



**SCREENING DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA
PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO
DEL CAMPO MOGO 1**

JEISON DUVAN LEYTON CABRERA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO
UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

NOTA DEL AUTOR:

Leyton Cabrera Jeison Duvan, carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

La opinión planteada en el presente artículo representa únicamente la visión del autor sobre el tema tratado.

Le agradece la colaboración Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc, tutor.

Correo electrónico del autor: jeison.leytoncabrera@upse.edu.ec



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“SCREENING DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA
PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO
DEL CAMPO MOGO 1”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“CASO PRÁCTICO”**

AUTOR:

JEISON DUVAN LEYTON CABRERA

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

CONTENIDO

RESUMEN	1
CAPITULO I	3
EXPOSICIÓN DEL CASO PRÁCTICO.....	4
1.1 HISTORIA Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MOGO 1 (campo sintético).	4
1.2 COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS DEL CAMPO MOGO 1.....	5
1.3 MANTENIMIENTO, ESTIMULACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	7
1.4 PROBLEMÁTICA	8
CAPITULO II.....	10
RESOLUCIÓN DEL CASO PRÁCTICO	11
2.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA APLICADOS A LOS POZOS DEL CAMPO MOGO 1	12
2.1.1 Combustión In Situ ISC (In Situ Combustion)	12
2.1.2 Extracción de vapor VAPEX (vapor extraction).....	13
2.1.3 Calentamiento Electromagnético (electromagnetic heating)	14
2.1.3.1 Método Resistivo.....	15
2.1.3.2 Método Inductivo	15
2.1.4 Inyección de vapor de forma alterna entre pozos Horizontales HASD (Horizontal Alternate Steam Drive).....	15
2.1.4.1 Proceso	16
2.1.5 Producción en frío de petróleo pesado y arena (CHOPS).....	17
2.1.5.1 Proceso	17
2.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO	18
2.3 APLICACIÓN DEL MÉTODO	21
CAPITULO III.....	26
ANÁLISIS DE RESULTADOS	27
3.1 ANÁLISIS CUANTITATIVO	27

3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO.....	32
CAPITULO IV.....	33
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	34
4.1 CONCLUSIONES.....	34
4.2 RECOMENDACIONES	34
CAPITULO V.....	35
BIBLIOGRAFÍA	36

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del Campo Mogo.....	4
Figura 2 Calentamiento Electromagnético.....	14
Figura 3 Configuración típica de un pozo CHOPS.....	17
Figura 4 Resultados del screening para el pozo Mog- 1	27
Figura 5 Resultados del screening para el pozo Mog- 2.....	28
Figura 6 Resultados del screening para el pozo Mog- 3.....	28
Figura 7 Resultados del screening para el pozo Mog- 4.....	29
Figura 8 Resultados del screening para el pozo Mog- 5.....	30
Figura 9 Resultados del screening para el pozo Mog- 6.....	30
Figura 10 Resultados del screening para el pozo Mog- 7.....	31

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 historial de producción de los pozos del campo Mogo 1 en barriles.....	6
Tabla 2 información física de los pozos	6
Tabla 3 información petrofísica de los pozos	7
Tabla 4 parámetros esenciales para el screening de los pozos.....	7
Tabla 5 criterios de aplicación y diseño para proyectos de Combustión in situ	19
Tabla 6 criterios de aplicación y diseño para proyectos VAPEX.....	19
Tabla 7 criterios de aplicación y diseño para proyectos de calentamiento electromagnético .	20
Tabla 8 criterios de aplicación y diseño para proyectos HASD.	20
Tabla 9 criterios de aplicación y diseño para proyectos CHOPS.	21
Tabla 10 screening para el pozo Mog - 1.....	22
Tabla 11 screening para el pozo Mog - 2.....	22
Tabla 12 screening para el pozo Mog - 3.....	23
Tabla 13 screening para el pozo Mog - 4.....	23
Tabla 14 screening para el pozo Mog - 5.....	24
Tabla 15 screening para el pozo Mog - 6.....	24
Tabla 16 screening para el pozo Mog - 7.....	25
Tabla 17 Denominaciones de los métodos EOR a evaluar	27
Tabla 18 Resultado de los pozos con su respectivo método de aplicabilidad.	32

RESUMEN

El campo Mogo 1 ubicado en el sureste de Australia, descubierto el 27 de octubre de 1996, con una notable presencia de petróleo pesado en pozos exploratorios. Después de muchas veces de analizar los pozos de exploración y decir que los resultados eran muy buenos, en términos de producción, entonces se perforaron 7 pozos. Sin embargo, una mala operación de producción que llevo a tasas muy elevadas hizo que la presión de fondo fluyente bajara drásticamente y en poco tiempo. La necesidad de métodos de recuperación secundaria fue sin duda una prioridad. Aun así, no fue suficiente y es por ello que se realizó este estudio para aplicar un método de recuperación asistida en los diferentes pozos.

Para esto, se decidió hacer un screening de los métodos de recuperación mejorada para cada pozo, incluyendo la comparación de los datos petrofísicos con los parámetros de cada una de las técnicas de recuperación mejorada, y finalmente dar a conocer el método que más se adapte a cada pozo, mediante un análisis cuantitativo y cualitativo que nos proporciona el mejor resultado. Teniendo en cuenta que es un caso práctico, la tasa de compatibilidad es de 100%, es decir para un caso ideal, considerando que se crea un incremento en la producción para este campo.

ABSTRACT

The Mogo 1 field located in south-east Australia, discovered on October 27th, 1996, with a notable presence of heavy oil in exploratory wells. After many times to analyze the exploration wells and say that the results were really good, in production terms, it was possible to drill 7 wells. However, a bad production operation that led to very high rates caused the flowing bottom hole pressure to drop drastically and in a short time. The need for secondary recovery methods was definitely a priority. Even so, it was not enough and that is why this study was carried out to apply an assisted recovery method in the different wells.

For this purpose, it was decided to screening the enhanced recovery methods for each well, including the comparison of the petrophysical data with parameters of each of the enhanced recovery techniques, and finally to present the method that best suits each well, through a

quantitative and qualitative analysis that provides us with the best result. Keeping in mind that it is a practical case, the compatibility rate is 100%, that is, for an ideal case, considering that an increase in production is created for this field.

CAPITULO I

EXPOSICIÓN DEL CASO PRÁCTICO.

1.1 HISTORIA Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MOGO 1 (CAMPO SINTÉTICO).

El campo Mogo 1 está ubicado en el sur - oriente de Australia (ver figura 1). En una cuenca sedimentaria de gran importancia por su complejidad y gran desarrollo económico que representa para el país. Esta cuenca tiene su continuidad en las fronteras aledañas como son Runnyford, Batehaven, Tomakin, Mogendoura, Jeremadra, Buckenbowra y Bahía de Batemans. La ciudad denominada Mogo es muy pequeña a comparación de las ciudades limítrofes ya que solo cuenta con aproximadamente 322 habitantes. Sin embargo, es una ciudad patrimonial de la región costa del estado de Nueva Gales del sur en Australia (*Mogo, Nueva Gales Del Sur - Wikipedia, n.d.*).

Mogo es una de las ciudades que se estableció bajo la fiebre del oro, poco tiempo después del hallazgo de la primera mina en 1851. La mina denominada Bimbimbie fue la última explotada en el año de 1984. Esta ciudad tuvo que sobrevivir por varios años, hasta su revitalización con el descubrimiento de algunos yacimientos petroleros. Uno de los puntos más relevantes que tiene esta ciudad es su gran potencial hidrocarburiífero bajo sus calles y en general a sus alrededores. Teniendo en cuenta que se hallaron varios yacimientos y por consiguiente varios campos, Entre ellos se encuentra el campo de estudio que toma el mismo nombre de la ciudad Campo Mogo 1 (*Mogo Village, n.d.*).

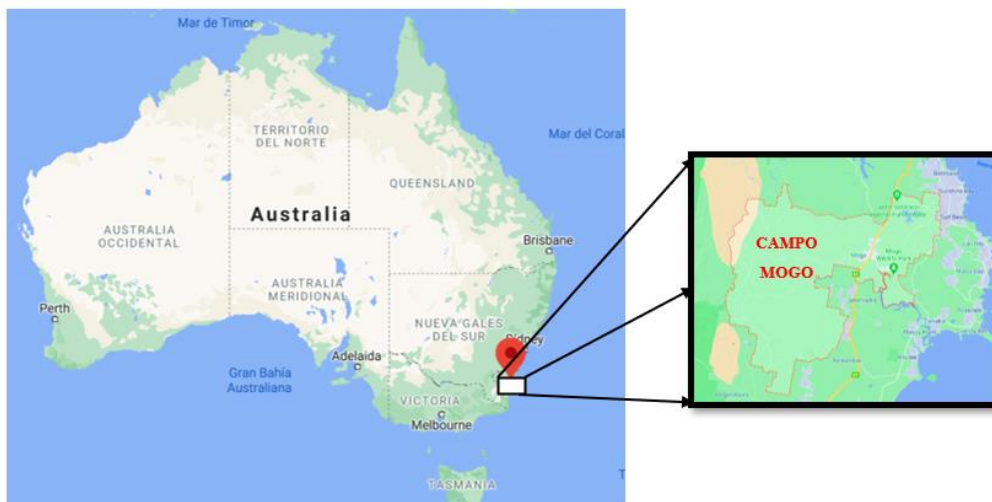


Figura 1 Ubicación del Campo Mogo, tomado de (Map of Mogo in New South Wales - Bonzle Digital Atlas of Australia, n.d.)

