b>HORSE CREEK</b>			X		
<b>ESPERSON DOME</b>	X	X	X		X
<b>WEST HACKBERRY - FLANCO NORTE</b>	X				

### 2.7.6 Campo Morichal<sup>64</sup>

Fue otro proyecto en el que se decidió no dejar avanzar el frente de combustión hasta los pozos productores, deteniendo así la inyección de aire cuando la temperatura máxima rondaba los 375 °F y estaba en cercanías a los productores.

<sup>64</sup> ALARCON PRADA, Julián Enrique. Op. cit 36.

Al mes de iniciar la inyección se evidenció una reducción de la producción de petróleo por flujo natural, teniendo que cerrar el pozo para instalar el sistema de levantamiento artificial.

## **2.8. PROBLEMAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

### **2.8.1 Proyecto Buffalo<sup>65</sup>**

Este es el proyecto más antiguo que implementó inyección de aire a alta presión (HPAI), extrayendo crudo de 32 °API y baja viscosidad desde una profundidad de 8.300 pies. Se presentó bloqueo por gas de la bomba de subsuelo en el bombeo mecánico durante un incremento en la producción de los gases de combustión con un GOR entre los 3.000 a 8.000 SCF/STB. Como solución se instalaron anclajes de gas y válvulas de contrapresión para el efecto de interferencia por gas, pero no fueron contundentes.

Entonces, sumergir la bomba 15 ft por debajo de los cañoneos y así mantener una mínima presión anular fue la mejor solución. A los problemas presentados por corrosión de CO<sub>2</sub> en las varillas de succión, resultó como mejor alternativa el cambio de tubing de acero por uno con recubrimiento plástico.

### **2.8.2 Proyecto Husky<sup>66</sup>**

Ubicado en Canadá, con producción de crudo de 10 -16 °API en un rango de viscosidades de los 500 a 50.000 cP, fue otro campo que presentó fallas en el SLA, luego de que las varillas del Bombeo Mecánico cayeran debido a la alta viscosidad del fluido en la etapa inicial. Como alternativa, en algunos casos se utilizaron sistemas de bombeo hidráulico y la inyección de diluyentes para disminuir la viscosidad también fue implementada.

### **2.8.3 Proyecto Star <sup>67</sup>**

---

<sup>65</sup>GUTIERREZ, D; MILLER, R.J; TAYLOR, A.R; THIES, B.P. and KUMAR, V.K. Op. cit 23

<sup>66</sup> LANGLEY, M.A. "In Situ Combustion Experiences, Husky Oil Operations". September 1985.

<sup>67</sup> SALAZAR, Helmut. Op cit 31

Uno de los proyectos de CIS llevados a cabo más recientemente, fue desarrollado en el campo Quifa, en la cuenca de Llanos Orientales en Colombia. Se usó un patrón de 9 puntos invertido en un área de 20 acres, produciendo crudo de 12° API, con viscosidad a temperatura de yacimiento de 500 cP, desde una profundidad de 3.500 pies. Presenta un fuerte acuífero activo que da soporte y mantenimiento a la presión de fondo y es causante del alto corte de agua en la producción de la mayoría de los pozos.

Se vio afectado por problemas de producción de emulsiones muy estables, las cuales provocaban baja productividad al no poderse levantar por las bombas electrosumergibles instaladas, afectaciones por bloqueo de gas y alta viscosidad del fluido en las bombas ocasionaban el cierre de pozos.

#### **2.8.4 Proyecto Shannon Pool<sup>68</sup>**

Desarrollado en el campo Salt Creek, estado de Wyoming, USA. Se llevó a cabo combustión convencional a la profundidad del yacimiento de 950 pies, con producción de crudo de 25° API y viscosidad a temperatura de yacimiento de 76 cP.

En la literatura se reporta que la productividad de los pozos se veía afectada por la aparición de emulsiones con una apariencia de crema batida que tenía consecuencias en el sistema de levantamiento artificial. Se reportó que en fondo de pozo había presencia de carbón, arena, finos y materiales cerosos que generaban taponamiento en la roca productora.

Estos problemas fueron tratados con agua caliente, píldoras de surfactantes y tratamientos con solventes; no se reportaron equipos especiales ni química especializada para el tratamiento de emulsiones.

---

<sup>68</sup> PARRISH, D. and RAUSCH, R. Underground Combustion in the Shannon Pool, Wyoming. SPE 141, 1961.

### 3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

El análisis de levantamiento artificial implica la evaluación de múltiples parámetros, incluyendo: tasa de producción, diseño de pozo, costo, confiabilidad, impacto ambiental, control de flujo, manejo de sólidos y operabilidad. Este capítulo se enfoca en describir una metodología planteada y desarrollada por profesionales del área de producción de Ecopetrol para la selección de SLA.

Inicialmente se usará un screening de selección, en el que se especifican los rangos en los cuales los SLA tendrán un eficiente funcionamiento, seguido a ello se implementará una matriz en donde se agrupan los criterios que afectan su selección, con una asignación de porcentaje de peso de las condiciones de evaluación. Finalmente, se tendrá el desempeño y resultados de la evaluación de condiciones de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial.

#### 3.1. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO<sup>69</sup>.

Para la metodología de selección se realiza un *screening*, que consiste en confrontar los rangos de propiedades del yacimiento y el pozo contra los rangos en los que un determinado SLA es aplicable. El *screening* implica considerar una amplia gama de métodos de levantamiento artificial, y en este caso se tendrán en cuenta los sistemas expuestos en el primer capítulo, a excepción del bombeo por *gas lift*.

La razón para excluir *gas lift* en este ejercicio fue que, en una fase preliminar de simulación de los SLA, no se encontró ningún escenario válido para operación de este método, considerando las propiedades como viscosidad, gravedad específica y presión del yacimiento.

La idoneidad de los métodos se evalúa considerando los siguientes aspectos:

---

<sup>69</sup> ECOPETROL S.A. Derechos reservados. Gerencia de perforación y completamiento. Cuadro comparativo de sistemas de levantamiento artificial. Julio 2017.

- Características del yacimiento, producción y pozo.
- Propiedades de los fluidos producidos.
- Características del desarrollo operativo.
- Costo e inversión.

Los criterios de *screening* para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial considerados se encuentran reportados en el anexo A.

### **3.2 CRITERIOS QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL<sup>70</sup>.**

A continuación, se listan, especifican y explican las condiciones planteadas por los profesionales de Ecopetrol para evaluar el Sistema de levantamiento artificial y los cuatro grupos a los cuales pertenece cada condición.

#### **3.2.1 Grupo 1. Yacimiento, producción y pozo**

- Numero de pozos por locación: 1, 2 a 7, >7.  
Numero de pozos que están o estarán instalados en una misma locación.  
Restricción de espacio en superficie.
- Caudal de producción: <200, 201 a 500, 501 a 1.000, 1.001 a 3.000, >3.000 (BFPD).  
Caudal de agua y aceite que se espera producir. Cada SLA tiene sus propias limitantes en términos de caudal.
- Profundidad de asentamiento (TVD): <4.000, 4.001 a 6.000, 6.001 a 8.000, >8.001 (ft).  
Hace referencia a la profundidad de asentamiento de la bomba.

---

<sup>70</sup> ECOPETROL. S.A. Derechos reservados. Op cit 69

- Diámetro del revestimiento: 4 ½, 5 ½, 7, >= 9 5/8.  
El tamaño del revestimiento puede limitar el uso de algunos SLA. Se selecciona el tamaño de revestimiento en donde esté sentada la bomba.
- Inclinación del pozo: Vertical < 10°, 10°<desviado<40°, 40°<desviado<80°, 80°<desviación<90°.  
Se selecciona la desviación a la cual está asentada la bomba.
- Dogleg (RIH): <3°/100 ft, 3 a 6°/100 ft, 6 a 10°/100 ft, >10°/100 ft.  
Se selecciona el DLS más alto por el cual debe pasar la bomba en su corrida.
- Temperatura de fondo de pozo: <220 °F, 220 °F a 320 °F, >320 °F.  
Se selecciona la temperatura de los fluidos a nivel de la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Presión de entrada a la bomba: <10 Psi, 10 a 30 Psi, >30 Psi.  
Se selecciona la presión fluyente esperada a nivel de la bomba.
- *Intake* de la bomba: Arriba de los perforados, debajo de los perforados.  
Hace referencia a la posibilidad de refrigeración del SLA por movimiento de fluidos. Si el SLA está asentado por encima de al menos una sección de perforados, se debe seleccionar la opción: Arriba de perforados.
- Completamiento: Simple, dual o múltiple.  
Posibilidad de instalar dos o más SLA del mismo tipo en el mismo pozo.  
Ejemplo: Dos BES.
- Recobro: Primario, secundario, terciario.

Posibilidad de operar el SLA en las tres etapas de recobro. Ejemplo: Las PCP pueden producir cuando se ha iniciado la inyección de agua.

### 3.2.2 Grupo 2. Propiedades de los fluidos de producción

- Corte de agua: 0 a 25%, 26 a 80%, 81 a 100%.  
Habilidad del SLA de trabajar eficientemente a varios cortes de agua.
- Gravedad API: <15° API, 15 a 25° API, >25° API.  
Habilidad del SLA de trabajar eficientemente con varios tipos de fluido de acuerdo con su API.
- Fluido corrosivo: Si, No.  
Presencia de agentes corrosivos en el pozo. Determina la habilidad de un SLA para trabajar en pozos corrosivos.
- Arena abrasiva: <100 ppm, 100 a 1000 ppm, >1000 ppm.  
Presencia de arena abrasiva en el pozo. Determina la habilidad de un SLA para trabajar en pozos abrasivos.
- RGL: <500 SCF/STB, 500 a 2000 SCF/STB, >2000 SCF/STB.  
Presencia de gas en el pozo. Determina la habilidad de un SLA de trabajar en pozos con gas. Nótese que no es GOR, sino RGL, debido a que un GOR alto no necesariamente significa alto gas producido (ejemplo: Alto corte de agua). La condición es presencia de gas durante la producción.
- Contaminantes: Ninguno, *Scale*/Parafina/ Asfaltenos.  
¿Se presenta algún tipo de contaminantes durante la operación? Los contaminantes afectan los SLA.

- Tratamiento químico: Ninguno, Inhibidor de incrustaciones/Corrosión, Solventes, Ácidos.

¿Se hace o hará algún tipo de tratamiento químico en la operación? Los químicos afectan los materiales de los equipos de SLA.

### 3.2.3 Grupo 3. Características del desarrollo operativo

- Locación: On Shore, Off Shore, acceso restringido.  
Instalaciones en tierra, instalaciones en plataforma petrolera e instalaciones en zonas de difícil acceso o con problemas de orden público.
- Potencia del sistema: Red eléctrica, Generación propia del pozo (GAS), Motor Diesel.  
Fuente de energía disponible para energizar el sistema.
- Cárcamo: Si, No.  
¿Es posible utilizar un cárcamo en la aplicación de SLA? Restricciones de espacio.
- *Run Life*: >1100 días, 365 a 1100 días, 0 a 365 días.  
Cuál es el *run life* “esperado”. El *run life* que se espera de manera realista.
- Mantenimiento: Mantenimiento de Superficie.  
Simplicidad y facilidad relativa del mantenimiento periódico en superficie comparado con otros SLA.
- Instalación – Field Service: Instalación (Facilidad)

Nivel de facilidad relativa para realizar una instalación del SLA comparado con otros SLA.

- Operatividad: Facilidad de Operación.

Nivel de facilidad relativa para operar una eficientemente el SLA comparado con otros SLA.

### **3.2.4 Grupo 4. Costo e inversión.**

- Inversión Inicial del Capital: Inversión Inicial.

Valor relativo al costo de la inversión inicial comparado con otros SLA.

- Costo de Mantenimiento: Superficie, Fondo.

Valor que hace referencia al costo de mantenimiento de los quipos en superficie o en fondo comparado con otros SLA.

- Tiempo de intervención: Producción diferida.

Duración del tiempo de espera para intervenir el SLA más tiempo de intervención del pozo. Valor relativo comparado con otros SLA.

- Eficiencia: Eficiencia energética.

Eficiencia energética relativa del SLA comparado con los otros sistemas.

### **3.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJE DE PESO DE LAS CONDICIONES DE EVALUACIÓN<sup>71</sup>.**

Para la construcción de la matriz de selección, cada una de las condiciones expuestas va a estar definida por un factor de ponderación. Este factor implica que

---

<sup>71</sup> ECOPETROL S.A. Derechos reservados. Gerencia general de perforación y completamiento. Formato de selección del sistema de levantamiento artificial. Julio 2017.

todas las variables, independientemente del grupo al que pertenezcan, no tendrán la misma importancia relativa.

**Tabla 18.** Criterios que afectan la selección del sistema de levantamiento artificial.

Grupo	Condición	Ponderación de peso, %
Características del yacimiento, producción y pozo.	Numero de pozos por locación	1.0
	Caudal de producción	5.0
	Profundidad de asentamiento (TVD)	5.0
	Diámetro del <i>Casing</i>	2.0
	Inclinación del pozo	5.0
	<i>Dogleg</i> (RIH)	5.0
	Temperatura de fondo de pozo	5.0
	Presión de entrada a la bomba	5.0
	<i>Intake</i> de la bomba	5.0
	Completamiento	2.0
	Recobro	1.0
	Propiedades de los fluidos producidos.	Corte de agua
Gravedad API		1.0
Fluido corrosivo		2.0
Arena abrasiva		5.0
RGL		5.0
Contaminantes		5.0
Tratamiento Químico		2.0
Características del desarrollo operativo.	Locación	5.0
	Potencia del sistema	2.0
	Cárcamo	4.0
	Run Life	5.0
	Mantenimiento	1.0
	Instalación - Field Service	2.0
	Operatividad	2.0
Inversión y costos.	Inversión Inicial de Capital	5.0
	Costo de Mantenimiento en Fondo	1.0
	Costo de Mantenimiento en Superficie	1.0
	Tiempo de intervención	5.0
	Eficiencia	5.0
		100

Las variables más importantes en el estudio del yacimiento sometido al proceso de combustión in situ y en la selección del SLA aplicable a este método, tendrán un valor igual a 5.0, siendo este el más elevado, y estarían relacionadas en la parte operativa del proceso y en la parte del completamiento del pozo.

