

Propuesta de desarrollo de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción para
futuras explotaciones de los *shale plays* en Colombia

Juan Sebastian Bermúdez Gómez, Richard José Niño Martínez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de petróleos

Director

Erik Giovany Montes Paez, M.Sc.

Ingeniero de Petróleos

Codirectora

Helena Margarita Ribón Barrios, M.Sc.

Ingeniera de petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga
2020

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por ser nuestra alma máter, por ayudarnos a crecer tanto personal como profesionalmente y construir en nosotros un pensamiento crítico.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su cuerpo docente por guiarnos y formarnos como profesionales.

Al ingeniero Erik Montes y la ingeniera Helena Ribón por brindarnos su experiencia y ayuda en la realización de este proyecto.

A todos nuestros amigos y compañeros con los que de una u otra forma compartimos a lo largo de estos años momentos y vivencias que aportaron a nuestro crecimiento personal.

Dedicatoria

Primero agradecerle a Dios.

Dedicarle cada uno de mis pasos a mis padres, Ricardo Niño y Alba Martínez que me apoyaron cada momento, a pesar de las circunstancias y adversidades presentadas en el camino, porque por ellos tengo vida y salud.

A mis abuelos, Pepe y Haija, que siempre estuvieron presentes para mí y que me cuidaron desde muy pequeño hasta hoy, dándome el mejor de los apoyos y muchas fuerzas para seguir con este duro camino.

A mis hermanos Edward Rosado y Cielo Niño, por ser pilares fundamentales durante todo el tiempo, que siempre creyeron en mí, me brindaron todas las ayudas y su entendimiento.

De manera muy especial a Liseth Ferreira y familia que siempre me brindaron su apoyo incondicional.

Al menor, Sebastián Bermúdez por trabajar de la mano conmigo en este proyecto, y desearle el mejor de los éxitos.

A todos mis amigos que de una u otra manera aportaron su granito de arena.

Richard José Niño Martínez.

Dedicatoria

A mis padres, que me han brindado todo su apoyo, cariño y amor sincero durante toda mi vida. Los amo con todo mi corazón, son mi mayor motivación para alcanzar todas mis metas y este logro también es de ellos.

A mi hermano Carlos a quien amo y es parte fundamental de mi vida. Sé que nos esperan mucho éxitos y crecimiento tanto personal como profesional.

A mis abuelos, especialmente mi nona Blanquita y papá Jaime que desde el cielo sé que se alegran conmigo, los recordaré y los llevaré en mi corazón por siempre.

A Mafe, por ser mi compañera de vida y brindarme todo su apoyo y cariño siempre, vienen grandes retos y momentos que afrontaremos y viviremos juntos. A su familia por recibirme en su hogar y tratarme siempre como un hijo más.

A mi compañero de tesis y amigo Richard por acompañarme en la consecución de este proyecto, muchos éxitos vendrán en su vida personal y profesional.

A mis amigos Nelson, Chili, Alejo y todos los que aportaron para que estos años en la universidad fuesen inolvidables.

Juan Sebastian Bermúdez Gómez.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo general.....	15
1.2 Objetivos específicos	15
2. Desarrollo del proyecto.....	16
2.1 Shale play.....	16
2.2 Etapas de desarrollo de un <i>shale play</i>	16
2.2.1 Evaluación de los recursos.	16
2.2.2 Perforación y completamiento.....	18
2.2.3 Producción.....	18
2.2.4 Facilidades de producción.....	18
2.3 <i>Shale plays</i> explotados en el mundo.	19
2.3.1 Formación vaca muerta.	19
2.3.2 Bakken shale play.	23
2.3.3 Eagle ford shale play.	27
2.4 <i>Shale plays</i> en colombia.....	29
2.4.1 Cuenca del valle medio del magdalena (vmm)	30
2.5 Análisis comparativo de los <i>shale plays</i> en colombia y los <i>shale plays</i> del mundo.	32
2.5.1 Propiedades petrofísicas.....	32
2.5.1.1 Área.....	34
2.5.1.2 Espesor	34