El campo Mogo 1 fue descubierto el 27 de octubre de 1996. Por la empresa llamada UPSE Corp. como consecuencia de la perforación de algunos pozos exploratorios. Estos pozos se hacen después de un reconocimiento geológico territorial de la zona antes mencionada. En un área total de 3000 km² de las cuales dieron como zona de interés, evidenciado con la presencia de petróleo pesado en los pozos exploratorios. El grado API varía en un intervalo de 7 a 22° dependiendo de la profundidad de los diversos pozos perforados.

Después de varios análisis de los pozos exploratorios y teniendo en cuenta que el resultado fue muy bueno, hablando en términos de producción, posteriormente se perforan 7 pozos. No obstante, los pozos fueron puestos en funcionamiento ya que la presión y temperatura eran aptos para una buena obtención de petróleo a flujo natural. Es decir, con una producción primaria. Además, se debe considerar que son pozos someros, que fácilmente son operados. Sin embargo, uno de los problemas más comunes de este tipo de pozos es la viscosidad del crudo, ya que nos enfrentamos a un yacimiento de crudo pesado.

A lo largo de la historia del campo Mogo 1 ha sido manipulado y operado por varias compañías, lo cual nos indica que para esa época, las condiciones sociales y económicas del campo eran muy deficientes y no se aseguraba que tuviera una explotación viable. Por esta razón, los primeros pozos tuvieron producciones muy exorbitantes, lo que conllevó a la pérdida de presión y en poco tiempo la necesidad de aplicar métodos de recuperación secundaria. A pesar de ello, no fue suficiente y es por lo cual se hace esta investigación para aplicar un método de recuperación mejorada en los diversos pozos.

1.2 COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS DEL CAMPO MOGO 1

El historial productivo de cada uno de los pozos que se encuentran dentro del campo Mogo 1, contiene la acumulación de datos en orden cronológico para un mayor entendimiento. Sin embargo, para este fin investigativo se coloca solo los datos anuales de producción que se muestran en detalle en la tabla 1. En donde nos podemos dar cuenta la alta productividad de los pozos que presentan y que tenía este campo independientemente de la empresa operadora en determinado momento. La producción de los siete pozos mantenía niveles altos que eran considerados económicamente rentables.

Estos pozos se encuentran a diferentes profundidades y que por consiguiente son estratos son de diferente mineralogía, lo que implica que tiene diversas características en el fluido. De tal

forma, que cada uno tiene su respectivo método de recuperación. Los mecanismos de producción contribuyen a la recuperación primaria, secundaria y terciaria lo que permite observar la caída de la tasa de producción, desatando varios altibajos en el aspecto de la producción en varias etapas de reacondicionamiento, enfocándose siempre en la producción incremental y desarrollar una operación rentable con optimización de los costos operativos.

Además en la historia de este campo, y en su producción detallamos los datos petrofísicos como presión, temperatura, niveles de petróleo y algunos otros parámetros necesarios para dar una solución a la baja productividad que actualmente presenta. También se da a conocer los métodos de levantamiento artificial proporcionado a cada pozo.

A continuación se detalla la producción de los siete pozos del campo.

Tabla 1 historial de producción de los pozos del campo Mogo 1 en barriles

POZO	FECHA								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mog-1 (bbl)	182.865	184.325	182.865	176.660	157.680	143.810	113.150	97.455	52.925
Mog-2 (bbl)	219.365	220.825	219.365	213.160	194.180	180.310	149.650	133.955	89.425
Mog-3 (bbl)	201.115	202.575	201.115	194.910	175.930	162.060	131.400	115.705	71.175
Mog-4 (bbl)	226.665	228.125	226.665	220.460	201.480	187.610	156.950	141.255	96.725
Mog-5 (bbl)	208.415	209.875	208.415	202.210	183.230	169.360	138.700	123.005	78.475
Mog-6 (bbl)	255.865	257.325	255.865	249.660	230.680	216.810	186.150	170.455	125.925
Mog-7	248.565	250.025	248.565	242.360	223.380	209.510	178.850	163.155	118.625

La empresa operadora facilitó la siguiente información (utm) en caso de los pozos y sus respectivas ubicaciones

Tabla 2 información física de los pozos

POZO	Coordenadas en X (ft)	Coordenadas en Y (ft)	TD (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
Mog - 1	700	32'542650.92	500	0	395
Mog - 2	699	32'549212.6	395	0	400
Mog - 3	705	32'539370.08	375	0	410
Mog - 4	633.1	32'549767.06	396	0	395
Mog - 5	715	32'543471.13	450	0	500
Mog - 6	701	32'528313.65	520	0	610
Mog - 7	712	32'508858.27	630	0	780

Para la realización de los procesos es necesario también los datos del campo que más adelante vamos a detallar y las características necesarias para la clasificación y organización de los pozos

Tabla 3 información petrofísica de los pozos

POZO	Temperatura mínima (f)	Temperatura máxima (f)	Gradiente (f/ft)	salinidad	Resistividad del agua <i>Rw</i>	Resistividad del filtrado del lodo <i>Rmf</i>
Mog - 1	75	79	0.015	1.316	4	4.4
Mog - 2	75	79	0.015	1.316	4.2	4.4
Mog - 3	75	79	0.015	1.316	4.2	5
Mog - 4	79	83	0.032	1.316	3.9	5.2
Mog - 5	69	83	0.018	1.316	3.9	4.7
Mog - 6	85	93	0.0098	1.316	3.6	15
Mog - 7	80	87	0.026	1.316	3.7	8.6

Tabla 4 parámetros esenciales para el screening de los pozos

PARAMETRO	Mog - 1	Mog - 2	Mog - 3	Mog - 4	Mog - 5	Mog - 6	Mog - 7
Gravedad API	8	20	9	14	20	17	22
Porosidad%	15	20	50	20	20	30	15
Permeabilidad(mD)	30	100	100	100	100	2500	30
Saturación de Petróleo %	35	55	50	48	54	87	35
Espesor del yacimiento (ft)	150	20	120	45	20	27	75
Profundidad del yacimiento (ft)	5000	4500	3800	1550	4500	1700	5200
Viscosidad (cp)	8000	7500	50	2300	3000	1100	8500
Presión del yacimiento (PSI)	1500	1300	3300	700	950	730	1950

1.3 MANTENIMIENTO, ESTIMULACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Durante la vida productiva de los pozos en el campo Mogo 1 fueron necesario mantenimiento, estimulación o reacondicionamiento para que la productividad no se vea afectada, durante el tiempo que los pozos estuvieron en funcionamiento. Considerando que al comienzo solo se necesitó hacer inspecciones para verificar que todas las herramientas estén en completo

funcionamiento y de vez en cuando se toman muestras de petróleo. Sin embargo, al pasar el tiempo las anomalías eran más frecuentes y se toma la decisión de poner a prueba la producción a través de las estaciones de flujo para determinar ciertas conductas. Es en ese momento donde se encuentra la reducción de la permeabilidad en la cercanía de algunos pozos que presentan arenamiento y/o flujo de agua. Lo que dio lugar a una recuperación secundaria, que no fue del todo eficiente. Es decir, es notable que la producción baje y sea necesario implementar métodos de recuperación mejorada de petróleo. No obstante, este solo es uno de los problemas que presentan los pozos y en ocasiones presentan otras anomalías que hacen que la producción se vea afectada como se detalla más adelante.

1.4 PROBLEMÁTICA

Los hidrocarburos considerados crudo pesados constituyen una fuente cuantiosa de la energía. sin embargo, es costoso para producir a comparación del petróleo liviano o convencional. Considerando que gran parte de los crudos pesados no son recuperables. No obstante, en los últimos años el incremento de la demanda energética ha convertido el petróleo pesado en un recurso viable. Uno de los ejemplos es el campo Mogo 1 que en los principios del desarrollo tenía un alto rendimiento en cuento a la producción de cada pozo. (Schlumberger, 2016)

Teniendo en cuenta la alta viscosidad y densidad de este crudo. Los métodos de producción se vuelven ineficaces o incluso pierden el nivel de producción. Por tal razón la baja productividad en el campo Mogo 1 y sus diferentes anomalías respecto la baja presión del yacimiento por agotamiento de las reservas influyen a la baja producción. Además, de la alta viscosidad del fluido y el arenamiento en uno de los pozos.