El número total de condiciones requeridas es de 30, y para alcanzar un mayor grado de certeza en el resultado obtenido, se recomienda utilizarlas todas. Se aconseja utilizar la mayor cantidad posible de condiciones para así lograr un menor grado de incertidumbre.

Los parámetros de más peso requeridos por el sistema de levantamiento artificial para un yacimiento de crudo pesado a alta profundidad sometido a un proceso de combustión in situ serían las características esenciales del pozo como la locación, profundidad, el *dogleg*, la inclinación, entre otros que, aunque van a permanecer constantes durante el proceso, son las limitantes operativas de algunos SLA, como ya se mencionó en el capítulo 1.

En la parte operativa del proceso están aquellos parámetros que fueron analizados en el capítulo 2, de los cuales se esperan los siguientes cambios en las condiciones durante el proceso de Combustión in Situ:

- Aumento de la producción de fluido tomando como referencia el análisis del comportamiento de caudal del capítulo 2, en donde se estipula que puede haber un aumento a hasta 4 veces la producción de fluido al empezar la inyección de aire.
- En campo se ha observado que los mayores GLR medidos están alrededor de 1800 SCF/BL; sin embargo, podrían ser mayores. Inicialmente, el principal problema es debido a la producción de gas nitrógeno libre que no hace parte de la reacción, se produce en su mayoría y llega a ser el 80% del total de los gases. Otro problema es el aumento de la GRL por la irrupción de los gases de combustión, principalmente CO<sub>2</sub>.

- Se pronostica que el frente de combustión durante el desarrollo del piloto no va a alcanzar los pozos productores, y que las temperaturas de fondo van a estar máximo alrededor de 370 °F.
- Aumento en la producción de agentes corrosivos, principalmente H<sub>2</sub>S.
- No se espera que se tengan cambios drásticos en el API o viscosidad del crudo producido; de forma que no es necesariamente una característica para tener en cuenta en el diseño del proceso<sup>72</sup>.
- Incremento en la producción de sólidos, debido al arrastre de partículas por efecto de los volúmenes de fluido inyectado.

**Tabla 19.** Parámetros de diseño del SLA para el campo bajo estudio.

Parámetros	Al inicio del ISC
Numero de pozos por locación	1
Caudal de producción	800-1100 BFPD
Profundidad de asentamiento (TVD)	6000 a 8000 ft
Diámetro del revestimiento	9.625 pulgadas
Inclinación del pozo	Vertical < 10 °
Dogleg (RIH)	< 3° / 100 ft
Temperatura de fondo de pozo	370 ° F
Presión de entrada a la bomba	30 a 350 psi
Intake de la bomba	Arriba de perforados
Completamiento	Simple
Recobro	Secundario
Corte de agua	37 %
Gravedad API	7 – 10° API
Fluido corrosivo	Si
Arena abrasiva	< 100 ppm
RGL	>2000 SCF/STB
Contaminantes	Si
Tratamiento Químico	Si
Locación	Costa adentro
Potencia del sistema	Red Eléctrica
Cárcamo	Si
Run Life	365 a 1100 días
Mantenimiento	Manten. de superficie
Instalación - Field Service	Instalación (Facilidad)
Operatividad	Facilidad de Operación
Inversión Inicial de Capital	Inversión Inicial
Costo de Mantenimiento	Superficie
Costo de Mantenimiento	Fondo
Tiempo de intervención	Producción Diferida
Eficiencia	Eficiencia Energética

<sup>72</sup> TURTA, A. Op cit. 34. Chapter 18. Pag. 511.

### **3.4 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO<sup>73</sup>.**

Para cuantificar la aplicabilidad de cada sistema de levantamiento artificial operando a determinadas condiciones, se hace una calificación de acuerdo con la siguiente escala: NO APLICABLE, ACEPTABLE, BUENO y ÓPTIMO, correspondiendo a un valor numérico de 1, 2, 3 y 4 respectivamente. Lo anterior se traduce así:

- Valor igual a 1: La especificación de la condición evaluada afecta enormemente el desempeño o la viabilidad técnica y/o económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado. Sistema no recomendado.
- Valor igual a 2: La especificación de la condición evaluada hace que el Sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga bajo desempeño o baja viabilidad técnica y/o económica. Se sugiere la evaluación de datos y opciones técnicas en el sistema.
- Valor igual a 3: La especificación de la condición evaluada hace que el Sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un buen desempeño o viabilidad técnica y/o económica. El sistema es recomendado, sin embargo, se sugiere verificar opciones técnicas que lo hagan más apropiado.
- Valor igual a 4: La especificación de la condición evaluada es ideal para el desempeño o viabilidad técnica y/o económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado. El sistema es recomendado.

### **3.5 DESEMPEÑO Y RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONDICIONES PARA CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL<sup>73</sup>.**

Por motivos de confidencialidad, no se reportan las operaciones realizadas internamente para asignar cada puntaje en la matriz. En la tabla 20 se pueden ver los resultados de puntajes para cada uno de los SLA de acuerdo y para cada ítem

---

<sup>73</sup> ECOPETROL S.A. Derechos reservados. Op. cit 71.

en la matriz de selección (ver tabla 18). La matriz de evaluación completa se puede consultar en el anexo B.

**Tabla 20.** Resultados de los sistemas de levantamiento.

Condición	BM	ESP	PCP	ESPCP	BH
Numero de pozos por locación	4	4	4	4	4
Caudal de producción	2	4	2	3	4
Profundidad de asentamiento (TVD)	2	4	2	3	4
Diámetro del Casing	3	4	4	4	4
Inclinación del pozo	3	4	4	4	4
Dogleg (RIH)	4	4	3	4	4
Temperatura de fondo de pozo	4	3	1	1	2
Presión de entrada a la bomba	4	4	3	3	2
Intake de la bomba	3	4	4	4	3
Completamiento	3	4	3	4	4
Recobro	4	4	4	4	4
Corte de agua	4	4	4	4	4
Gravedad API	3	3	4	2	3
Fluido corrosivo	2	3	2	2	4
Arena abrasiva	3	3	3	3	4
RGL	2	2	3	3	1
Contaminantes	3	3	2	3	3
Tratamiento Químico	3	4	3	2	2
Locación	4	4	4	4	4
Potencia del sistema	4	4	3	4	4
Cárcamo	1	4	2	3	4
Run Life	3	4	3	3	4
Mantenimiento	4	4	4	2	3
Instalación - Field Service	4	3	4	2	3
Operatividad	4	3	4	3	3
Inversión Inicial de Capital	3	3	3	2	3
Costo de Mantenimiento	4	4	4	4	3
Costo de Mantenimiento	4	3	2	2	4
Tiempo de intervención	4	3	3	2	4
Eficiencia	2	3	4	2	3
Puntaje total	307	352	300	296	334

La tabla 21 muestra la posición que ocupó cada sistema de levantamiento en la evaluación. El método de levantamiento artificial que presenta mejor funcionamiento frente a las características previstas y puede obtener mejor rendimiento es el bombeo electrosomergible. Además, se encuentra una casilla de comentarios en la que se expresa alguna de las siguientes conclusiones:

- El SLA es apropiado para el pozo. Recomendado: La aplicación de este SLA es adecuada.
- El SLA es apropiado para el pozo. Considerar mejoras técnicas antes de proceder: La aplicación de SLA es adecuada. Aunque no existe ninguna condición que afecte sustancialmente la aplicación del SLA seleccionado, se recomienda estudiar mejoras técnicas o precauciones operacionales antes de proceder, especialmente en aquellas condiciones evaluadas con 3.
- Se deben implementar mejoras tecnológicas para poder aplicar este SLA en este pozo: La aplicación de este SLA no es recomendada y solo se puede usar si otro SLA no es viable. Se debe proceder con precaución y estudiando mejoras técnicas y operacionales que minimicen el riesgo de falla.
- El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda: Una o varias de las condiciones impide la correcta aplicación de este SLA. La condición es evaluada con 1 y se debe revisar para cambiar la especificación o decidir la selección de otro SLA más apropiado.

**Tabla 21.** Ranking sistema de levantamiento.

RANKING	SLA	PUNTAJE	PORCENTAJE	COMENTARIO PRINCIPAL
1	ESP	352	88.0%	Se deben implementar mejoras tecnológicas para manejo de gas y altas temperaturas para poder aplicar el SLA en este pozo.
2	BH	334	83.5%	El sistema no es apropiado para el pozo en la primera etapa, debido a las condiciones de inyección de fluido que necesita para implementarlo son insuficientes.

3	BM	307	76.8%	El sistema no es apropiado para el pozo debido a las bajas tasas de producción que puede alcanzar a la profundidad de diseño.
4	PCP	300	75.0%	El sistema no es apropiado para el pozo debido a las altas temperaturas del proceso ISC, presencia de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S y a las bajas tasas de producción que puede alcanzar a la profundidad de diseño.
5	ESPCP	296	74.0%	El sistema no es apropiado para el pozo debido a que su principal falla es por las altas temperaturas y la poca experiencia de manejo en campo.

### 3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

#### 3.6.1 Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico, a pesar de ser mayormente aplicable en la producción de crudos pesados y extrapesados, no es el apropiado para las condiciones del caso de estudio. La causa principal es la generación de grandes volúmenes de gases de combustión que aumentan la susceptibilidad del sistema a presentar bloqueos en la bomba por el exceso de gas libre. El método presenta restricciones en la profundidad, que se podrían superar con el uso de varillas de fibra de vidrio.

La tasa de levantamiento máxima es limitada por el potencial máximo esperado por el proceso de inyección de aire. La literatura técnica indica que el bombeo mecánico es apropiado para levantar volúmenes moderados de 1.000 BFPD en profundidades de 7.000 ft y volúmenes pequeños de 200 BFPD a profundidades de 14.000 ft<sup>74</sup>. Teniendo en cuenta la integridad mecánica, existe una alta vulnerabilidad a falla por afectación de la varilla, debido a la corrosión por la producción de gases como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, lo que resulta en un incremento del número de intervenciones y la exposición del personal al H<sub>2</sub>S.

<sup>74</sup> LEA, J and NICKENS, H. Selection of artificial lift. 1999, SPE 52157.

Los sistemas de larga carrera (*long stroke*) son una variante al método convencional, dando como ventaja alta eficiencia en la tasa de producción, especialmente para pozos profundos con alta carga. Sin embargo, para la profundidad del campo bajo estudio (alrededor de los 9000 pies), uno de los principales fabricantes de esta tecnología publicó que la máxima producción del sistema de larga carrera podría ser de solo 900<sup>75</sup> BPD, valor por debajo del máximo esperado como respuesta a la inyección de aire.

Este sistema fue puesto en funcionamiento para la producción de aceite pesado convencional en el campo bajo estudio, en donde la vida útil no excedió los 180 días<sup>76</sup>, a menudo con fallas de ruptura de varillas debido a las enormes fuerzas de fricción generadas por el fluido viscoso excediendo las especificaciones de la disponibilidad de la bomba para el campo.

### **3.6.2 Bombeo por Cavidades Progresivas**

El sistema PCP, por su parte, no se recomienda para las condiciones del caso de estudio. Lo anterior, a pesar de poseer buen manejo de sólidos, cierta tolerancia a la presencia de gas y estar consolidado como uno de los sistemas usados en la producción de crudos pesados por su buen manejo de fluidos con alta viscosidad. La dificultad se presenta en la capacidad de levantamiento de la bomba, debido a las desventajas e ineficiencias presentadas en el capítulo 1 como:

La baja capacidad de producción (caudal máximo de 400 barriles), que terminaría en la limitación de producción, afectando de manera negativa el resultado por incremento de aceite recibido del proceso de CIS, y aún más por la presencia de gas libre, disminuyendo la eficiencia de recuperación. Incompatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos que se van a producir como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, ya que

---

<sup>75</sup> WEATHERFORD, ROTAFLEX LONG-STROKE PUMPING UNIT: Proven technology for deep, challenging, and high-volume wells. 2016

<sup>76</sup> LOPEZ, J.E; CHAUSTRE A.J and AYALA C. A; Producing Extra Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electrical Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. 2014, SPE 171041.

pueden hincharse o deteriorarse al contacto con ellos. Si la bomba va a trabajar en seco, tiene una tendencia de daño en el estator.

La eficiencia se va a ver perjudicada a medida que aumenta la profundidad de asentamiento de la bomba, para este caso, profundidad mayor a los 6.000 ft, límite de viabilidad para el sistema. La baja resistencia a la temperatura (máxima de 350 °F o 178 °C).

Por las razones expuestas, el método de levantamiento por cavidades progresivas no es recomendado para su implementación en este caso.

### **3.6.3 Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas**

La combinación ESPCP, al ser un sistema artificial de producción híbrido, adopta tanto las ventajas del ESP como las del PCP, encontrando gran aplicabilidad en pozos altamente desviados o en pozos horizontales. El tamaño de la bomba no está limitado al tamaño de la tubería de producción, y no presenta problemas de bloqueo debido al gas, como si se da en las bombas electrosumergibles, además de tener un buen manejo de sólidos.

Así mismo, tiende a presentar similitud en los problemas típicos de sus métodos originales, como, por ejemplo, que la unidad no tolera el calor (altas temperaturas en fondo) debido al ablandamiento del material del estator, además de que el rendimiento de la bomba se ve afectado a altas profundidades de asentamiento.

El gas debe separarse para aumentar la eficiencia. No se bloqueará con gas, pero si ingiere grandes cantidades de gas continuamente, o si se bombea, se sobrecalentará y se dañará el estator. La caja de engranajes es otra fuente de falla si los fluidos del pozo o los sólidos se filtran en el interior.