Para este problema se decide hacer un screening de los métodos de recuperación mejorada para cada uno de los pozos, el cual consiste en comparar los datos petrofísicos del pozo con los parámetros de cada técnica de recuperación mejorada y que al final de como resultado el mejor método de acuerdo con el porcentaje de compatibilidad, para generar un aumento en la producción del campo. La empresa que actualmente opera este campo le pide a la compañía denominada Jeison S.A que es una de las empresas influyentes respecto a la toma de decisiones, con proyectos que involucran las múltiples áreas petroleras que haga una investigación exhaustiva respecto a lo ocurrido.

La empresa mencionada se ha dado cuenta de la deficiencia en la tasa de producción del campo Mogo 1, para lo cual dicho campo entrara en estado de evaluación, debido a eso le solicito a la empresa operadora la información necesaria para dar una solución, con la intención incrementar la tasa de producción y el factor de recobro mediante un screening de los diferentes métodos de recuperación mejorada dando a conocer el método que más se adapte a cada pozo de estudio.

CAPITULO II

RESOLUCIÓN DEL CASO PRÁCTICO

Se pide que la empresa Jeison S.A aumente la tasa de producción y el factor de recobro mediante el screening para el campo Mogo 1 y además nos diga que sistemas de recuperación terciaria es mejor para cada pozo según sus características petrofísicas.

A través de esta investigación se pretende seleccionar el método más adecuado de recuperación mejorada, mediante un método cualitativo rápido (screening), para aplicarse al campo Mogo 1 con la finalidad antes mencionada.

Erick Balderas en la “Preselección de procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos para yacimientos petroleros” habla de los diferentes efectos positivos que tuvo la recuperación asistida a nivel mundial en los diferentes campos que fueron aplicados, una de las características principales de estos campos es que el crudo es pesado lo cual lo podemos asociar con el campo Mogo 1, teniendo en cuenta que cada campo es diferente y los métodos ideales pueden cambiar. Sin embargo, aún no se han implementado metodologías de selección óptimas, que permitan la evaluación de los métodos Enhanced Oil Recovery (EOR) y su posterior clasificación de acuerdo con su porcentaje de factibilidad.

El presente trabajo tiene el propósito de recolectar información relacionada con los diferentes métodos de recuperación mejorada, que en la actualidad es de gran importancia puesto que el porcentaje de recobro primario y secundario solo tiene un 35% del petróleo en el yacimiento (PETROLERA, 2008), lo que hace necesario la implementación de estos métodos EOR, adicionalmente la mayor parte de las reservas son petróleos pesados, los cuales tienen su nivel de dificultad al momento de producirse además del incremento del costo, La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles, caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico (ARENAS, 2016).

En este contexto se realiza este trabajo y su debida comparativa para una óptima recuperación aplicada al campo Mogo 1, que tiene una deficiencia en la producción, de tal forma se pretende incrementar la tasa de producción y disminuir costos con la mejor elección del método EOR, de acuerdo con las características que presenta este campo, el mismo que tiene reservas considerables de crudo pesado, las cuales se pueden extraer aplicando el método más adecuado de recuperación mejorada.

2.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA APLICADOS A LOS POZOS DEL CAMPO MOGO 1

2.1.1 Combustión In Situ ISC (In Situ Combustion)

Consiste en inyectar oxígeno al yacimiento, el crudo se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común de introducir oxígeno en el yacimiento. Con la energía térmica que se genera se dan o se establecen una serie de reacciones químicas tales como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización; que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, que hacen que la resistencia al desplazamiento del crudo disminuya y así este puede desplazarse mejor desde la zona de combustión hacia los pozos de producción (González & Pérez Gabriela., 2013).

Este proceso se puede lograr con la fusión de ciertos factores significativos.

1. La presencia de combustible, que en este caso son los componentes más pesados del crudo.
2. La presencia de oxígeno.
3. Se deben dar ciertas condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento.

En consecuencia, la ignición (inicio de la combustión de petróleo combustible) puede ser de forma espontánea (si el yacimiento aporta la temperatura mínima de combustión) o inducida, es decir a través de métodos de precalentamiento del yacimiento, que se utilizan para obtener la condición de temperatura adecuada para que haya ignición. Luego es calentado los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión (González & Pérez Gabriela., 2013).

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento, denominadas:

1. *Combustión Convencional o Hacia Delante (Forward Combustion)*
2. *Combustión en Reverso o Contra Corriente (Reverse Combustion).*

2.1.2 Extracción de vapor VAPEX (vapor extraction)

Butler (1989), utilizó la combinación de un pozo inyector y productor horizontal análogo al proceso SAGD con el fin de obtener mayor área entre el solvente inyectado y el crudo producido permitiendo mayor interacción entre los fluidos y un mayor efecto del drenaje por gravedad. Introduciéndose el término VAPEX (vapor extraction) es una mezcla de gases condensables y no condensables (por ejemplo, CH₄ a C₄ H₁₀, tal vez de CO₂, N₂ y otros...) son utilizados para difundirlos en el 55% crudo pesado y así reducir su viscosidad y también causan la hinchazón de petróleo. Los enfoques de VAPEX se pueden integrar a los enfoques SAGD de diversas maneras, como montar en ciclo entre el vapor y los gases miscibles, utilizando una mezcla de gases con el vapor de agua caliente, VAPEX mediante inyección de gas caliente, y así sucesivamente (TORRES ZAMBRANO, 2018); A continuación, se muestra en la figura 2.

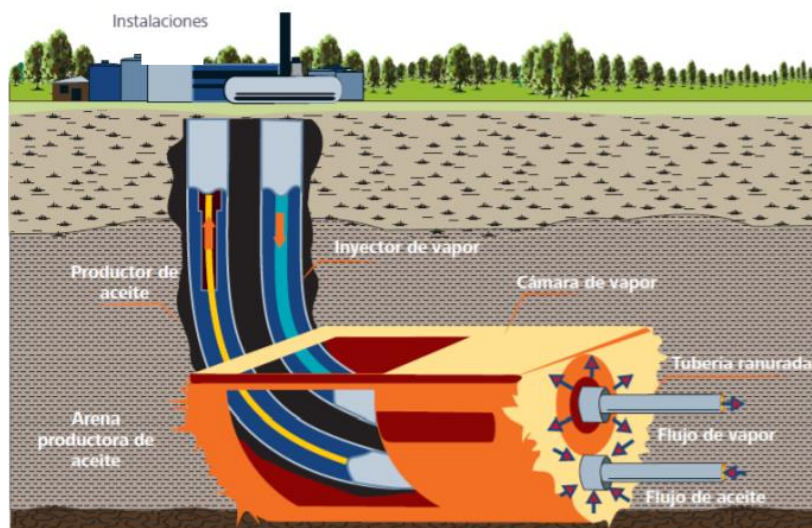


Figura 2 Proceso Vapex tomado de (González & Pérez Gabriela., 2013)

El uso de solventes puede inducir precipitación de asfáltenos y en algunos casos podría bloquear el flujo de crudo en la formación. No obstante, este tema es controversial y requiere más investigación. Otros factores que afectan y determinan la eficiencia de VAPEX son la transferencia de masa, la difusión molecular, la dispersión mecánica, la altura de drenaje, la heterogeneidad de yacimiento, la distancia entre pozos y la humectabilidad del medio poroso. Debido a la variedad de los métodos de recuperación existentes, se hace una evaluación del

yacimiento para saber cuál es el método de recobro más adecuado. (González & Pérez Gabriela., 2013)

2.1.3 Calentamiento Electromagnético (electromagnetic heating)

El Calentamiento Electromagnético consiste en un conjunto de electrodos que se colocan en el fondo del pozo con el fin de hacer fluir o enviar ondas electromagnéticas hacia la formación con la finalidad de calentar el agua de la formación y a su vez al crudo que allí se encuentre para de esta manera disminuir su viscosidad y mejorar la movilidad de este hacia los pozos productores (*Calentamiento Electromagnético / Oilfield Glossary*, n.d.); El método se muestra en la figura 3.