Por lo mencionado, se descarta el uso de este tipo de bombeo para el proceso de inyección de aire. Sin embargo, cabe destacar que esta bomba es adecuada para

pozos desviados u horizontales con producción de aceite pesado, arrastre moderado de sólidos y temperaturas no muy elevadas<sup>77</sup>.

#### **3.6.4 Bombeo Hidráulico**

Estos sistemas representan una de las tecnologías más flexibles, y pueden ser usados tanto en pozos someros como en pozos profundos (1.000 a 18.000 pies), para bajas a muy altas tasas de producción (de hasta 20.000 barriles por día). Normalmente el fluido de inyección puede ser agua o un hidrocarburo líquido que pueden ir mezclados con algunos productos químicos para ayudar a controlar problemas de parafinas, corrosión o emulsión.

Simulaciones de diseño establecen que para que un pozo del caso de estudio pueda ser operado bajo este sistema, requiere en promedio la inyección de 4.000 BWPD a una presión de 3500 psi; y si la temperatura del agua se encuentra a condiciones de ambiente (agua de vertimiento), podría afectar la viscosidad por enfriamiento. Si se quiere adaptar el sistema, solo se podría aplicar a un pozo, debido a los requerimientos de inyección de agua, ya que el piloto actualmente tiene facilidades para inyección con una capacidad de 5.000 BWPD a 3.600 psi.

Para la etapa inicial del proceso no se considera viable este sistema, sin embargo, en futuras etapas del piloto donde el frente de combustión este más cercano, podría ser una buena opción en el caso de presentarse altas temperaturas en el pozo, y ayudaría al levantamiento con la separación del gas libre antes de la entrada de la bomba para garantizar la eficiencia del sistema. Sin embargo, se deben evaluar los costos de la inversión en químicos para inhibir la corrosión por efectos de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, existiendo el riesgo de que el químico no sea efectivo por las altas temperatura.

#### **3.6.5. Bombeo electrosumergible**

Para la etapa inicial se observa que sería el sistema más favorable, siempre y cuando se asegure una separación de gas libre antes de ingresar a la bomba,

---

<sup>77</sup> LEA, J and NICKENS, H. Op cit 50

sumado a los diseños que contemplen separadores y manejadoras de gas. El sistema por bombeo electrosumergible fue el que obtuvo la mejor calificación en la evaluación técnica para ser implementado en un proceso de Combustión In Situ aplicado a un yacimiento a altas profundidades, considerando además las tasas de producción esperadas. Este sistema puede utilizarse en yacimientos de crudo pesado, producción primaria, secundaria, e incluso en métodos de recobro térmico y no térmico.

Ventajas como la alta eficiencia para la producción de grandes volúmenes de fluido, superiores a los requeridos para el proceso de inyección de aire en el campo bajo estudio (1.100 BFPD), y la alta profundidad del yacimiento, son parámetros clave para definirlo como el método más adecuado para el proceso, teniendo en cuenta que también son importantes parámetros como el alto GOR, alta temperatura y presencia de arenas abrasivas, por lo cual el resultado de evaluación indica que al sistema se le deben implementar mejoras tecnológicas para poderlo aplicar.

Ampliaciones en el rango de aplicación de estas bombas son necesarios para nuevos resultados de desempeño y resistencia. Avances en el diseño resultan en sistemas más flexibles para ambientes de pozos hostiles, adaptándolos para prestar servicios a mayor profundidad, incrementando su capacidad de tratamiento del gas y volviéndolos más resistentes a los sólidos y elementos abrasivos.

Los sistemas ESP dependen del movimiento de los fluidos producidos para refrigerar el motor, lo que en algún momento los limitó a temperaturas de operación no mayores a los 250 °F. Sin embargo, ciertos modelos de bombas ahora poseen la capacidad para operar a temperaturas de hasta 550 °F (288 °C)<sup>78</sup>, suficientes durante una primera etapa en la que el frente de combustión no se acerca a los pozos productores

---

<sup>78</sup> SCHLUMBERGER. REDA Hotline Plus High-temperature ESP system. Vease en: [https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/reda-hotline-plus-ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/reda-hotline-plus-ps.pdf)

Con los avances ahora registrados en los componentes de sistemas de tratamiento de gas, los sistemas con bombas axiales ahora pueden manejar fracciones de gas libre de hasta un 75%, mejoras en los elastómeros y metalurgia hacen que sean más resistentes a la abrasión causada por la producción de arena<sup>79</sup>.

Debido a la ampliación en el rango de temperaturas de operación, el tratamiento del gas y la resistencia a la abrasión, este sistema de bombeo es escogido como el óptimo para el desarrollo del proyecto por Combustión In Situ.

---

<sup>79</sup> BREMNER, C; HARRIS, G; KOSMALA, Alex; NOCHOLSON, B; OLLRE, A; PEARCY, M; SALMAS, C. and SOLANKI, S. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review, schlumberger, Pag. 34-49. Primavera del 2007.

## 4. DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SELECCIONADO

### 4.1. COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El diseño conceptual está previsto para los componentes de subsuelo del bombeo electrosumergible, los cuales incluyen.

- Cable de energía
- Protector
- Bomba
- Entrada de la bomba (*Intake*) y dispositivos para manejo de gas
- Motor
- Sensores

#### 4.1.1 Cable de energía<sup>80</sup>.

El tipo de cable está determinado por la temperatura de fondo, el voltaje y la corriente. Está compuesto por tres elementos: Tres conductores en cobre, un aislante de caucho-polipropileno de alta rigidez dieléctrica para cada conductor, una chaqueta protectora y un blindaje en acero galvanizado o inoxidable. Están clasificados por una numeración del 1 al 6 de acuerdo con su capacidad, donde el número 1 es el de menor resistencia al flujo de corriente.

El cable de alimentación que suministra electricidad al motor ESP está disponible en varias configuraciones, tanto en perfiles planos como redondos, para adaptar el cable a las condiciones específicas del pozo. El cable está unido o sujeto tanto a la tubería de producción como a los componentes ESP para soportar el peso mismo.

---

<sup>80</sup> TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance. USA: Elsevier, 2009.

**Figura 15.** Tipos de cable disponible.



**Modificado de:** SCHLUMBERGER, Artificial Lift, REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog.

#### 4.1.2 Protector o sello<sup>81</sup>.

El protector está ubicado entre la bomba y el motor. Permite aislar internamente el motor de los fluidos que circulan en el pozo, y posee un fluido de gravedad específica alta que funciona como lubricante para el eje del motor. Entre sus funciones básicas se pueden mencionar:

- Conectar el eje de la bomba con el motor.
- Evitar la entrada de los fluidos del pozo al motor.
- Equilibrar la presión interna del motor con la presión anular del pozo.
- Absorber las cargas axiales que genera el eje de la bomba.
- Permitir la expansión y contracción del aceite del motor que se produce por el calentamiento y enfriamiento durante los procesos de arranque y parada.

Se encuentran en tres categorías: tipo laberinto, bolsa elastomérica y fuelle.

El tipo laberinto utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, aunque estén en contacto directo. Para que este diseño funcione, el fluido del pozo tiene que ser más pesado que el

---

<sup>81</sup> TAKACS, Gabor. Op cit 78.

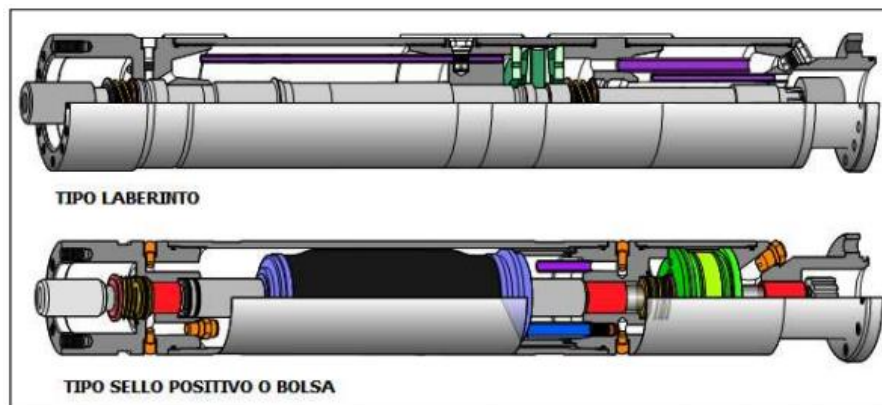
aceite del motor. Estos fueron los primeros protectores utilizados y siguen siendo muy populares en pozos verticales para procesos convencionales.

En pozos desviados, el protector tipo bolsa puede ser el más adecuado, ya que utiliza una bolsa elastomérica de alta temperatura y alto desempeño. No obstante, está diseñada para operar solo hasta temperaturas alrededor de los 400 °F, y es susceptible a la presencia de elementos abrasivos o H<sub>2</sub>S. Además, la exposición a alta temperatura puede también endurecer la bolsa y los sellos, causando una pérdida de elasticidad que finalmente produce su falla.

La nomenclatura del protector siempre comienza desde la cabeza hacia la base. Se denomina de acuerdo con las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que estas se conectan entre sí. La "L" se utiliza para cámara tipo laberinto y la "B" para cámaras de tipo bolsa. En cuanto al tipo de conexión, la "P" significa en "PARALELO" y la "S" significa conexión en "SERIE".

Comúnmente, un protector viene en disposición LSBPB (Laberinto – Sello – Bolsa – Paralelo – Bolsa), el laberinto y las bolsas son las tres cámaras utilizadas dentro del protector.

**Figura 16.** Tipos de protectores.



Tomado de: WOOD GROUP, Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry.

### 4.1.3 Entrada a la bomba y dispositivos para manejo de gas<sup>82</sup>.

Para ayudar a reducir los efectos negativos del gas en el rendimiento de la bomba, las compañías prestadoras de servicios ofrecen varios tipos de separadores de gas y dispositivos de manejo de gas, además de las entradas estándar.

Los separadores de gas permiten operar pozos con alto GOR, ya que reducen la cantidad de gas libre al pasar por la bomba, que de otra forma interferiría sensiblemente en su rendimiento. Se clasifican en dos tipos:

Estáticos o laberínticos: el arreglo mecánico interno que tienen este tipo de separadores permite que el gas tomado en la entrada del separador continúe su migración ascendente, orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al líquido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba.

Centrífugos: la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas a migrar hacia el centro de la cámara, mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador, para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular. El líquido a su vez es dirigido hacia las bombas.

**Figura 17.** Tipos de separadores de gas.



<sup>82</sup> SCHLUMBERGER. Artificial lift REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog, Advanced Applications. Sec 3.

**Modificado de:** SCHLUMBERGER, Artificial Lift, REDA Electric Submersible Pump Technology.

#### **4.1.4 Bomba Electrosomergible<sup>83</sup>.**

Es una bomba centrífuga de múltiples etapas que se encuentran apiladas. Los requisitos operativos del pozo y el diseño del completamiento determinan el número de etapas, que van a definir la carga total generada y la potencia requerida. Están diseñadas para cumplir una amplia gama de volúmenes y son construidas y aplicadas en diferentes diámetros, dependiendo del espacio disponible en el pozo.

Cada etapa contiene un impulsor rotativo y difusores estacionarios moldeados, generalmente en hierro con alto contenido de níquel, para minimizar el daño por abrasión o por corrosión.

Cuando el fluido del pozo fluye hacia la primera etapa de la ESP, pasa a través de un impulsor y se centrifuga radialmente hacia afuera, adquiriendo energía cinética. La bomba centrífuga es accionada por un motor de inducción que puede alcanzar velocidades de operación de más de 5000 rpm<sup>84</sup> si se utiliza un variador de velocidad.

Después de salir del impulsor, el fluido es forzado a hacer un giro brusco para ingresar en el difusor. A medida que atraviesa esta sección, el fluido se difunde y la energía cinética se convierte en presión. El fluido, que ahora posee una presión levemente más alta que cuando ingresó en la primera etapa, ingresa en la siguiente etapa de impulsor y difusor para reiterar el proceso.

Posteriormente pasa a través de todas las etapas de la bomba, adquiriendo más presión en cada etapa, hasta que alcanza una elevación desarrollada total, o presión

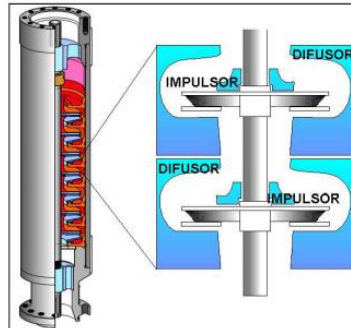
---

<sup>83</sup> TAKACS, Gabor. Op cit 78.

<sup>84</sup> WATERS, G y NARVÁEZ, D. Schlumberger, Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review. Septiembre de 2015.

de descarga asignada, y cuenta con suficiente energía como para viajar hacia la superficie del pozo.

**Figura 18.** Bomba electrosumergible.



**Tomado de:** WOOD GROUP, Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry.

#### 4.1.5 Motor Electrosumergible<sup>85</sup>.

Con las altas temperaturas de operación, el componente más crítico de la unidad ESP es el motor sumergible, porque no solo opera bajo la temperatura ambiente, sino que la gran cantidad de calor generado durante la operación aumenta su temperatura interior.

El sobrecalentamiento de los motores ESP, además de las temperaturas extremas de los pozos, puede ser causado por sobrecarga interna, enfriamiento insuficiente causado por una baja velocidad de flujo del líquido o en el caso del proceso CIS por el manejo de fluidos desplazados por el frente de combustión en estados de alta temperatura o por la deposición de escamas en el exterior del motor, reduciendo severamente la cantidad de calor disipado al fluido del pozo.

Los motores usados en las operaciones de bombeo electrosumergible son del tipo dipolares, trifásicos y del tipo inducción. La eficiencia de un motor BES está en el orden de 80 y 90%. Los motores están llenos de un aceite mineral altamente

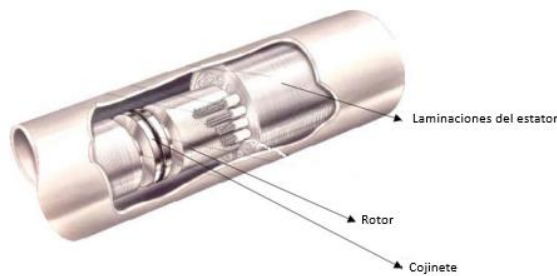
---

<sup>85</sup> TAKACS, Gabor. Op cit 70.

refinado que lubrica los cojinetes del motor y con alta resistencia dieléctrica. Sus componentes principales son:

- Rotor: Es un componente interno del motor y es el que genera potencia del motor. Por ejemplo, en un motor de 180 HP, y si el motor consta de 10 rotores, cada uno de ellos está aportando 18 HP. Los rotores se encuentran localizados dentro de la circunferencia interna del estator.
- Estator: Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. El material utilizado en las laminaciones es acero de bajo contenido de carbono y últimamente acero inoxidable. Este conjunto forma el cuerpo del estator. Para su aplicación se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado, etcétera.
- Cojinete del motor: Elemento estático cuya función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En todas las configuraciones hay presencia de un cojinete entre rotor y rotor.
- Eje del motor: El eje del motor es similar al eje de los otros equipos, tiene como función dentro de motor, la transmisión de energía generada hacia el eje del protector para su posterior transmisión al eje de la bomba.
- Aceite dieléctrico: Aceite mineral antes ya mencionado que cumple con la lubricación y refrigeración o enfriamiento de los componentes internos del motor. Diseñado para trabajar a diferentes temperaturas.

**Figura 19.** Parte interna de un motor electrosumergible.



**Tomado de:** Escalante, S. Bombeo Electrosumergible (BES), Producción de hidrocarburos I. Septiembre 2015.

#### **4.1.6 Sensores<sup>86</sup>.**

Se convierte en una de las partes más importantes para el bombeo electrosumergible, para proteger la integridad de la bomba y optimizar el rendimiento del pozo. Las temperaturas de fondo de pozo registradas y enviadas por el sensor son un indicio de la zona más próxima al pozo, lo cual sirve para determinar la posición de avance del frente de combustión.

La información de los parámetros de operación del equipo y del pozo como temperatura y presión, se utiliza para determinar en qué condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema. La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias. Los parámetros que registra el sensor son:

- Presión de Entrada.
- Presión de descarga.
- Temperatura de Entrada.
- Temperatura del Motor.
- Vibración en fondo de pozo.

---

<sup>86</sup> SCHLUMBERGER. Artificial lift REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog, Downhole Monitoring. Sec 4.

## **4.2. FACTORES QUE AFECTAN AL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

El diseño del bombeo electrosumergible debe tomar en cuenta factores que deben considerarse en forma metódica debido a la influencia sobre la selección de dimensiones de la bomba y el motor para dar cumplimiento al objetivo de producción. Se destacan: capacidad del flujo del pozo, geometría del pozo, efectos de la viscosidad, entre otros. Para este caso, bajo el proceso de CIS, el diseño va estar limitado principalmente por la temperatura en fondo de pozo, la relación gas-líquido a la entrada de la bomba y por la presencia de compuestos altamente corrosivos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).

### **4.2.1. Gas libre en la bomba<sup>87</sup>.**

La presencia de gas libre en la entrada de la bomba y en la tubería de producción hace que el proceso de selección del equipo sea más complicado. Como el fluido (mezcla de líquido y gas) fluye a través de las etapas de la bomba desde la entrada hasta la descarga y a través de la tubería de producción, la presión y en consecuencia, las propiedades del fluido como volumen y densidad van cambiando continuamente.

La presencia de gas libre en la tubería de producción puede crear un efecto significativo de “*gas-lift*” (levantamiento por gas) reduciendo considerablemente la presión requerida de descarga, pero el desempeño de la bomba centrífuga también se ve considerablemente afectado por el gas. La bomba comienza a producir una cabeza menor a lo normal a medida que la relación gas líquido (en condiciones de bombeo) aumenta hacia un cierto valor “crítico”, que es normalmente alrededor del 10-15%. Esto es debido principalmente a la separación de las fases de líquido y gas en la etapa de la bomba y debido a un deslizamiento entre estas dos fases.

---

<sup>87</sup> TAKACS, Gabor. Op cit 78.

#### **4.2.2. Presencia de gases de combustión**

La producción de los gases de combustión mencionados en el primer capítulo y el contenido de nitrógeno libre a la entrada de la bomba son los principales motivos para la toma de decisiones de la instalación de separadores de gas en fondo. Pruebas de conectividad (inyección de N<sub>2</sub>) realizadas en el campo determinaron que el arribo de los gases se da en un corto tiempo, no mayor a 20 días. El nitrógeno no se solubiliza apreciablemente en el crudo, conformando la mayor parte del gas libre a la entrada de la bomba, y llegando a ser el 80% del total de los gases.

Presencia de gases como gases como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S deben ser también tenidos en cuenta, por la cantidad de volumen a manejar y para la integridad mecánica de los equipos debido a su naturaleza corrosiva.

La mayoría de las instalaciones de bombeo electro sumergible impulsan a los fluidos por la tubería de producción, sin empaques en el pozo, lo que significa que el gas libre se puede desviar al espacio anular.

#### **4.2.3. Temperatura<sup>88</sup>.**

Las altas temperaturas esperadas en fondo de pozo resultantes del avance del frente de combustión y producción de fluidos calientes por el proceso CIS son importantes para la instalación de equipos de bombeo electrosumergible, porque es uno de los factores de control en la selección del cable conductor, operación del motor y en materiales o metalurgias.

Al equipo estándar se le puede aplicar una temperatura ambiente máxima de aproximadamente 240 °F. Por encima de este límite, los componentes del equipo se deterioran y pueden esperarse una rápida falla. Los principales efectos de las altas temperaturas sobre el rendimiento de los equipos sumergibles son diversos y se pueden clasificar de la siguiente manera:

---

<sup>88</sup> TAKACS, Gabor. Op cit 78.

- Los elastómeros utilizados en los equipos ESP, como por ejemplo el sellado, se debilitan, disminuyendo la vida útil.
- Las propiedades dieléctricas de los materiales de aislamiento se deterioran y los aislantes de motores o cables pueden perder su resistencia dieléctrica y causar quemaduras.
- La resistencia eléctrica del conductor en el cable sumergible aumenta causando una mayor pérdida de potencia en el cable.
- La viscosidad del aceite del motor disminuye, y la capacidad de carga del cojinete de empuje principal, generalmente situado en la sección del protector, disminuye.
- La formación de escamas en el interior y / o exterior de los equipos ESP se hace más pronunciada.

La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza son datos necesarios, particularmente si hay gas presente. La cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura, y cambian continuamente durante su trayectoria por la tubería de producción. También la selección del material para el cable conductor queda afectada por la temperatura del medio ambiente al que está expuesto.

#### **4.3. TECNOLOGÍA DISPONIBLE PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SOMETIDO A ALTAS TEMPERATURAS Y ALTO GOR.**

Como se ha venido haciendo el análisis de los parámetros que varían durante el desarrollo del proceso CIS, se evidenció que las principales limitantes para el diseño de la bomba son el GOR por los altos volúmenes de gases de combustión entrando a la misma, y la temperatura de fondo esperada. Para estos problemas las compañías han apuntado a proporcionar nuevos materiales y diseños para garantizar el funcionamiento adecuado de las bombas a ser sometidas a altas

temperaturas. A continuación, se presenta la tecnología desarrollada y ofrecida por las compañías Schlumberger.

#### 4.3.1. Pozos con altas temperaturas<sup>89</sup>.

El sistema ESP de alta temperatura “REDA Hotline” ofrecido por la compañía Schlumberger está diseñado para abordar las necesidades especiales de los pozos de alta temperatura generada por las operaciones de recobro térmico.

##### Aplicaciones

- ✓ En pozos con temperaturas de fondo de pozo (BHT) de hasta 425 °F
- ✓ Instalaciones con bajo aseguramiento para el enfriamiento del motor (procesos térmicos)
- ✓ Pozos con alta producción de gas
- ✓ Pozos con baja tasa de producción
- ✓ Pozos con fluidos emulsionados

##### Características

- Sistema de aislamiento de motores de alta temperatura
- Protector disponible con sello de laberinto o configuraciones de bolsa de elastómero de alta temperatura
- Bomba de alta temperatura
- Cable de alimentación de alta temperatura y extensión del cable del motor

El sistema tiene un diseño de aislamiento especial del motor a alta temperatura, alrededor de los 550 °F, y un diseño innovador del cable de alimentación para garantizar la fiabilidad del sistema eléctrico. Las características de diseño también lo hacen muy robusto en entornos de producción de H<sub>2</sub>S.

El sistema REDA Hotline incluye el *Advanced Motor Protector*, que se basa en fuelles metálicos para compensar la expansión del aceite del motor. Esta

---

<sup>89</sup> BREMNER, C; HARRIS, G; KOSMALA, Alex; NOCHOLSON, B; OLLRE, A; PEARCY, M; SALMAS, C. and SOLANKI, S. Op cit 76.

característica permite evitar el riesgo de utilizar elastómeros de caucho, que pueden ser ineficaces en aplicaciones de alta temperatura, y una cubierta de arena especial para evitar la acumulación de sólidos.

Estos sistemas se han dimensionado específicamente para aplicaciones de producción con alto GOR, lo que permite una extracción óptima del pozo con la selección adecuada de dispositivos de manejo de gas, separación de gases o de evacuación de gas.

#### **4.3.1.1. Protector<sup>90</sup>.**

Para aplicaciones en altas temperaturas, se debe proveer un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor. Los incrementos de temperatura entre superficie y profundidad de asentamiento hacen que el aceite dieléctrico del motor se expanda. El protector da lugar a esta expansión, permitiendo que el exceso de volumen expandido de aceite pase del motor al protector y desplazando un volumen equivalente de fluido de pozo del protector al pozo. Cuando un motor se detiene, su aceite se contrae a medida que el motor se enfría y el protector provee un depósito de aceite limpio que fluye nuevamente hacia el motor, manteniendo separados los fluidos del pozo.

El protector de tipo fuelle se adecúa mejor a condiciones de pozo hostiles, donde los protectores son sometidos a temperaturas elevadas, alrededor de los 475°F, elementos abrasivos, y presencia de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S. Este protector se llena con un aceite que conserva la viscosidad a altas temperaturas y utiliza un fuelle metálico para dar cabida a la expansión y contracción térmica del aceite.

#### **4.3.1.2. Cable eléctrico<sup>91</sup>.**

---

<sup>90</sup> SCHLUMBERGER. Advanced Motor Protector For the REDA Maximus ESP system. Vease en: [https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/reda-maximus-advanced-motor-protector-ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/reda-maximus-advanced-motor-protector-ps.pdf).

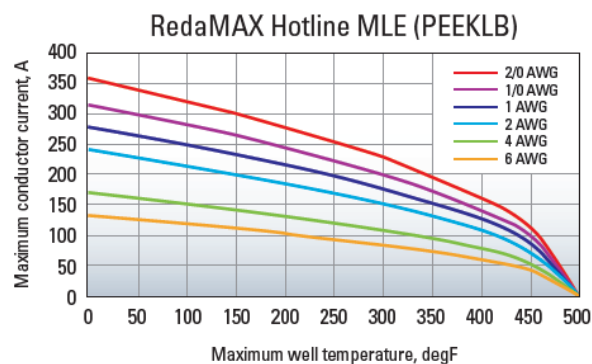
<sup>91</sup> SCHLUMBERGER. Artificial lift REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog, Power Cables. Sec 9.

Debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos el espacio disponible entre tuberías de producción y revestimiento. Existe en el mercado un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda con conductores de cobre o aluminio, de tamaños 2 al 6.

Para el diseño a altas temperaturas, la compañía Schlumberger ofrece tecnologías de última generación en cables de potencia que están diseñados para aplicaciones extremas: altas temperaturas, alto contenido de corrosión y altas relaciones gas petróleo (GOR). Esto implica su uso en aplicaciones de recobro térmico en las que se utiliza un ESP.

Estas tecnologías incorporan una cinta de poliimida (grupo de polímeros extremadamente fuertes y resistentes al calor y a los agentes químicos) de doble capa con aislamiento de etileno propileno dieno o EPDM (termopolímero elastómero que tiene buena resistencia a la abrasión y al desgaste) y barrera de plomo. Este diseño se usa para temperaturas de hasta 450 °F (232 °C). Existe una opción de pared de plomo pesada para aplicaciones de alto GOR y condiciones altamente corrosivas (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>).

**Figura 20.** Temperatura de fondo para el cable electrosumergible.



**Tomado de:** SCHLUMBERGER. Artificial lift REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog, Power Cables. Sec 9.

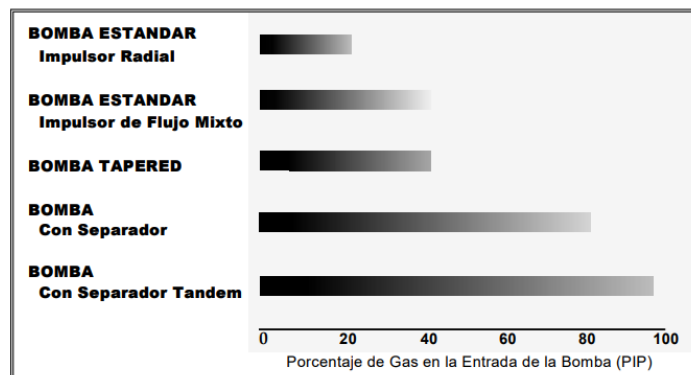
### 4.3.2. Sistemas avanzados de manejo de gas<sup>92</sup>.

El separador de gas desvía parte del gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular. Es difícil determinar el volumen de gas libre posible de separar a la profundidad de colocación del equipo y esto se debe a que no existe un método analítico ni empírico para calcular la eficiencia con la que trabaja el separador.

La figura 21 presenta un estimado de la capacidad de operación de diferentes tipos de configuraciones para el manejo del gas libre. La figura muestra como cada configuración tiene un límite en la cantidad de gas libre que puede manejar en la entrada de la bomba.