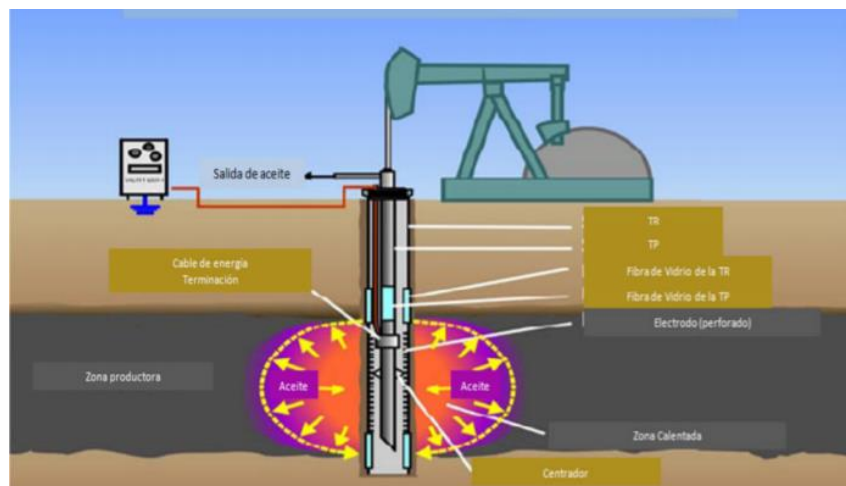


Figura 32 Calentamiento Electromagnético tomado de (González & Pérez Gabriela., 2013)

Dentro de los Métodos Térmicos se encuentra el Método de Calentamiento Eléctrico ya sea por Resistividad Eléctrica o por Inducción Eléctrica. La Electro-Recuperación Mejorada de petróleo (EEOR, por sus siglas en inglés, Electro-Enhanced Oil Recovery) es una tecnología relativamente nueva que puede mejorar significativamente la recuperación de petróleo con costos inferiores (Cazorla C. Johan J., 2011).

La transferencia de energía electromagnética hacia el yacimiento ha demostrado ser un medio eficaz para proporcionar el calor necesario, de manera que se genera un proceso electroquímico en donde la energía térmica proveniente de las ondas electromagnéticas se convierte en calor por medio de los electrodos de los cuales fluye corriente hacia la formación, la selección, ubicación y espaciado correcto de los electrodos se puede obtener un control considerable sobre el camino del flujo de corriente y sobre todo sobre el perfil de temperaturas que registrara

la formación. Existen 2 variantes del método de Calentamiento electromagnético: Método Resistivo, Método Inductivo (González & Pérez Gabriela., 2013).

2.1.3.1 Método Resistivo

Consiste en un electrodo colocado dentro del revestidor (el cual es aislado hasta la zona productiva y desde allí se hace fluir una corriente eléctrica hacia el yacimiento a través del revestimiento (PÉREZ et al., 2008).

2.1.3.2 Método Inductivo

Una variación de la frecuencia de la energía de calentamiento es lo que se conoce como calentamiento por inducción, el cual se consigue colocando el bobinado primario de un transformador de corriente en el interior del revestidor en el fondo del pozo, de allí grandes corrientes inducidas resistivamente calientan el 60% revestidor y el calor se transfiere a la formación a través de conducción térmica. En general para los dos métodos se aplicarlo cuando se tienen permeabilidades muy bajas y espesores menores a 10 metros ya que es un método en donde no se inyecta materiales, ni fluidos al reservorio, sino que consiste en una estimulación térmica a través de ondas con el fin de calentar y mejorar la movilidad del crudo (González & Pérez Gabriela., 2013).

El Calentamiento Eléctrico adiciona energía extraña al yacimiento propiciando que las propiedades roca-fluidos se modifiquen. Por esta razón puede considerarse como un Método de Recuperación Mejorada, ya que, concretamente.

- Reduce la viscosidad del petróleo
- Hinchaba el petróleo
- Incrementa la permeabilidad efectiva del petróleo
- Aumenta aparentemente la permeabilidad absoluta

2.1.4 Inyección de vapor de forma alterna entre pozos Horizontales HASD (Horizontal Alternate Steam Drive)

Combina la Inyección Cíclica y Continua de Vapor usando pozos horizontales, es una de las mejores opciones para mejorar la recuperación de crudos pesados y extrapesados en arenas con poco espesor. La configuración HASD consta del uso de un patrón repetitivo de dos pozos

horizontales, paralelos entre sí, colocados en la zona baja del yacimiento con un espaciamiento similar al utilizado en SAGD. Se considera que se ha realizado un ciclo cuando los pozos han cumplido con su función de inyección y producción de forma consecutiva (Felipe Jesús Lucero Aranda, n.d.).

2.1.4.1 *Proceso*

El vapor es inyectado continuamente por un período que puede durar de días a meses y luego del cual viene un corto período de descanso (cierre de los pozos inyectores), durante el cual las presiones dentro del yacimiento tienden a estabilizarse, mientras los pozos se preparan para cambiar sus funciones. Cada pozo sería inyector y productor en forma alternada, como en el proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales, pero los períodos de inyección y producción serían iguales y coordinados entre pozos vecinos: cuando un pozo cambia a inyector, su vecino cambia a productor, activándolos para un período de tiempo igual al de la primera mitad del ciclo. En consecuencia, el número de inyectores y el de productores permanece constante en todo el tiempo del proyecto. Se considera que el período típico para cambiar del modo inyector al productor puede estar en alrededor de 6 meses (González & Pérez Gabriela., 2013); El esquema de HASD se puede observar a continuación en la figura 4.

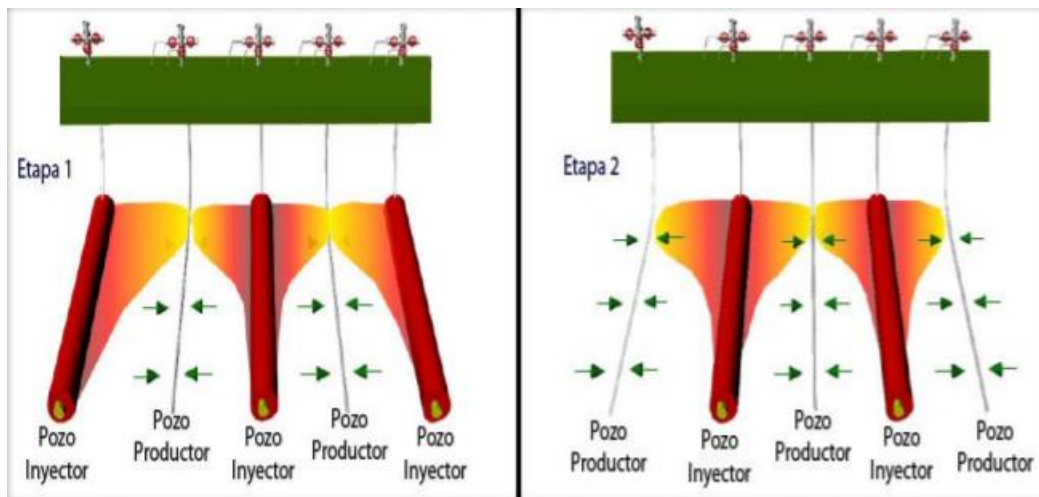


Figura 4 Esquema del proceso HASD tomado de (González & Pérez Gabriela., 2013)

En el proceso HASD la inyección periódica de vapor aumentará la temperatura y mejorará el contraste de movilidad entre el agua y el petróleo alrededor del pozo productor, pero el yacimiento es sometido a un importante gradiente de presión.

2.1.5 Producción en frío de petróleo pesado y arena (CHOPS)

El método CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) o Producción en Frío de petróleo Pesado con Arena, involucra el influjo deliberado de arena al pozo, con una producción continua de petróleo con cantidades sustanciales de arena junto con él a lo largo de muchos años. CHOPS requiere mantener grandes cantidades de arenas en todas las fases de la producción; esto es un concepto radicalmente distinto a los métodos de producción de petróleo convencionales. También existen procesos físicos que ocurren en el yacimiento que son completamente distintos a la producción convencional (comportamiento de petróleo espumado, redistribución de los esfuerzos, licuefacción de la arena). Es un método de producción primaria debido a que explota la energía natural del yacimiento: energía de la disolución y expansión del gas, y del efecto vertical de la sobrecarga (DORADOR RODRÍGUEZ ELMA ROSA. & GONZÁLEZ GUTIÉRREZ INGRID PATRICIA., 2014).

2.1.5.1 Proceso

El método CHOPS es un proceso no térmico para producir petróleo pesado. En este método, la producción continua de arena mejora la recuperación de petróleo pesado del yacimiento. En muchos casos, se forman agujeros de gusano en el yacimiento de arenas no consolidadas, incrementando la productividad, el factor de recuperación de petróleo oscila entre 10 y 20%. En la mayoría de los casos, se utiliza un sistema artificial de producción para levantar el petróleo y la arena, como Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) (DORADOR RODRÍGUEZ ELMA ROSA. & GONZÁLEZ GUTIÉRREZ INGRID PATRICIA., 2014).

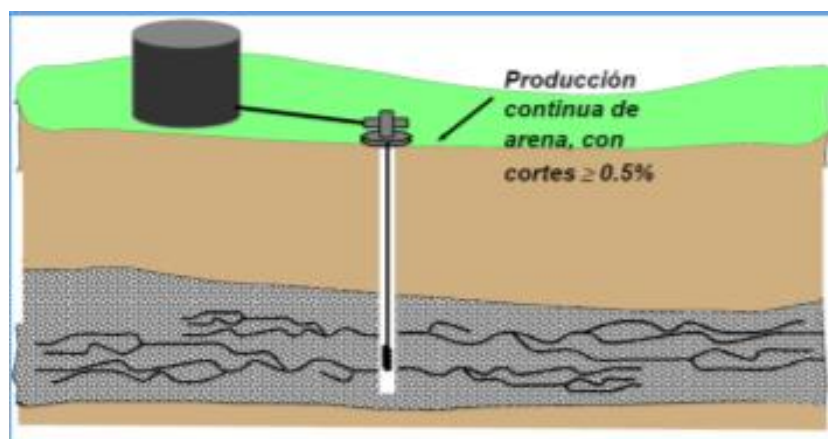


Figura 53 Configuración típica de un pozo CHOPS tomado de (González & Pérez Gabriela., 2013)

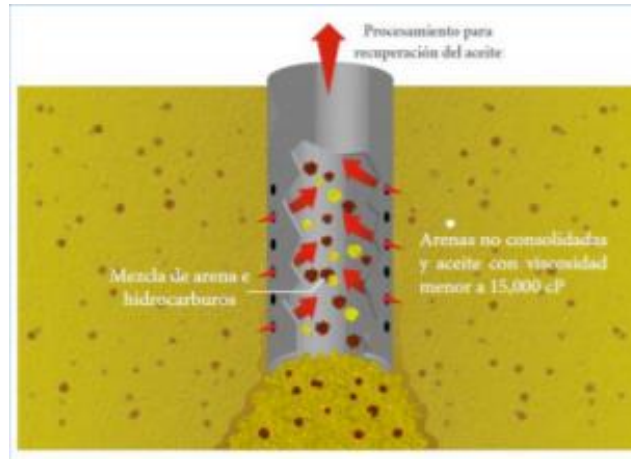


Figura 6 Entrada de arena al pozo CHOPS tomado de (González & Pérez Gabriela., 2013)

CHOPS implica permitir la entrada de arena a propósito durante el procedimiento de terminación del pozo y mantener el influjo de arena durante la vida productiva del mismo, separar la arena del petróleo, y finalmente desechar la arena. No se utilizan dispositivos que impidan la entrada de arena al pozo (liners, empaques de grava) y no se utilizan filtros ni separadores a alta presión en superficie. La arena se produce junto con el petróleo, agua y gas, y se separa del petróleo por asentamiento antes de que el crudo sea enviado a instalaciones de procesamiento (Barreto, 2011).

2.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO

En esta sección se analiza la fase inicial de la evaluación del proceso. Los parámetros del campo Mogo 1 se evalúan para determinar su aplicabilidad a cada uno de estos métodos de EOR descritos anteriormente. Estos criterios de selección se comparan rápidamente para ver qué procesos obviamente no tienen sentido o serían una pérdida de tiempo aplicarlos.

Los procesos de EOR considerados se clasificaron en orden de efectividad decreciente mientras que para cada uno de los pozos se destacan los métodos más atractivos. Los resultados de esta selección son el foco principal de este informe y se analizarán en el capítulo siguiente.

Tabla 5 criterios de aplicación y diseño para proyectos de Combustión in situ

PARÁMETRO	VALOR
Gravedad API	8 - 27
Porosidad %	15
Permeabilidad (mD)	30
Saturación de petróleo %	35
Espesor del yacimiento (ft)	>200 <10
Profundidad del yacimiento (ft)	<200 >14000
Viscosidad (cp)	2 a 50000
Presión del yacimiento (PSI)	10 a 2000
Transmisibilidad (mD*ft/cp)	>20
Presencia de arcillas	Bajo
Presencia de acuífero	Desfavorable
Presencia de capa de gas	Desfavorable
Factor de recobro %	20-60

Tabla 6 criterios de aplicación y diseño para proyectos VAPEX.

PARÁMETRO	VALOR
Gravedad API	8 a 20
Porosidad %	20
Permeabilidad (mD)	100
Permeabilidad horizontal (mD)	1000
Saturación de petróleo %	48
Espesor del yacimiento (ft)	Mayores a 30
Profundidad del yacimiento (ft)	300 a 5000
Viscosidad (cp)	Mayores 1000
Presión del yacimiento (psi)	150 a 2000
Temperatura (°f)	50
Composición	Beneficios de fractura
Presencia de arcillas	No Limitante
Presencia de acuífero	Favorable
Presencia de capa de gas	No limita
Factor de recobro %	75 a 95

Tabla 7 criterios de aplicación y diseño para proyectos de calentamiento electromagnético

PARÁMETRO	VALOR
Gravedad API	Mayores 7
Porosidad %	No limitante
Permeabilidad (mD)	Bajas
Permeabilidad horizontal (mD)	No limitante
Saturación de petróleo %	50
Espesor del yacimiento (ft)	Muy grandes
Profundidad del yacimiento (ft)	No limitantes
Viscosidad (cp)	50
Presión del yacimiento (psi)	No limitante
Temperatura (°f)	50
Presencia de arcillas	No Limitante
Presencia de acuífero	No limita
Presencia de capa de gas	No limita
Factor de recobro %	20 - 50

Tabla 8 criterios de aplicación y diseño para proyectos HASD.

PARÁMETRO	VALOR
Gravedad API	20
Porosidad %	20
Permeabilidad (mD)	100
Saturación de petróleo %	mayor 40
Espesor del yacimiento (ft)	20
Profundidad del yacimiento (ft)	Mayor 4500
Viscosidad (cp)	50 a 800
Presión del yacimiento (psi)	Menores 1800
Composición	Afectan las fracturas
Presencia de arcillas	Limitante
Presencia de acuífero	Limitante
Presencia de capa de gas	Limitante
Factor de recobro %	65

Tabla 9 criterios de aplicación y diseño para proyectos CHOPS.

PARÁMETRO	VALOR
Gravedad API	10 - 22
Porosidad	28 a 32
Permeabilidad	1000 a 4000
Espesor del yacimiento	5 a 12 metros
Profundidad del yacimiento	500 a 650 metros
Viscosidad (cp)	1000 a 1200
Presión del yacimiento	600 a 900 psi
Temperatura	20 a 25 °c
Saturación de petróleo	87
Saturación de agua	13
Salinidad	600000 ppm

2.3 APLICACIÓN DEL MÉTODO

En este apartado se procede al realizar la comparativa o screening de los parámetros del yacimiento, datos esenciales para la consideración en cada uno de los métodos de estudio. Para ello se tiene en cuenta los datos petrofísicos de cada uno de los pozos y se hace el respectivo tamizado. Los resultados que se presentan fueron hechos en un documento Excel que nos ayuda a dar respuesta a la problemática que se planteó al inicio del documento.

Los resultados están dados por EXCELENTE, NO APLICA y NO.

Excelente: la información puesta en consideración y evaluación está dentro del rango determinado por los parámetros de cada método de recuperación mejorada establecidos en el apartado anterior.

No aplica: los datos puestos a prueba en el screening no alcanzan el rango determinado

No: la información evaluada sobrepasa el intervalo de los parámetros de los métodos

A continuación se muestra la información detallada del resultado obtenido de cada uno de los pozos puestos a prueba por el método de screening para elegir el mejor método de recuperación mejorada teniendo en cuenta los datos petrofísicos dados en el primer capítulo.

Tabla 10 screening para el pozo Mog - 1

POZO MOG - 1

PARÁMETRO	Valores	Combustión Insitu	Vapex	Calentamiento electromagnético	HASD	CHOPS
Gravedad API	8	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
Porosidad %	15	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
Permeabilidad (mD)	30	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
Saturación de petróleo %	35	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Espesor del yacimiento (ft)	150	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO
Profundidad del yacimiento (ft)	5000	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO
Viscosidad (cp)	8000	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO	NO
Presión del yacimiento (PSI)	1500	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO

Tabla 11 screening para el pozo Mog - 2

POZO MOG - 2

PARÁMETRO	Valores	Combustión Insitu	Vapex	Calentamiento electromagnético	HASD	CHOPS
Gravedad API	20	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Porosidad %	20	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Permeabilidad (mD)	100	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Saturación de petróleo %	55	NO	NO	NO	EXCELENTE	NO APLICA
Espesor del yacimiento (ft)	20	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA	EXCELENTE	EXCELENTE
Profundidad del yacimiento (ft)	4500	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO
Viscosidad (cp)	7500	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	EXCELENTE	NO
Presión del yacimiento (PSI)	1300	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO

Tabla 12 screening para el pozo Mog - 3

POZO MOG - 3

PARÁMETRO	Valores	Combustión	Vapex	Calentamiento	HASD	CHOPS
		Insitu		electromagnético		
Gravedad API	9	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
Porosidad %	50	NO	NO	EXCELENTE	NO	NO
Permeabilidad (mD)	100	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Saturación de petróleo %	50	NO	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Espesor del yacimiento (ft)	120	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO
Profundidad del yacimiento (ft)	3800	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	NO
Viscosidad (cp)	50	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Presión del yacimiento (PSI)	3300	NO	NO	EXCELENTE	NO	NO