El manejador de gas tiene como función principal permitir a la bomba producir en pozos con altas relaciones gas-petróleo. Su uso mejora la eficiencia total del sistema, comprimiendo las burbujas de gas en el fluido, entrando a la bomba una mezcla de agua, petróleo y gas, que pueda ser manejada por la bomba. Viene en diferentes diámetros y se puede instalar en serie con un separador de gas o un dispositivo de succión. La selección depende de la cantidad de gas libre que tiene que manejar la bomba.

**Figura 21.** Capacidad de operación en presencia de gas libre.



**Tomado de:** Centrilift, Submersible Pumps System Handbook.

<sup>92</sup> SCHLUMBERGER. Artificial lift REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog, Pump Intakes and Gas handling device. Sec 6.

El uso de los dispositivos de manejo de gas ha demostrado ser efectivo para mantener los pozos que presentan condiciones de bombeo inestables, como en procesos de inyección de CO<sub>2</sub>, inyección de agua alterna con gas, y procesos de recobro térmico como SAGD o inyección de vapor.

#### **4.3.2.1. Separador VGSA, Vortex Gas Separator Assembly<sup>93</sup>.**

El separador de gas VGSA Vortex, es un dispositivo dinámico de separación de gases que utiliza una acción de vórtice natural creada por una configuración de entrada especialmente diseñada, inductor de flujo axial, múltiples generadores de vórtice, múltiples cojinetes de flujo y un filtro de descarga para proporcionar una separación de gases altamente efectiva.

Es un dispositivo simple que tiene un impulsor de flujo axial como el único miembro activo, situado debajo de la cámara de separación. El fluido que ingresa al separador es impulsado por este propulsor que induce un vórtice en la cámara separadora. El vórtice causa que el líquido se mueva hacia la pared del separador, pero el gas permanece cerca del eje. Las fases separadas se dividen y conducen al espacio anular y a la bomba.

Características.

- ❖ Construcción resistente a la abrasión disponible para aplicaciones arenosas y abrasivas.
- ❖ Se puede usar con el dispositivo de manejo de gas avanzado AGH (que se describe a continuación) o con el sistema de manejo de gas multifase MGH para aumentar la producción.

---

<sup>93</sup> SCHLUMBERGER. VGSA Vortex gas separator assembly. Vease en: [https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/vgsa\\_vortex\\_gas\\_separator\\_p s.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/vgsa_vortex_gas_separator_p s.pdf).

#### **4.3.2.2. Sistema AGH para pozos gaseosos.**

Por sus siglas en inglés “Advanced Gas Handler”, es una bomba centrífuga multi etapa, diseñada para ser usada en pozos donde el corte de gas alcanza el 45% y se manejan bajas presiones a la entrada de la bomba. El dispositivo AGH normalmente se instala en serie debajo de un sistema REDA y justo arriba de la entrada o separador de gas.

Funciona reduciendo los tamaños de las burbujas de vapor y cambiando la distribución de las burbujas de gas, homogeneizando la mezcla líquida de gas hasta el punto de que se comporta como un fluido monofásico antes de entrar en la bomba.

##### Características

- Sin obstrucción ni bloqueo de gas en donde los pozos tienen hasta 45% de fracción de volumen de gas y baja presión en el fondo del pozo.
- Construcción resistente a la abrasión.

#### **4.3.2.3. Manejador Poseidon.**

Permite un manejo eficiente de mayores porcentajes de gas libre. Puede operar exitosamente a bajas presiones a la entrada de la bomba con fracciones de volumen de gas de hasta 75%, superando las limitaciones del 40-45% de volumen de gas ofrecido por el sistema anterior o de los dispositivos de manejo de gas convencionales.

El manejador Poseidon se diferencia del AGH principalmente por las etapas que se encuentran en su interior. Un manejador Poseidon utiliza etapas de flujo axial, las cuales fueron tratadas previamente, y empuja la corriente de flujo de gas y líquido a las etapas, mientras reduce el volumen de gas por compresión. Opciones avanzadas de metalurgia para etapas y carcasas están disponibles para ambientes abrasivos y corrosivos.

El sistema se puede instalar junto con un separador de gas cuando se puede enviar el gas al anular entre revestimiento y tubería de producción, o se puede instalar con una entrada estándar si todo el gas producido debe pasar a través de la bomba.

#### Características

- Maximiza la producción con menos paradas de producción de bloqueo de gas y aumenta la vida útil del ESP.
- Construcción resistente a la abrasión adecuada para aplicaciones arenosas.

#### **4.3.2.4. Motores para el sistema REDA Hotline<sup>94 95</sup>.**

Funcionan de manera confiable a temperaturas extremadamente altas (550 °F), que se encuentran durante la inyección de vapor y aplicaciones geotérmicas, o motores pobremente enfriados en aplicaciones de crudo muy viscoso o pozos con bajos caudales. Los motores son trifásicos con inducido tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción similar a otros motores ESP estándar.

Sin embargo, el diseño a alta temperatura permite un mayor par de arranque y una mayor eficiencia. Las laminaciones de acero del estator enfocan las fuerzas magnéticas en los rotores para reducir la pérdida de energía. Los devanados del estator han agregado un relleno de cobre y un sistema patentado de aislamiento a alta temperatura.

Los motores usan aceites dieléctricos especiales de alta temperatura y sistemas de cojinetes para asegurar que los requisitos de lubricidad y carga se cumplan en condiciones de operación de alta temperatura. También tienen un depósito de aceite expandido en la base del motor para permitir que el aceite se expanda y contraiga con amplios ciclos térmicos.

---

<sup>94</sup> SCHLUMBERGER. Motors for the REDA Hotline High-Temperature ESP System, 2015. Vease en; [https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/hotline\\_motors\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/hotline_motors_ps.pdf).

<sup>95</sup> SCHLUMBERGER. REDA Maximus, High-reliability plug-and-play ESP system with integrated downhole measurement technology, August 2006.

Características:

- Recomendables para pozos con alta producción de gas.
- Pozos con fluidos abrasivos.
- Pozos con fluidos corrosivos incluyendo H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y uso de tratamientos químicos.

**Figura 22.** Motor Reda para altas temperaturas.



**Tomado de:** SCHLUMBERGER. Motors For the REDA Hotline High-Temperature ESP System, 2015.

#### **4.3.2.5. Motor Reda Maximus.**

Es la última evolución tecnológica de los motores Dominator, la tecnología de conexión de brida MaxJoint que asegura que el motor se mantenga lleno con el aceite correcto en todo momento. Soporta una temperatura máxima de hasta los 400 °F. El cojinete del cabezal del protector, que está afectado por la vibración de la toma de la bomba y los elementos abrasivos del fluido producido, utiliza un cojinete de zirconio resistente a la abrasión.

Los motores del sistema Maximus ESP son totalmente compatibles con cualquier tipo de sistema de monitoreo de fondo de pozo artificial Phoenix para el monitoreo en tiempo real del ESP y los parámetros del yacimiento.

#### 4.3.2.6. Sensor de alta temperatura Phoenix xt150<sup>96</sup>.

Monitorea la presión, temperatura, fugas de corriente y vibración en el fondo del pozo, proporcionando datos integrales necesarios para proteger la integridad del sistema. Este sistema proporciona información rápida, confiable y precisa para el análisis del rendimiento de levantamiento artificial.

Están disponibles en dos configuraciones: tipo 0 y tipo 1.

La configuración Tipo 0 tiene un medidor de base que se ajusta al motor ESP, ya sea directamente o a través de un *crossover* simple. El sistema de monitoreo mide la presión de entrada y temperatura de fondo de pozo, la temperatura del aceite o del bobinado del motor, la vibración y corrientes de fuga.

La configuración Tipo 1 mide la presión de descarga de la bomba y proporciona todas las mediciones realizadas por el sistema de monitoreo Tipo 0. La medida de descarga de la bomba se usa para evaluar el rendimiento de la bomba.

Los indicadores del sistema Phoenix xt150 se comunican con la superficie a una línea de conexión llamada *transf line*. El servicio permite monitorear y analizar datos de múltiples pozos simultáneamente en tiempo real para prevenir o resolver el tiempo de inactividad del equipo, el mal uso y el fallo.

**Figura 23.** Estado mecánico con sensor en fondo.

---

<sup>96</sup> SCHLUMBERGER. Phoenix xt 150 High-temperature ESP monitoring system. Vease en: [https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/phoenix\\_xt150\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/phoenix_xt150_ps.pdf).



**Tomado de:** Schlumberger. Artificial lift Application Engineering Reference Manual. 2008.

#### 4.4. PROPUESTA DE DISEÑO.

A continuación, se encuentran los datos necesarios para el diseño del bombeo electosumergible.

**Tabla 22.** Datos básicos para el diseño

DATOS BÁSICOS		
Tamaño del revestimiento	9.125	In
Prof total pozo	8223	Ft
Prof asentamiento Bomba	7287	Ft
Presión Yacimiento	1200	Psi
Pwf	965	Psi
DATOS DE PRODUCCIÓN		
J	0.93	STB/psi
Tasa de producción de aceite	693	BOPD
Tasa de producción de líquidos	1100	BPD
Tasa de producción de agua	407	BWPD
Pwh	140	Psi
Corte de agua	37	%
GOR	5000	SCF/BLS
Temperatura de Yacimiento	185	°F

CONDICIONES DEL FLUIDO DEL POZO		
GEw	1.02	fracción
Geo	1.009	fracción
GEg	0.9	fracción
Gravedad API	8.6	°
Presión de burbuja	800	Psi
Bo	1.0695	bbl/STB
Viscosidad	150	Cp
Bg	0.1085	ft <sup>3</sup> /SCF

#### 4.4.1. Capacidad de producción

##### 4.4.1.1. Cálculo del índice de productividad

El Índice de Productividad es la relación que existe entre la tasa de producción en barriles por día y la diferencia de presión “drawdown” en el fondo del pozo (Pe-Pwf). El Índice de Productividad (IP) es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir.

$$IP = \frac{Q}{(Pr - Pwf)} \quad (1)$$

Donde:

IP: índice de productividad, (bbl/psi)

Q: tasa de flujo, (bbl)

Pr: presión estática del pozo, (psi)

Pwf: presión de fondo fluyente, (psi)

Para este caso el índice de productividad es dado como dato de entrada igual a 0.93 STB/psig.

Cálculo del caudal máximo a Pwf=0 para IP constante

$$Q_{max} = 0.93 * (1200 - 0)$$

$$Q_{max} = 1116 \text{ STB/día}$$

Cálculo del caudal correspondiente a  $P_b$

$$Q_b = 0.93 * (1200 - 800)$$

$$Q_b = 372 \text{ STB/día}$$

#### 4.4.1.2. Cálculo del caudal máximo según Vogel

$$Q_{max} = Q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} \quad (2)$$

$$Q_{max} = 372 + \frac{0.93 * 800}{1.8}$$

$$Q_{max} = 785.3 \text{ STB /día}$$

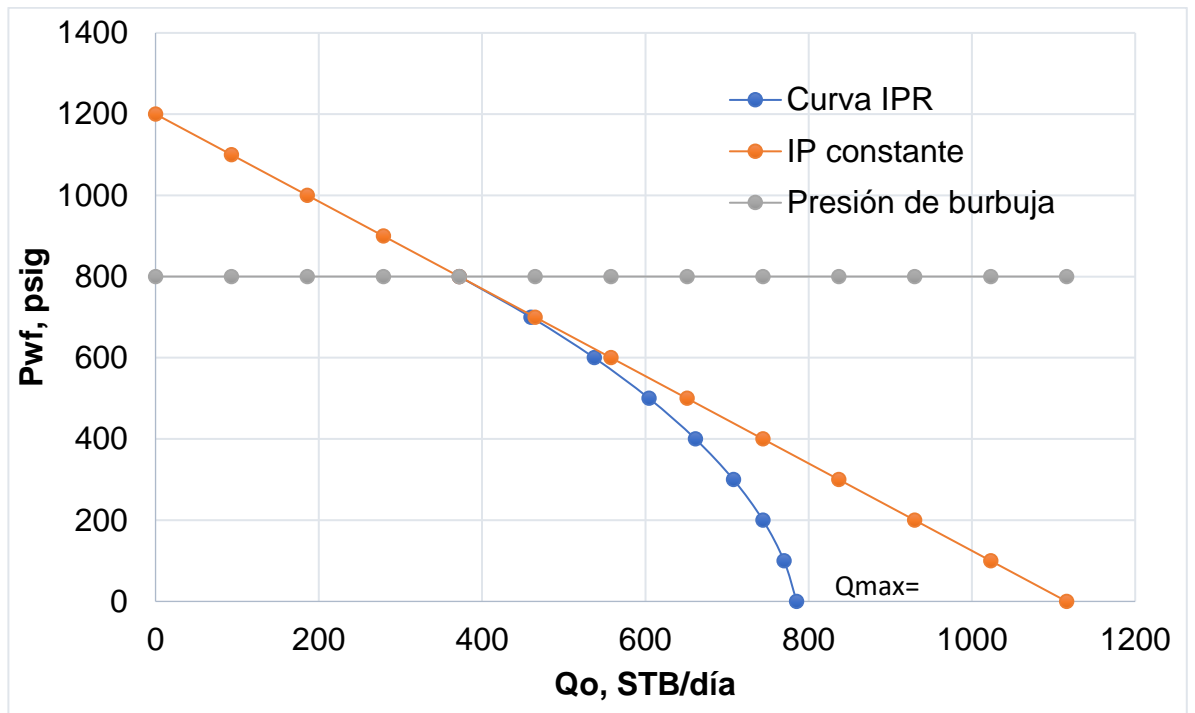
Para caudales mayores a  $Q_b$  (donde  $P_{wf} < P_b$ ), la ecuación de Vogel se representa de la siguiente manera:

$$Q_o = Q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} * \left( 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad (3)$$

$$Q_o = 372 + \frac{0.93 * 800}{1.8} * \left( 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{800} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{800} \right)^2 \right)$$

Los resultados calculados y la gráfica de la curva IPR para el presente proyecto se muestra a continuación:

**Figura 24.** Curva IPR.



Debido al corte de agua, se debe determinar la gravedad específica del fluido compuesto.

$$SG_L = (SG_o * \% \text{ Petroleo}) + (SG_w * \% \text{ Agua}) \quad (4)$$

$$SG_L = (1.01 * 0.63) + (1.02 * 0.37)$$

$$SG_L = 1.0137$$

Donde:

SG<sub>L</sub>: Gravedad específica del fluido compuesto.