Tabla 13 screening para el pozo Mog - 4

POZO MOG - 4

PARÁMETRO	Valores	Combustión	Vapex	Calentamiento	HASD	CHOPS
		Insitu		electromagnético		
Gravedad API	14	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE
Porosidad %	20	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Permeabilidad (mD)	100	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Saturación de petróleo %	48	NO	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE	NO APLICA
Espesor del yacimiento (ft)	45	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	NO	NO
Profundidad del yacimiento (ft)	1550	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
Viscosidad (cp)	2300	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	EXCELENTE	NO
Presión del yacimiento (PSI)	700	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE

Tabla 14 screening para el pozo Mog - 5

POZO MOG - 5

PARÁMETRO	Valores	Combustión	Vapex	Calentamiento	HASD	CHOPS
		Insitu		electromagnético		
Gravedad API	20	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Porosidad %	20	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Permeabilidad (mD)	100	NO	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA
Saturación de petróleo %	54	NO	NO	NO	EXCELENTE	NO APLICA
Espesor del yacimiento (ft)	20	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA	EXCELENTE	EXCELENTE
Profundidad del yacimiento (ft)	4500	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO
Viscosidad (cp)	3000	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	EXCELENTE	NO
Presión del yacimiento (PSI)	950	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO

Tabla 15 screening para el pozo Mog - 6

POZO MOG - 6

PARÁMETRO	Valores	Combustión	Vapex	Calentamiento	HASD	CHOPS
		Insitu		electromagnético		
Gravedad API	17	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE
Porosidad %	30	NO	NO	EXCELENTE	NO	EXCELENTE
Permeabilidad (mD)	2500	NO	EXCELENTE	NO	NO	EXCELENTE
Saturación de petróleo %	87	NO	NO	NO	EXCELENTE	EXCELENTE
Espesor del yacimiento (ft)	27	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA	NO	EXCELENTE
Profundidad del yacimiento (ft)	1700	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE
Viscosidad (cp)	1100	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	EXCELENTE	EXCELENTE
Presión del yacimiento (PSI)	730	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE

Tabla 16 screening para el pozo Mog - 7

POZO MOG - 7

PARÁMETRO	Valores	Combustión	Vapex	Calentamiento	HASD	CHOPS
		Insitu		electromagnético		
<i>Gravedad API</i>	22	EXCELENTE	NO	EXCELENTE	NO	EXCELENTE
<i>Porosidad %</i>	15	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
<i>Permeabilidad (mD)</i>	30	EXCELENTE	NO APLICA	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA
<i>Saturación de petróleo %</i>	35	EXCELENTE	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
<i>Espesor del yacimiento (ft)</i>	75	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO
<i>Profundidad del yacimiento (ft)</i>	5200	EXCELENTE	NO	EXCELENTE	NO	NO
<i>Viscosidad (cp)</i>	8500	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO	NO
<i>Presión del yacimiento (PSI)</i>	1950	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	NO	NO

CAPITULO III

ANÁLISIS DE RESULTADOS

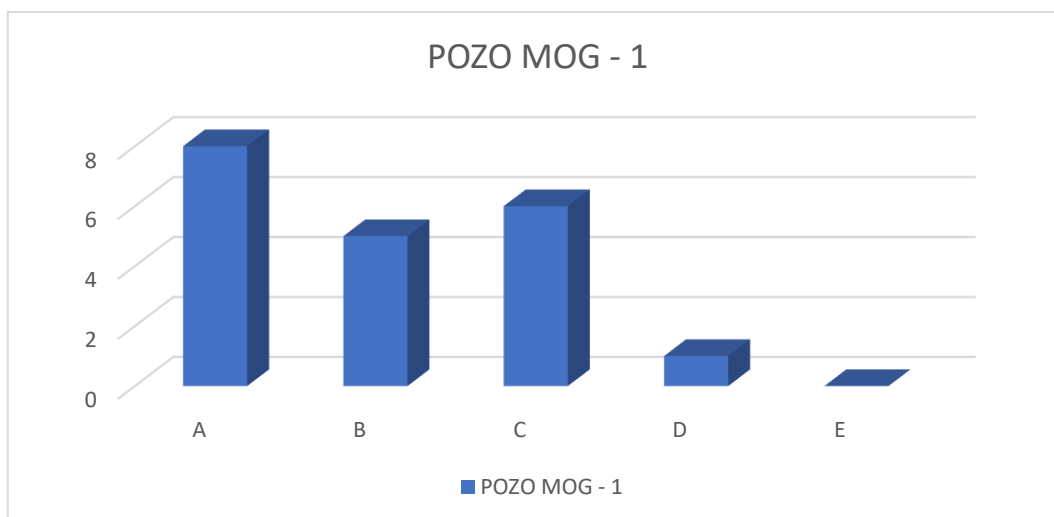
3.1 ANÁLISIS CUANTITATIVO

Para un análisis más detallado se realizaron gráficos de barras con los resultados de cada análisis para generar un mayor entendimiento. Para esto se debe tener en cuenta que son 8 parámetros (gravedad API, porosidad (%), permeabilidad (mD), saturación de petróleo (%), espesor del yacimiento (ft), profundidad del yacimiento (ft), viscosidad (cp), presión del yacimiento (PSI)) los que se están evaluando en cada pozo, por lo tanto 8 es el 100% de compatibilidad con alguno de los siguientes métodos de recuperación mejorada.

Tabla 17 Denominaciones de los métodos EOR a evaluar

NOTACIÓN	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA
(A)	COMBUSTION IN SITU
(B)	VAPEX
(C)	CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO
(D)	HASD
(E)	CHOPS

Figura 4 Resultados del screening para el pozo Mog- 1

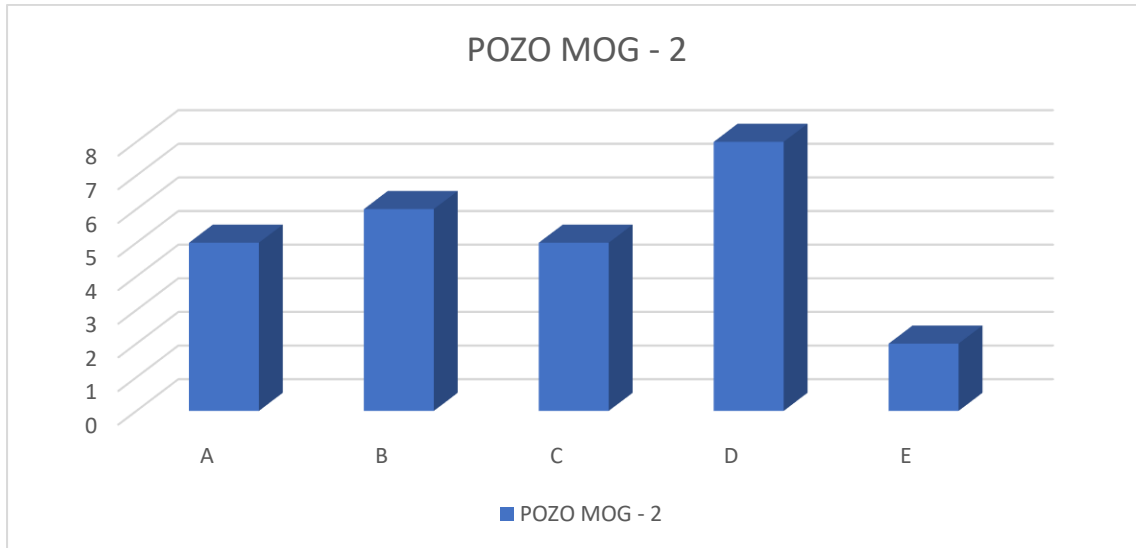


La gráfica muestra en detalle el screening realizado al pozo Mog – 1, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que dio como resultado un 100% con el método

(A), un 62.5% con el método (B), un 75% con el método (C), un 12.5% con el método (D) y por último obtuvo un 0% con el método (E).

Por lo cual concluimos que el mejor método es el (A) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

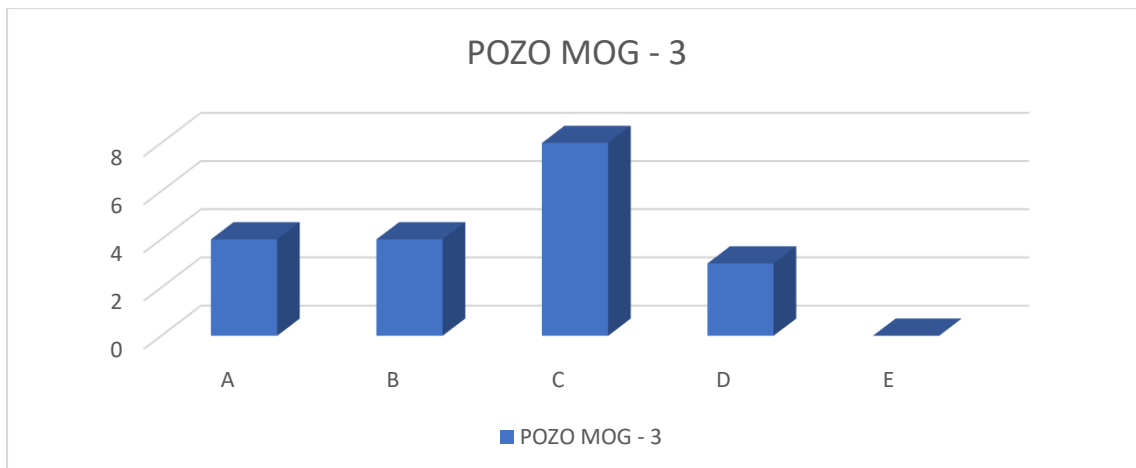
Figura 5 Resultados del screening para el pozo Mog- 2



Esta figura muestra en detalle el cribado del método de recuperación mejorado en el pozo Mog- 2, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que dio como resultado un 62.5% con el método (A), un 75 con el método (B), un 62.5% con el método (C), un 100% con el método (D) y por último obtuvo un 25% con el método (E).

Por esa razón concluimos que el mejor método es el (D) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

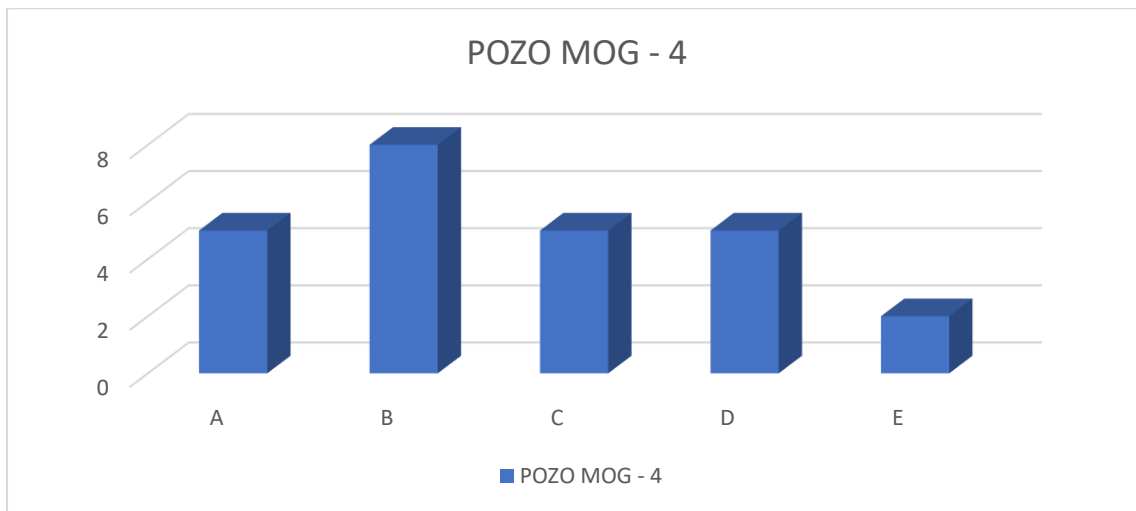
Figura 6 Resultados del screening para el pozo Mog- 3



La gráfica da a conocer en detalle el screening realizado al pozo Mog – 3, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que dio como resultado un 50% con el método (A), un 50% con el método (B), un 100% con el método (C), un 37.5% con el método (D) y por último obtuvo un 0% con el método (E).

Por ello damos la conclusión que el mejor método es el (C) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

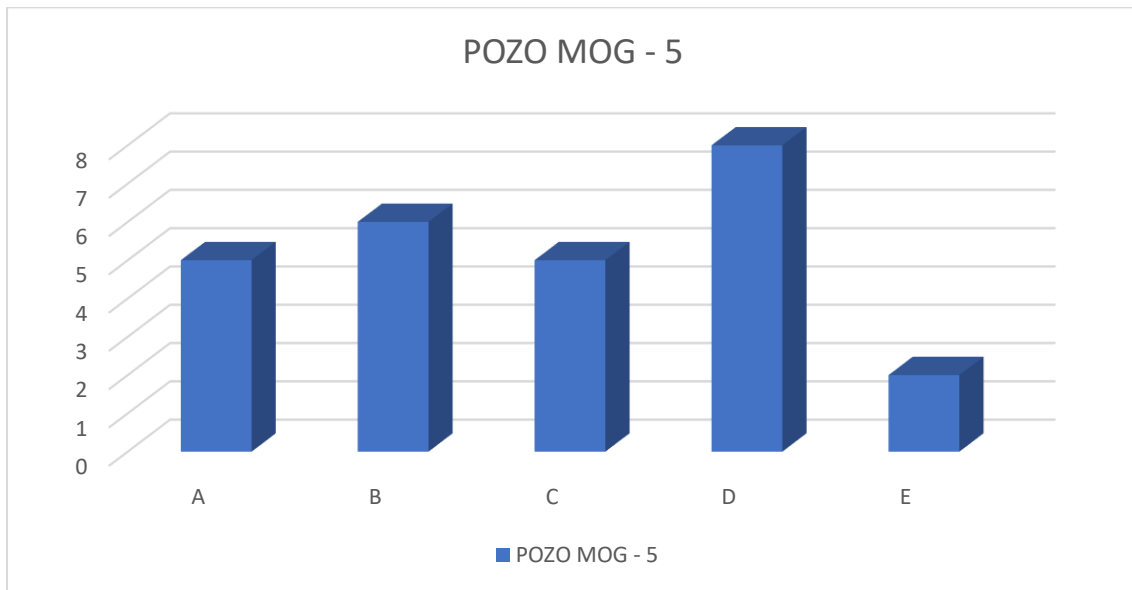
Figura 7 Resultados del screening para el pozo Mog- 4



Mediante el esquema se detalla el screening realizado al pozo Mog – 4, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que dio como resultado un 62.5% con el método (A), un 100% con el método (B), un 62.5% con el método (C), un 62.5% con el método (D) y por último obtuvo un 25% con el método (E).

Por consiguiente concluimos que el mejor método es el (B) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

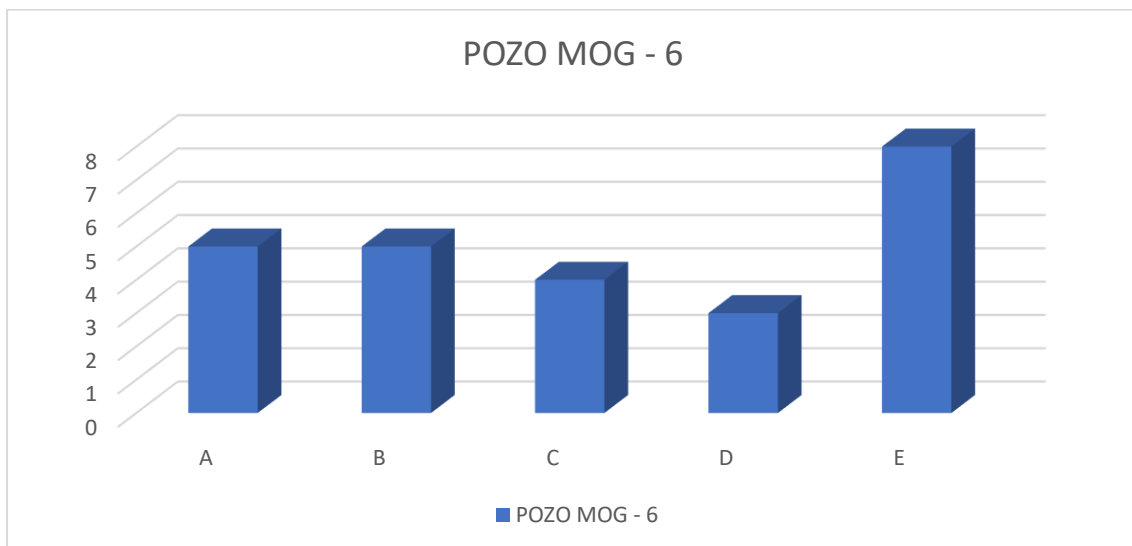
Figura 8 Resultados del screening para el pozo Mog- 5



El gráfico de barras nos muestra en detalle el screening realizado al pozo Mog – 5, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que dio como resultado un 62.5% con el método (A), un 75% con el método (B), un 62.5% con el método (C), un 100% con el método (D) y por último obtuvo un 25% con el método (E).