SG<sub>o</sub>: Gravedad específica del petróleo.

SG<sub>w</sub>: Gravedad específica del agua.

#### 4.4.2. Determinación de la presión a la entrada de la bomba (PIP).

De acuerdo con la producción deseada en la superficie y la profundidad de asentamiento de la bomba, puede determinarse la presión de entrada a la bomba (PIP). Se puede establecer de la siguiente manera:

$$PIP = P_{wf} - \left( \frac{(H_R - H_B) * SG_L}{2.31} \right) \quad (6)$$

$$PIP = 965 - \left( \frac{(8223 - 7287) * 1.0137}{2.31} \right)$$

$$PIP = 554.26 \text{ psi}$$

Donde:

PIP: Presión a la entrada de la bomba (psi)

Pwf: Presión de fondo fluyente, (psi)

H<sub>R</sub>: Profundidad de referencia, (pies)

SG<sub>L</sub>: Gravedad específica del fluido compuesto

#### 4.4.3. Cálculo de porcentaje de gas

4.4.3.1. Encontrar la cantidad de gas en solución R<sub>s</sub> usando la ecuación de Standing:

$$R_S = SG_g \left( \frac{PIP}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad (7)$$

$$R_S = 1.0137 \left( \frac{554.26}{18} * \frac{10^{0.0125 * 8.6}}{10^{0.00091 * 185}} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 29.4374 \text{ SCF/STB}$$

4.4.3.2. Cálculo de factores volumétrico de petróleo (Bo)

$$Bo = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175} \quad (8)$$

Donde:

$$F = R_s \left( \frac{SG_g}{SG_o} \right)^{0.5} + 1.25 (T) \quad (9)$$

$$F = 29.4374 \left( \frac{0.9}{1.01} \right)^{0.5} + 1.25 (185)$$

$$F = 259.038$$

Entonces:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(259.038)^{1.175}$$

$$B_o = 1.0727 \text{ Bbl/STB}$$

**4.4.3.3.** Determinar el volumen total a la entrada de la bomba:

- Volumen de petróleo (Vo):

$$V_o = Q_o * B_o \quad (10)$$

$$V_o = 693 * 1.0727$$

$$V_o = 743.38 \text{ Bbl}$$

Donde

Vo: Volumen de petróleo (Bbls)

Qo: Caudal de petróleo (STB)

Bo: Factor volumétrico del petróleo (Bbls/STB)

- Volumen de gas (Vg):

$$V_g = \left( \frac{Q_o * GOR}{1000} - \frac{Q_o * R_s}{1000} \right) * B_g \quad (11)$$

$$V_g = \left( \frac{693 * 5000}{1000} - \frac{693 * 29.4374}{1000} \right) * 0.1085$$

$$V_g = 375.95 \text{ Bbl}$$

Donde

Vg: Volumen de gas (Bbls)

Gas libre (MSCF)

Bg: Factor volumétrico del gas (Bbls/MSCF)

- Volumen de agua (Vw):

$$V_w = Q_w * B_w \quad (12)$$

$$V_w = 407 * 1$$

$$V_w = 407 \text{ Bbl}$$

Donde

Vw: Volumen de agua (Bbls)

Qw: Caudal de agua (STB)

Bw: Factor volumétrico del agua (Bbls/STB)

- Volumen Total de fluido a la entrada de la bomba (Vt)

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad (13)$$

$$V_t = 1526.33 \text{ Bbls}$$

#### 4.4.3.4. Determinar el porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba

$$\% \text{Gas libre} = \frac{V_g}{V_t} * 100 \quad (14)$$

$$\% \text{Gas libre} = \frac{375.95}{1526.33} \text{ Bbl}$$

$$\% \text{Gas libre} = 24.63$$

Donde

Vg: Volumen de gas (Bbls)

Vt: Volumen total de fluidos (Bbls)

Nota: Dependiendo de la cantidad de gas libre, se requiere instalar un separador de gas. Sin embargo, una bomba multifase es más efectiva y la cantidad real de gas que ingresa a la bomba se puede calcular como sigue:

**4.4.3.5.** Calcular el volumen real de gas que ingresa a la bomba

- Asumiendo una eficiencia de los dispositivos separadores de gas de 60%.

$$V_{gn} = \text{Volumen de gas en la entrada} * 0.4 \quad (15)$$

$$V_{gn} = 375.95 * 0.4$$

$$V_{gn} = 150.38 \text{ Bbl}$$

- Volumen total real de fluido que ingresa a la bomba

$$V_{tn} = V_o + V_{gn} + V_w \quad (16)$$

$$V_{tn} = 743.38 + 150.38 + 407$$

$$V_{tn} = 1300.76$$

- Porcentaje de gas libre que realmente ingresa a la bomba

$$\%Gas \text{ libre}_n = \frac{V_{gn}}{V_{tn}} * 100 \quad (17)$$

$$\%Gas \text{ libre}_n = \frac{150.38}{1300.76}$$

$$\%Gas \text{ libre}_n = 11.56$$

**4.4.4. Calculo de carga dinámica total**

- Distancia vertical entre la cabeza de pozo y nivel de fluido producida a la capacidad esperada

$$H_d = \text{prof vertical de la bomba} - \left( \frac{PIP * 2.31}{SGM} \right) \quad (18)$$

$$H_d = 7287 - \left( \frac{554.256 * 2.31}{1.0137} \right)$$

$$Hd = 6023.97 \text{ pies}$$

- Carga requerida para superar las pérdidas por fricción

$$Ft = \frac{\text{prof vertical de la bomba} * \left( 2.083 * \left( \frac{100}{c} \right)^{1.85} * \left( \frac{Ql^{1.85}}{ID^{4.8655}} \right) \right)}{1000} \quad (19)$$

C= 120 (tubería nueva) o 90 (tubería vieja)

$$Ft = \frac{7287 * \left( 2.083 * \left( \frac{100}{90} \right)^{1.85} * \left( \frac{1100^{1.85}}{9.125^{4.8655}} \right) \right)}{1000}$$

$$Ft = 166.132$$

- Pérdidas por fricción en las líneas de flujo en superficie

$$Pd = \frac{Pwh * 2.31}{SGm} \quad (20)$$

$$Pd = \frac{140 * 2.31}{1.0137}$$

$$Pd = 319.031 Ft$$

- Cálculo de la carga dinámica

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad (21)$$

$$TDH = 6023.97 + 166.132 + 319.031$$

$$TDH = 6509.13 Ft$$

#### 4.4.5. Dimensionamiento y selección del tipo de bomba.

De acuerdo con el caudal esperado por el proceso ISC para el diseño, 1100 BFPD, la referencia de la bomba suministrada por la compañía Schlumberger que mejor maneja este caudal es la REDA Continuum 1000.

Se procede a calcular el número de etapas necesarias para levantar el TDH calculado en el apartado anterior.

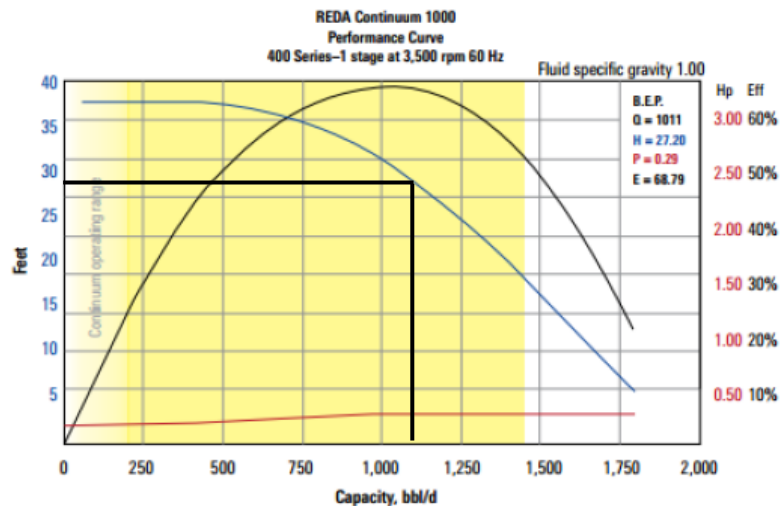
Según la gráfica de catálogo, para una etapa de una bomba RC 1000, la cabeza es de 27 pies/etapa. Así entonces, el número de etapas estará dado por:

$$N^{\circ}.Etapas = \frac{TDH}{Cabeza\ de\ levantamiento\ por\ cada\ etapa} \quad (22)$$

$$N^{\circ}.Etapas = \frac{6509.13}{27}$$

$$N^{\circ}.Etapas = 241\ etapas$$

**Figura 25.** Curva catalogo para una etapa de la bomba RC 1000



Selección del motor: procedimiento similar al de la selección del número de etapas, se debe remitir al catálogo para obtener el dato de potencia requerido para el funcionamiento de una etapa.

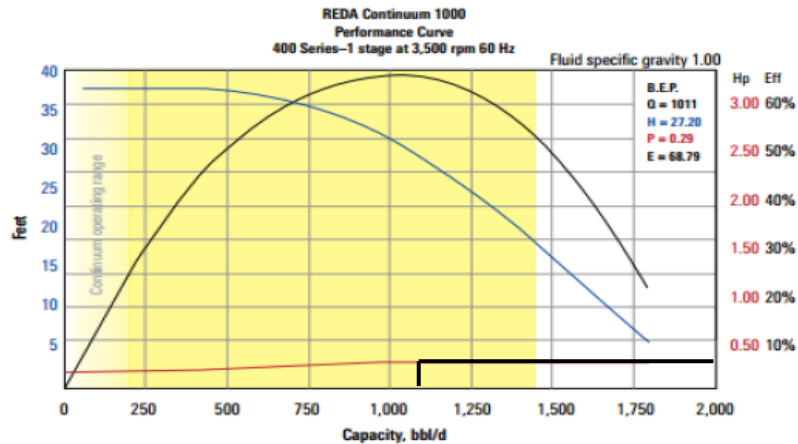
- Potencia requerida por el motor

$$\frac{HP}{etapa} @60Hz = \frac{Potencia}{etapa} * N^{\circ}.Etapas * \frac{MaxHz}{60Hz} * SG_L \quad (23)$$

$$\frac{HP}{etapa} @60Hz = 0.25 * 217 * \frac{60\ Hz}{60Hz} * 1.0137$$

$$\frac{HP}{etapa} @ 60Hz = 55 HP$$

**Figura 26.** Curva catalogo para una etapa de la bomba RC 1000



Se requiere una potencia en el motor de fondo de 55 Hp, esto suponiendo que el equipo sea llevado a una frecuencia de operación de 60Hz.

#### 4.4.6. Longitud del cable

La bomba estará ubicada a una profundidad de 7287 pies MD, más 200 pies de cable que son requeridos para las conexiones en superficie.

$$longitud\ del\ cable = 200ft + prof.\ de\ la\ bomba \quad (24)$$

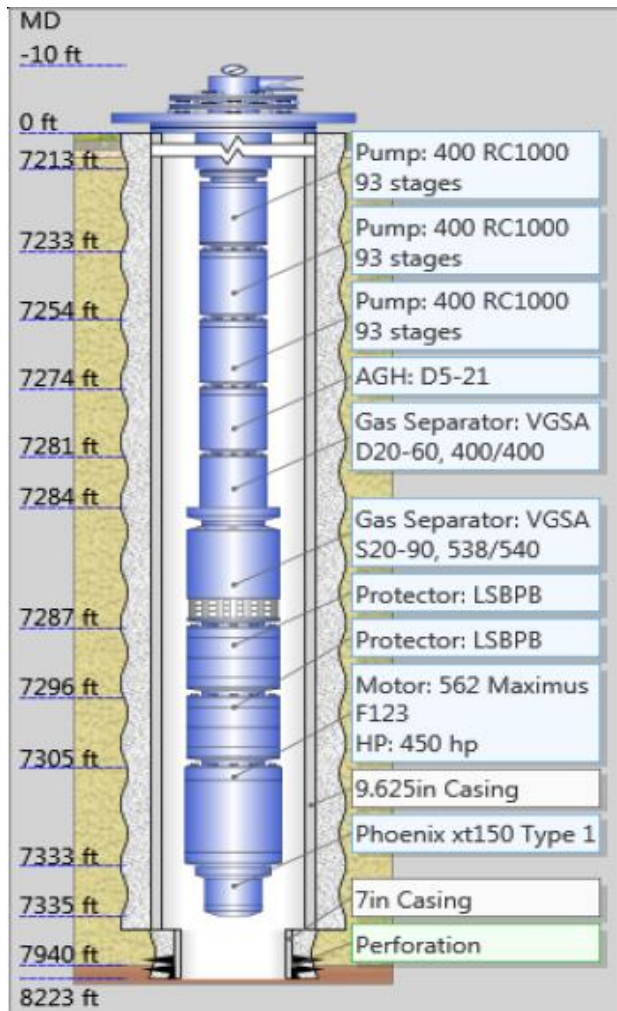
$$longitud\ del\ cable = 200ft + 7287ft$$

$$longitud\ del\ cable = 7487$$

Mediante simulaciones hechas por el software DesignPro por la compañía Schlumberger, según los criterios analizados, y para dar cumplimiento a los requerimientos energéticos, manejo de gas y comportamiento de la temperatura, se presenta la propuesta de diseño del bombeo electrosumergible para el pozo X (llamado así por motivos de confidencialidad), considerando que este diseño abarca

la primera etapa del proceso, en la cual hay irrupción en el pozo por parte de los gases de combustión, pero no del frente de combustión.

**Figura 27.** Propuesta de diseño del bombeo electrosumergible para Campo bajo estudio.



**Tomado de:** Artificial lift design and analysis software DesignPro 9.0.2. Property of Schlumberger. Todos los derechos reservados.

Para el pozo X se instalarán tres bombas RC1000 de 93 etapas cada una, con un diámetro de 4.00 pulgadas. Una pareja de protectores LSBPB debido a que son los más eficientes dentro del mercado ofrecido.

Para el manejo de gas libre a la entrada de la bomba se colocarán dos separadores tipo VORTEX VGSA, el más profundo VGSA S20-90 (Capacidad de 2000-9000 bbl/d) con diámetro de 5.38 pulgadas, en paralelo con un VGSA D20-60 (Capacidad de 2000-6000 bbl/d) con diámetro de 4.00 pulgadas, y finalmente un manejador de gas D5-21 (Capacidad de 500-2100 bbl/d) con diámetro de 4.00 pulgadas.

El motor seleccionado para cumplir con las necesidades de la bomba será un F123, de 450Hp con diámetro de 5.62 pulgadas, el cual está acoplado con un sensor Phoenix xt150 tipo 1.

## 5. CONCLUSIONES

Con la información obtenida de la literatura y basados en las experiencias a nivel mundial la combustión In Situ resulta ser exitosa debido al aumento significativo del factor de recobro, se puede concluir que esta práctica es una alternativa aceptada y oportuna para varios yacimientos de Colombia debido a la abundancia de crudos pesados y extrapesados en donde esta técnica tiene buenos resultados debido a las mejoras que hace en la viscosidad y movilidad del crudo.

En algunos casos el frente de combustión en aceite muy pesados o con flujo de arena, no genera la fuerza necesaria para generar una columna hidrostática suficiente para producir el crudo por flujo natural, por tal motivo se recomienda el uso de tecnologías como los sistemas de levantamiento artificial.

La llegada del frente de combustión puede ser identificada por un aumento del contenido de O<sub>2</sub> en el gas de producción seguido de un fuerte y rápido aumento en la temperatura de fondo de pozo. Adicional a esto un incremento del corte de agua de los pozos con el aceite producido, al mismo tiempo el pH del agua producida disminuye, lo cual es generalmente debido al incremento en el contenido de iones como hierro y sulfato.

El sistema de levantamiento artificial más apropiado para implementar en los pozos de yacimiento de crudo pesado a alta profundidad, operado por inyección de aire, es el bombeo electrosumergible, con una puntuación del 88% en la parte técnica. Este sistema es idóneo para la tasa de producción esperada de 1100 BFPD y puede ser ensamblado con materiales de última tecnología resistentes a las altas temperaturas alrededor de los 550° F, fluidos corrosivos, altas relaciones gas líquido o ambientes erosivos que favorecen la eficiencia del sistema.

Otro sistema de levantamiento que puede ser aplicable en el proceso del campo bajo estudio es el bombeo hidráulico, con una calificación total del 83.5%, ya que puede operar a altas relaciones gas líquido, y puede ser constituido con materiales resistentes a las altas temperaturas y fluidos corrosivos, además de poder

transportar en el fluido de inyección químicos para tratamiento de emulsiones y corrosión entre otros, se considera entonces como una buena opción para las futuras etapas del proyecto en donde el frente de combustión este próximo a los pozos productores.

El bombeo mecánico ocupó la tercera plaza con una puntuación del 76.8%, a pesar de ser el sistema más usado en procesos de inyección de aire, no es aplicable al yacimiento de petróleo pasado bajo estudio, por la alta profundidad de la zona productora y las características de crudo como alta viscosidad y la posible producción de fluido emulsionado durante el proceso afectarían negativamente la operación de bombeo debido a altas cargas en las varillas y excesivos torques en el motor, además de la existencia de una alta vulnerabilidad de falla debido a la corrosión por la producción de gases como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Los bombes por cavidades progresivas y electrosumergible con cavidades progresivas, con puntuaciones de 75 y 74% respectivamente, no son apropiados para los pozos de inyección de aire, debido a que poseen piezas sensibles a la temperatura y los fluidos corrosivos. Aunque se puede usar tecnología para dar solución a esto para el primer sistema mencionado, resulta ser ineficiente para levantar el volumen de fluidos aportados por el yacimiento hasta superficie.

## 6. RECOMENDACIONES

Realizar el estudio técnico-económico para la implementación del bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial.

Es importante llevar un monitoreo de los parámetros registrados por los sensores de fondo los cuales son cruciales para determinar la eficiencia que va a desarrollar el SLA, estas medidas son fundamentales para optimizar la vida útil de la bomba electrosumergible y tener indicios que ayuden a determinar la posición del frente de combustión.

Es recomendable realizar continuamente análisis cromatográficos del gas de producción con el fin de determinar el porcentaje de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y O<sub>2</sub> para el control de problemas de corrosión y/o explosión en las líneas; También se recomienda actualizar el análisis PVT de los fluidos producidos con el objetivo de tener datos confiables para el diseño o rediseño de un siguiente sistema de levantamiento artificial a implementar.

A partir de los resultados y la eficiencia del proceso de inyección de aire se recomienda hacer el diseño conceptual y análisis económico del bombeo hidráulico con un modelo de simulación para planificar su implementación en una siguiente etapa de producción o expansión del proyecto de inyección de aire.

## BIBLIOGRAFÍA

ALARCON PRADA, Julián Enrique. Influencia de la temperatura en la integridad del cemento de completamiento de los pozos de influencia del piloto. Informe técnico. 2014.

ALMEYDA PARRA, Oscar. Diseño e Implementación de un Sistema de Levantamiento artificial no Convencional “*Gas Lift*” para Reactivación de Pozos en el Piedemonte Llanero. Tesis de pregrado, UNAL, 2017.

ARREDONDO M; MORETY R; DELGADO A; CABALLERO D; ORTEGA B; All metal PCP Experiences in Orinoco Belt. SPE 171370-MS. 2014.

BATES, Ron; COSAD, Charlie; FIELDER, Lance; HUDSON, Steve; ROMERO, George and SHANMUGAM, Valli. Examinando los pozos productores, Supervisión de los sistemas ESP. Oilfield Review, 2004.

BREMNER, C; HARRIS, G; KOSMALA, Alex; NOCHOLSON, B; OLLRE, A; PEARCY, M; SALMAS, C. and SOLANKI, S. Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles. Oilfield Review, schlumberger, Pag. 34-49. Primavera del 2007.

BURGER J. and SOURIEAU P. Thermal Methods of Oil Recovery. 1985. Paris, Technip Editions.

BUXTON, T.S and POLLOCK, Charles. The Sloss COFCAW Proyect-Further Evaluation of Performance during and After Air Injection. SPE 4766, 1974.

CHATTOPADHYAY, S.K; RAM, B; BHATTACHARYA, R. and DAS, T.K. Enhanced Oil Recovery by In Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basis, Mehsana, Gujarat, India. A case Study. SPE 89451, 200

CHU, Chieh. Current in Situ Combustion Technology. 1983. Society of Petroleum Engineers, 1994.

CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE, 1982.

CORCOANA A. N; MACHEDON V.C; PANTAZI I.G; PETCOVICI V.C; TURTA A.T. In Situ Combustion & end ash; An Effective Method to Enhanced Oil Recovery in Romania. 1983. World Petroleum Congress.

COUNIHAN, Thomas. A Successful In Situ Combustion Pilot in the Midway-Sunset Field, California. SPE 6525, 1977.

COUNIHAN, Thomas. A Successful In Situ Combustion Pilot in the Midway-Sunset Field, California. SPE 6525, 1977.

CURTIS, J.H. Performance Evaluation of the MOCO T In Situ Combustion Project, Midway-Sunset Field. SPE 18809, 1989.

DAYAL, H.S; BRUSHAN B.V; SUJIT, M; SINHA S.K and SIDHARTHA S. In Situ Combustion: Opportunities and Anxieties. SPE 126241, 2010.

DORAIH, A; SIBAPRASAD, R and PANKAJ, G. In situ Combustion Technique to Enhance Heavy Oil Recovery a Success Story. SPE 105248, 2007.

EARLOUGHER, Robert; GALLOSWAY, J.R and PARSONS, R.W; Performance of the Fry In Situ Combustion Project. SPE 2409, 1970.

ELKINS, F.E. and MORTON,D. Experimental Fireflooding a Very Viscous Oil—Unconsolidated. Sand Reservoir, S. E. Paris Valley Field. SPE4086, 197

Escalante, S. Bombeo Electrosumergible (BES), Produccion de hidrocarburos I. Septiembre 2015.

FARGOZA RIVAS, M. Optimización de la Producción de Crudo Pesado y Extra pesado en pozos con Levantamiento Artificial por Cavidades progresivas del campo Orocuai. Trabajo de Pregrado, Universidad Central de Venezuela, 2013.

GALLOWAY, R and PARSONS, W. Performance of the Fry In Situ Combustion Project. SPE 2409, May 1970.

GATES, C.F. Combustion as a Primary Recovery Process-Midway SunSet Field. SPE 3045, 1971.

GIL. E; QUINTERO, M.N; ROJAS, A.L.; FUENMAYOR, M; ALI, Farouq. Monitoring and Optimization o fan In Situ Combustion Pilot Applying STAR Technology. SPE 174435-MS, 2015.

GUTIERREZ, D; MILLER, R.J; TAYLOR, A.R; THIES, B.P. and KUMAR, V.K. Buffalo Field High-Pressure -Air-Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges. SPE 113254, 2009.

GUTIERREZ, D; TAYLOR, A.R; KUMAR, V.K; URSENBACH, M.G; MOORE, R.G and MEHTA, S.A. Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE 108429, 2007.

HAL, Petrie. Hydraulic Pumping. In Petroleum Engineering Handbook. 1987. ed. Howard B. Bradley, Chap. 6, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 1987

HARDY, W.C; FLETCHER, P.B; SHEPARD, J.C; DITTMAN, W.E and ZADOW, D.W; In situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High-Gravity Oil. SPE 3053, 1972.

HINCAPIE, R.; TOVAR, F and ALVAREZ, C. Feasibility for the Application of In Situ Combustion in Faja Petrolifera del Orinoco (FPO) Based in a Novel Screening Criteria for the Technology. SPE 144027, 2001.

CLEGG, J.D.; BUCARAM, S.M; HELN, N.W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. SPE 1993

KUMAR, V.K; GUTIERREZ, D; MOORE, R.G, THIES, P.B. and CANTRELL, C. 30 Years of Successful High-Pressure Air Injection: Performance Evaluation of Buffalo Field, South Dakota. SPE 133494, 2010.

LANGLEY, M.A. "In Situ Combustion Experiences, Husky Oil Operations". September 1985.

LATIL, M; BARDON, C; BURGER, J; SOURIEAU, P. Enhanced oil recovery, pag 197. French Institute of Petroleum, 1980.

LEA, J and NICKENS, H. Selection of artificial lift. SPE 52157, 1999.

LONG, Ralph and NUAR, Mark. A study of Oil Co.1's Successful In Situ Combustion Project in the Bellevue Field. SPE 10708, 1982.

LOPEZ, J.E; CHAUSTRE A.J and AYALA C. A; Producing Extra Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electrical Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. SPE 171041, 2014.

MARJERRISON, D.M. AND FASSIHI, M.R. Performance of Morgan Pressure Cycling In Situ Combustion Project. SPE 27793, 1994.

MEHRA, R:K: Performance Analysis of In Situ Combustion Pilot Project. SPE 21537, 1991.

MIKKELSEN, P. and OSTAPOVICH, G. Fosterton Northwest: An In Situ Combustion Case History. SPE 17391, 1988.

NORTROP, S.P; WILSON. J.L and SOUSTEK, P.G. Study of a Mature Fireflood MOCO-T. SPE 27889, 1994.

PANTAZI, I. and TURTA, A. Development of the In Situ Combustion Process on an Industrial Scale at Videle Field, Rumania. SPE, 1986.

PARRISH, David; POLLOCK, Charles and CRAIG F.F. Evaluation of COFCAW as a tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska. SPE 3777, 1974.

PASCUAL W; CRUMLEY A; NELSON C; BRADY J; Development of High Temperature Electric Submersible Pump. SPE 11736. 1983.

PEBDANI F.N; LONGORIA R; WILKERSON D.N; VENKATESAN V.N. Enhanced Oil Recovery by Wet In Situ Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas. SPE 18072. 1988.

PEREZ GARCIA, Felipe. Alternativas en el Bombeo Hidráulico tipo Jet para optimizar la Producción de Hidrocarburos. Tesis de Pregrado; UNAM, 2013.

PEROZO, H. MENDOZA, A. TEXEIRA, J. ALVAREZ, A. MÁRQUEZ, J. ORTEGA, P. VASQUEZ, P. The In-situ Combustion Pilot Project in Bare Field, Orinoco Oil Belt, Venezuela. PDVSA INTEVEP, SPE 144484. 2011.

PRIETO H; LIMA E; GAVIRIA R; GIL E; BENITEZ N; FUENMAYOR M. Design and Operation of Production Facilities of the Quifa Field In Situ Combustion Project. SPE 174970-MS. 2015.

PRIETO, H; LIMA, E; GAVIRIA, M.R; GIL, E; BENITEZ, M; FUENMAYOR, M; Design and Operation of Production Facilities of the Quifa Field In Situ Combustion Project. SPE 174970-MS, 2015.

RAMEY, H.J; STANFORD, U; STAMP, V.W; PEBDANI, F.N and MALLINSON, J.E. Case History of South Belridge, California, In situ Combustion Oil Recovery. SPE 24200, 1992.

RAO, N.S., ROYCHAUDHURY S., SUR, S., SAPKAL, A.V., GUPTA, K.K., AND SINHA, S.K. Results of spontaneous Ignition Test In Balol Heavy Oil Field. SPE 38067. 1997.

REYES NAVAS, Y. y MENDEZ, G. Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión In situ. Tesis para obtener el título de Ingeniero de Petróleos, UIS. 2009.