De tal forma que el mejor método es el (D) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

Figura 9 Resultados del screening para el pozo Mog- 6

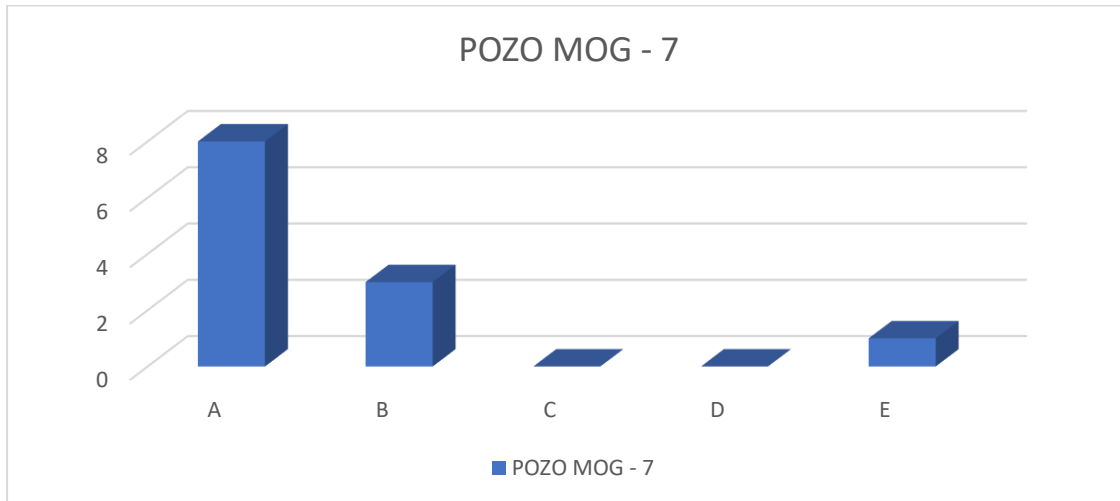


El esquema evidencia en detalle el screening realizado al pozo Mog – 6, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que dio como resultado un 62.5% con el método

(A), un 62.5% con el método (B), un 50% con el método (C), un 37.5% con el método (D) y por último obtuvo un 100% con el método (E).

Por este motivo concluimos que el mejor método es el (E) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

Figura 10 Resultados del screening para el pozo Mog- 7



El gráfico de barras expone en detalle el screening realizado al pozo Mog – 7, de los métodos de recuperación mejorada y la compatibilidad que proyectó un resultado del 100% para el método (A), mientras que para el método (B) se obtuvo un porcentaje de 37.5%, para el método (C y D) un valor del 0%, por último se obtuvo un 12.5% con el método (E).

En síntesis el mejor método aplicarse es el (A) por su compatibilidad con las propiedades petrofísicas.

3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO

Como resultado del caso práctico, es posible concluir que la baja productividad del campo está asociada al declive natural de presión del mismo y las características del fluido presente, por lo tanto, es necesario implementar métodos de recuperación mejorada (EOR) para el aprovechamiento de los recursos, en este contexto se analizaron siete pozos del campo Mogo-1, y por medio de sus características petrofísicas se desarrolló un screening para evaluar la viabilidad de los métodos EOR descritos en este trabajo.

De los pozos evaluados en el screening, el pozo MOG-1 y MOG-7 son propicios para una recuperación mejorada mediante la técnica de combustión in-situ, debido a que presentan características idóneas para su aplicación, puesto que en el screening se obtuvo un 100% de aplicabilidad.

Con el método VAPEX el pozo MOG-4 presenta un buen escenario para una recuperación mejorada por medio de este método, ya que es factible 100%.

El pozo MOG-3 es apto para el método por calentamiento electromagnético, presentado una compatibilidad del 100%.

La técnica de HASD puede ser aplicada en los pozos MOG-2 y MOG-5 por presentar rasgos que van acordes a los parámetros de aplicación del método.

Para el pozo MGO-6 tuvo un valor de 100% para ser intervenido con el método de CHOPS.

Para una mejor apreciación de los resultados antes descritos, se desarrolla la siguiente tabla:

Tabla 18 Resultado de los pozos con su respectivo método de aplicabilidad.

POZO	MÉTODOS EOR				
	Combustión in-situ	VAPEX	Calentamiento electromagnético	HASD	CHOPS
MOG-1	X				
MOG-2				X	
MOG-3			X		
MOG-4		X			
MOG-5				X	
MOG-6					X
MOG-7	X				

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Se presentó el screening para cada uno de los pozos en el campo Mogo 1, de tal forma que los resultados obtenidos presentan aplicabilidad en los métodos de recuperación mejorada de petróleo que fueron expuestos a lo largo del trabajo, se da a conocer que los métodos más usados son el de HASD y el de Combustión In-situ ya que los parámetros son más comunes entre los pozos en estudio e ideales para los pozos Mog-1, Mog-7 y los pozos Mog-2, Mog-5 respectivamente.

Los métodos de VAPEX, CHOPS y calentamiento electromagnético tienen menos posibilidades de ser aplicables ya que cuentan con parámetros más complejos. Sin embargo los pozos Mog-4, Mog-6 y Mog-3 cumplen con estos requisitos respectivamente en ese orden, asimismo la efectividad de cada método hace que el pozo incremente la producción y en general la del campo.

El modelo de screening que se generó para el screening nos ayuda a identificar si un pozo es apto para la recuperación mejorada mediante los métodos planteados. El método de screening se basa en la comparativa de las características que el pozo presenta y los parámetros ya establecidos de cada uno de los procesos de recuperación mejorada ya que cada pozo es único en las condiciones de reservorio y petróleo.

4.2 RECOMENDACIONES

Es de vital importancia que las unidades establecidas en los parámetros de cada método estén descritas en los mismos que las del pozo, para que el criterio de selección pueda ser usado de la mejor manera y que no proporcione un error.

Contar con la información necesaria como es el historial del pozo candidato para el análisis, de manera que podamos identificar la factibilidad del método que se aplicara en el pozo.

Hacer una recomendación relacionado a que se debe hacer un análisis de los costos de la implementación de cada método EOR para analizar su rentabilidad.

CAPITULO V

BIBLIOGRAFÍA

ARENAS, E. (09 de FEBRERO de 2016). *UNIVERSIDAD SERGIO ARBOLEDA*. Obtenido de <https://www.usergioarboleda.edu.co/escuela-de-negocios-prime/noticias/crudos-pesados/>

PETROLERA, L. C. (04 de OCTUBRE de 2008). *LA COMUNIDAD PETROLERA*. Obtenido de <https://lacomunidadpetrolera.com/2008/10/mtodos-de-recuperacin-secundaria-y-2.html>

Barreto, D. (2011). *C.H.O.P.S.* -. <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/chops.html>

calentamiento electromagnético | Oilfield Glossary. (n.d.). Retrieved March 10, 2021, from https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electromagnetic_heating.aspx

Cazorla C. Johan J. (2011, October). *EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y EL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRAPESADO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS EN POZOS HORIZONTALES*. <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4261/1/T.E.G..pdf>

DORADOR RODRÍGUEZ ELMA ROSA., & GONZÁLEZ GUTIÉRREZ INGRID PATRICIA. (2014, September). *NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A SAGD PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS*. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4892/Nuevas%20Tecnolog%C3%ADas%20Aplicadas%20a%20SAGD%20Para%20Mejorar%20la%20Recuperaci%C3%B3n%20de%20Hidrocarburos.pdf?sequence=1>

Felipe Jesús Lucero Aranda, M. de. (n.d.). *NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A SAGD PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS*.

González, D., & Pérez Gabriela. (2013, June). *Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro*. <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4580/1/T.E.G%20Metodologia%20para%20la%20Aplicacion%20de%20Tecnologias%20de%20Recuperacion%20Mejorada%20que%20Permitan%20Aumentar%20el%20Factor%20de%20Recobro.pdf>

Map of Mogo in New South Wales - Bonzle Digital Atlas of Australia. (n.d.). Retrieved March 5, 2021, from <http://www.bonzle.com/c/a?a=p&p=323&cmd=sp>

Mogo, Nueva Gales del Sur - Wikipedia. (n.d.). Retrieved March 5, 2021, from https://en.wikipedia.org/wiki/Mogo,_New_South_Wales

Mogo Village. (n.d.). Retrieved March 5, 2021, from <https://mogovillagebusinesschamber.com.au/>

PÉREZ, J., CABARCAS, M., VELILLA, L., URIBE, I., & VASQUEZ, C. (2008). DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD EN POZOS CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO. *DYNA*, 75(154), 101–111. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/1719>

Schlumberger. (2016). *SERIE DE ARTÍCULOS INTRODUCTORIOS.*

TORRES ZAMBRANO, C. V. (2018). *ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA SAGD Y VAPEX EN EL CAMPO PUNGARAYACU MEDIANTE SOFTWARE DE INGENIERIA.* <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/4781/UPSE-TIP-2019-0004.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

TRIBUNAL DE SUSTENTACION



ING. Marllelis Gutierrez PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA DE
PETRÓLEOS



ING. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.
DOCENTE TUTOR



LIC. Erica Lorenzo Garcia PhD.
DOCENTE Y SECRETARIA DEL
TRIBUNAL



La Libertad, 13 de marzo de 2021

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada "SCREENING DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO MOGO 1", para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de esta cumpliendo con los principios éticos.

Autor: Jeison Duvan Leyton Cabrera

Firma: _____

N° de Pasaporte : AQ483790

Correo: Jeison.leytoncabrera@upse.edu.ec

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar

Firma: _____

N° de Cedula: 070478950-2

Correo: fchuchuca@upse.edu.ec