SALAZAR, Helmut. Evaluación de la formación de emulsiones en presos de Combustión In Situ bajo condiciones de exceso de oxígeno. Tesis presentada requisito parcial para optar al título de MsC. Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. 2016.

SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook - Principles and Practices. 1999. Oklahoma.

SCHLUMBERGER. Advanced Motor Protector For the REDA Maximus ESP system. Véase en:

[https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/reda-maximus-advanced-motor-protector-ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/reda-maximus-advanced-motor-protector-ps.pdf).

SCHLUMBERGER. Artificial lift REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog, 2008.

SCHLUMBERGER. Motors for the REDA Hotline High-Temperature ESP System, 2015. Véase en:

[https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/hotline\\_motors\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/hotline_motors_ps.pdf)

SCHLUMBERGER. REDA Maximus, High-reliability plug-and-play ESP system with integrated downhole measurement technology, August 2006.

SCHLUMBERGER. VGSA Vortex gas separator assembly. Véase en:

[https://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/ESPs/vgsa\\_vortex\\_gas\\_separator\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/ESPs/vgsa_vortex_gas_separator_ps.pdf)

SHOUJUN Z; LIGUO Z; FUJUN S; BAOSHAN L; FEI W; ENYONG L. Producing Heavy Oil by Thermal Progressive Cavity Pump in Steam Stimulation Process. Society of Petroleum Engineers 122596. 2009.

SMITH, M. Simultaneous Underground Combustion and Water Injection in the Carlyle Pool, Iola Field. Kansas. SPE 1170, 1966.

TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance. USA: Elsevier, 2009.

TERWILLIGER P.L., CLAY R.R, WILSON Jr L.A and GONZALEZ A. Fireflood of the P2-3 Sand Reservoir in The Miga Field of Eastern Venezuela. SPE, 1975.

TURTA, A. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Alberta Innovates Technology Futures, Calgary, Canada. 2013.

West Hackberry Tertiary Project. Quarterly technical progress report, July 1 – September 30, 1995. United States.

WILLIAM, H. and GARVEY, M. Economics of in situ Combustion – the Bellevue Field. SPE 10052, 1981.

Zhou D; Yuan H. Design of Progressive Cavity Pump Wells. SPE 113324. 2008.

## ANEXOS

### Anexo A. Screening de los Sistemas de Levantamiento Artificial.

#### Bombeo Mecánico

Características de yacimiento producción y pozo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Numero de pozos		>7		1 a 7
Producción	>3000	1001-3000	501-1000	<500
Profundidad	>8000	6001-8000	4001-6000	<4000
Diámetro del revestimiento				>= 4 ½
Inclinación del pozo	40°<desviado<90°		10°<Desviado<40°	Vertical<10°
<i>Dogleg</i> (RIH)	>10° / 100ft	6 a 10° / 100ft	3 a 6° / 100ft	<3° / 100ft
Temperatura				<320° F; >320°F
Presión a la Entrada de la Bomba				<350 psi; >350 psi
<i>Intake</i> de la Bomba				Arriba Perforados; Debajo perforados
Completamiento	Dual o Múltiple			Simple
Recobro				Primario; Secundario; Terciario

Propiedades de los fluidos producidos				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Corte de Agua				0 a 100%
Gravedad API				<15°API; >15°API
Fluido Corrosivo		Si		No
Arena Abrasiva		> 1000 ppm	101 a 1000 ppm	<100ppm
RGL		> 2000	< 2000	
Contaminantes			Par, asf, esc	Ninguno
Tratamiento Químico			Ácidos	Ninguno; Inhib Incrus/Corro; Solventes

Características del desarrollo operativo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Locación	Off Shore	Acceso Restringido		On Shore
Potencia del Sistema				Red eléctrica; Generac Propia del pozo; Motor Diesel
Cárcamo	Si			No
Run Life			>1110 días	0 a 1110 días
Mantenimiento				Mtto superficie
Operatividad				Facilidad Operación
Instalación (Field Service)				Instalación (Facilidad)

Costo e inversión				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Inversión Inicial Capital			Inversión Inicial	
Costo de mantenimiento				Superficie; Fondo
Tiempo de Intervención				Producción diferida
Eficiencia			Eficiencia energética	

## Bombeo Electrosumergible

Características de yacimiento producción y pozo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Numero de pozos				<7; >7
Producción	<200	201-500	501-1000	>1000
Profundidad				<8000>
Diámetro del revestimiento		4 1/2	5 ½	>7
Inclinación del pozo				10°<desviado<90°
Dogleg (RIH)		>10° / 100ft	6 a 10° / 100ft	<6° / 100ft
Temperatura			>320° F	<320° F
Presión a la Entrada de la Bomba	<10 psi	10 a 30 psi		>30 psi

Intake de la Bomba		Debajo Perforados		Arriba Perforados
Completamiento				Simple; Dual o múltiple
Recobro			Terciario	Primario; Secundario

Propiedades de los fluidos producidos				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Corte de Agua				0 a 100%
Gravedad API			<15° API	>15° API
Fluido Corrosivo			Si	No
Arena Abrasiva		> 1000 ppm	101 a 1000 ppm	<100ppm
RGL		> 500	< 500	
Contaminantes			Par, asf, esc	Ninguno
Tratamiento Químico		Ácidos	Solventes	Ninguno; Inhib Incrus/Corro;

Características del desarrollo operativo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Locación		Acceso Restringido		On shore; Off Shore
Potencia del Sistema		Generación propia del pozo	Motor Diesel	Red eléctrica
Cárcamo				Si; No
Run Life				<1110; >1110
Mantenimiento				Mtto superficie
Operatividad			Facilidad Operación	
Instalación (Field Service)			Instalación (Facilidad)	

Costo e inversión				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Inversión Inicial Capital			Inversión inicial	
Costo de mantenimiento			Fondo	Superficie
Tiempo de Intervención			Producción Diferida	
Eficiencia			Eficiencia energética	

## Cavidades Progresivas

Características de yacimiento producción y pozo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Numero de pozos				<7; >7
Producción	>3000		501-3000	<500
Profundidad	>8000	6001-8000	4001-6000	<4000
Diámetro del revestimiento			> 4 ½	>7
Inclinación del pozo	40°<desviado<90°		10°<Desviado<40°	Vertical<10°
Dogleg (RIH)	>10° / 100ft	6 a 10° / 100ft	3 a 6° / 100ft	<3° / 100ft
Temperatura	>320°F		220° F a 320° F	<220°F
Presión a la Entrada de la Bomba	<10 psi	10 a 30 psi		>30 psi
Intake de la Bomba			Debajo Perforados	Arriba Perforados
Completamiento	Dual o Múltiple			Simple
Recobro		Terciario		Primario; Secundario

Propiedades de los fluidos producidos				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Corte de Agua			81 a 100%	0 a 80%
Gravedad API			<15° API	>15° API
Fluido Corrosivo		Si		No
Arena Abrasiva				<1000 ppm; >1000ppm
RGL				<2000; >2000
Contaminantes				Par, asf, esc ; Ninguno
Tratamiento Químico	Ácidos		Solventes	Ninguno; Inhib Incrus/Corro;

Características del desarrollo operativo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Locación	Off shore	Acceso Restringido		On shore
Potencia del Sistema		Generación propia del pozo	Motor Diesel	Red eléctrica

Cárcamo			Si	No
Run Life			>365 días	0 a 365 días
Mantenimiento			Mtto superficie	
Operatividad			Facilidad Operación	
Instalación (Field Service)			Instalación (Facilidad)	

Costo e inversión				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Inversión Inicial Capital				Inversión Inicial
Costo de mantenimiento			Superficie; Fondo	
Tiempo de Intervención			Producción diferida	
Eficiencia				Eficiencia energética

### Bombeo Electrosumergible por Cavidades Progresivas

Características de yacimiento producción y pozo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Numero de pozos				<7; >7
Producción	>3000		501-3000	<500
Profundidad	>8000	6001-8000	4001-6000	<4000
Diámetro del revestimiento			> 4 ½	>7
Inclinación del pozo				10°<desviado<90°
Dogleg (RIH)			> 6° / 100ft	<6° / 100ft
Temperatura	>320°F		220° F a 320° F	<220°F
Presión a la Entrada de la Bomba	<10 psi	10 a 30 psi		>30 psi
Intake de la Bomba		Debajo Perforados		Arriba Perforados
Complejamiento	Dual o Múltiple			Simple
Recobro		Terciario		Primario; Secundario

Propiedades de los fluidos producidos				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Corte de Agua			81 a 100%	0 a 80%
Gravedad API			<15° API	>15° API
Fluido Corrosivo		Si		No
Arena Abrasiva				<1000 ppm; >1000ppm
RGL				<2000; >2000
Contaminantes				Par, asf, esc ; Ninguno
Tratamiento Químico	Ácidos		Solventes	Ninguno; Inhib Incrus/Corro;

Características del desarrollo operativo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Locación		Acceso Restringido		On shore; Off Shore
Potencia del Sistema		Generación propia del pozo	Motor Diesel	Red eléctrica
Cárcamo				Si; No
Run Life		> 1110 días	366 a 1110 días	0 a 365 días
Mantenimiento				Mtto superficie
Operatividad			Facilidad Operación	
Instalación (Field Service)			Instalación (Facilidad)	

Costo e inversión				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Inversión Inicial Capital			Inversión Inicial	
Costo de mantenimiento			Fondo	Superficie
Tiempo de Intervención			Producción Diferida	
Eficiencia			Eficiencia energética	

## Bombeo Hidráulico.

Características de yacimiento producción y pozo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Numero de pozos				<7; >7
Producción			>3000	<3000
Profundidad				<8000, >8000
Diámetro del revestimiento		4 ½	5 ½	>7
Inclinación del pozo			80°<desviado<90°	10°<desviado<80°
Dogleg (RIH)		> 10° / 100ft		<10° / 100ft
Temperatura			>320° F	<320° F
Presión a la Entrada de la Bomba	<30 psi	30 a 350 psi	> 350 psi	
Intake de la Bomba		Debajo Perforados		Arriba Perforados
Completamiento	Dual o Múltiple			Simple
Recobro			Terciario	Primario; Secundario

Propiedades de los fluidos producidos				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Corte de Agua				0 a 100%
Gravedad API		<15° API	15 a 25° API	>25° API
Fluido Corrosivo			Si	No
Arena Abrasiva	>1000 ppm		101 a 1000 ppm	<100 ppm
RGL	>2000	500 a 2000		< 500
Contaminantes		Par, asf, esc		Ninguno
Tratamiento Químico		Inhib Incrus/Corro; Ácidos	Solventes	Ninguno

Características del desarrollo operativo				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Locación		Acceso Restringido	Off shore	On shore
Potencia del Sistema				Red eléctrica; Generac Propia del pozo; Motor Diesel

Cárcamo			Si	No
Run Life		> 1110 días	366 a 1110 días	0 a 365 días
Mantenimiento			Mtto superficie	
Operatividad			Facilidad Operación	
Instalación (Field Service)			Instalación (Facilidad)	

Costo e inversión				
Parámetro	No aplicable (1)	Aceptable (2)	Bueno (3)	Óptimo (4)
Inversión Inicial Capital		Inversión Inicial		
Costo de mantenimiento		Superficie		Fondo
Tiempo de Intervención				Producción Diferida
Eficiencia		Eficiencia energética		

## Anexo B. Matriz de evaluación.

Grupo	Condición	Especificación	Ponderación de peso, %	BM	ESP	PCP	ESPCP	BH
Características del yacimiento, producción y pozo.	Numero de pozos por locación	1	1.0	4	4	4	4	4
	Caudal de producción	1000 a 3000 BFPD	5.0	2	4	3	3	4
	Profundidad de asentamiento (TYD)	6000 a 8000 ft	5.0	2	4	2	2	4
	Diámetro del Casing	>= 9 5/8	2.0	4	4	4	4	4
	Inclinación del pozo	Vertical < 10'	5.0	4	4	4	4	4
	Dogleg (RIH)	< 3' / 100 ft	5.0	4	4	4	4	4
	Temperatura de fondo de pozo	>320 F	5.0	4	3	1	1	3
	Presión de entrada a la bomba	30 a 350 psi	5.0	4	4	4	4	2
	Intake de la bomba	Arriba de perforados	5.0	4	4	4	4	4
	Completamiento	Simple	2.0	4	4	4	4	4
	Recobro	Secundario	1.0	4	4	4	4	4
Propiedades de los fluidos productivos.	Corte de agua	25 a 80 %	1.0	4	4	4	4	4
	Gravedad API	< 15' API	1.0	4	3	3	3	2
	Fluido corrosivo	Si	2.0	2	3	2	2	3
	Arena abrasiva	< 100 ppm	5.0	4	4	4	4	4
	RGL	> 2000 scf / Stb	5.0	2	2	4	4	1
	Contaminantes	Scale/Parafina/Asfaltenos	5.0	3	3	4	4	2
	Tratamiento Químico	Inhibidor incrustaci/ corrosi	2.0	4	4	4	4	2
Características del desarrollo operativo.	Locación	On shore	5.0	4	4	4	4	4
	Potencia del sistema	Red Eléctrica	2.0	4	4	4	4	4
	Cárcamo	Si	4.0	1	4	3	4	3
	Run Life	365 a 1100 días	5.0	4	4	3	3	3
	Mantenimiento	mito de superficie	1.0	4	4	3	4	3
	Instalación - Field Service	Instalación (Facilidad)	2.0	4	3	3	3	3
	Opertividad	Facilidad de Operación	2.0	4	3	3	3	3
Inversión y costos.	Inversión Inicial de Capital	Inversión Inicial	5.0	3	3	4	3	2
	Costo de Mantenimiento	Superficie	1.0	4	4	3	4	2
	Costo de Mantenimiento	Fondo	1.0	4	3	3	3	4
	Tiempo de intervención	Producción Diferida	5.0	4	3	3	3	4
	Eficiencia	Eficiencia Energética	5.0	3	3	4	3	2
			100.0					