2.5.1.3 Profundidad.....	34
2.5.1.4 Porosidad.....	34
2.5.1.5 Toc	34
2.5.1.6 Madurez térmica (ro)	34
2.5.1.7 Tipo de kerógeno	34
2.5.2 <i>Plan de perforación y completamiento.</i>	35
2.5.3 <i>Producción.</i>	35
2.5.4 <i>Facilidades de producción.</i>	36
2.6 Ingeniería conceptual.....	37
2.6.1 <i>Etapas de una ingeniería conceptual</i>	38
2.7 Desarrollo de la ingeniería conceptual.....	38
2.7.1 <i>Diagrama de bloques</i>	38
2.7.2 <i>Descripción de procesos y consideraciones para el diseño de los equipos de las facilidades de producción.</i>	39
2.8 Análisis financiero del proyecto	57
2.8.1 <i>Variables técnico-económicas que influyen en el análisis financiero.</i>	57
2.8.2 <i>Desarrollo del análisis financiero.</i>	60
2.8.3 <i>Representación gráfica del análisis financiero.</i>	64
3. Conclusiones.....	66
4.Recomendaciones	68
Referencias bibliográficas.....	69

Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Número de pozos totales y cantidad de pozos en producción efectiva por tipo en la Formación Vaca Muerta a noviembre de 2012.</i>	<i>220</i>
<i>Tabla 2. Parámetros de las curvas de Arps para las curvas de declinación de la formación Vaca Muerta.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 3.Parámetros curva de Arps North Dakota Bakken shale play</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 4.Número de pozos por milla cuadrada en Eagle Ford shale play.</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 5. Información geológica cuenca del Valle Medio del Magdalena.</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 6. Principales características de los shale plays del mundo y la Formación La Luna.</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 7. Prueba de producción pozo Mono Araña 1.</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 8. Parámetros de declinación adaptados a la Formación La Luna.</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 9. Ventajas y limitaciones de los tipos de separadores.</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 10. Parámetros alternativas 1 y 2.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 11. Diseño separador horizontal 3000 barriles.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 12. Diseño separador horizontal 1000 barriles.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 13. Dimensionamiento separador vertical 3000 barriles.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 14. Dimensionamiento separador vertical 1000 barriles.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 15. Parámetros dimensionamiento alternativa 3.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 16. Dimensionamiento separador vertical 3700 barriles.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 17. Dimensionamiento de los tanques.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 18. Composición del gas campo de referencia del Valle Medio del Magdalena.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 19. Dimensionamiento del scrubber.</i>	<i>53</i>

Lista de Figuras

<i>Figura 1. Etapas de desarrollo de un shale play</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2. Ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3. Perfil de producción de los pozos en la formación Vaca Muerta.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 4. Modelo de la curva hiperbólica de Arps.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 5. Declinación de la producción en la Formación Vaca Muerta.</i>	<i>23</i>
<i>Figura 6. Ubicación geográfica del shale play Bakken.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 7. Número de pozos completados en North Dakota Bakken shale play.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 8. Perfil de producción de aceite en North Dakota Bakken shale play.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 9. Declinación de la producción en North Dakota Bakken shale play.</i>	<i>26</i>
<i>Figura 10. Ubicación geográfica del Eagle Ford shale play.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 11. Producción del Eagle Ford shale play (2007 - 2013).</i>	<i>28</i>
<i>Figura 12. Curva de declinación de la producción en Eagle Ford shale play.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 13. Ubicación geográfica de los yacimientos no convencionales en Colombia.</i>	<i>30</i>
<i>Figura 14. Escenario perfil de producción pozo tipo.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 15. Perfil de producción diaria de los 20 pozos.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 16. Diagrama de bloques de los procesos de las facilidades de producción.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 17. Escenario de producción del campo.</i>	<i>39</i>
<i>Figura 18. Cálculo de los líquidos asociados a la corriente de gas.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 19. Motor de combustión interna.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 20. Alternativas de manejo y disposición de las aguas residuales de fracturamiento hidráulico.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 21. Destilación por membranas.</i>	<i>56</i>

<i>Figura 22. Costos de las tecnologías de tratamiento de aguas de retorno.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 23. Porcentaje de regalías.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 24. Precio barril brent.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 25. CAPEX del proyecto.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 26. Resultados análisis financiero escenario neutro.</i>	<i>61</i>
<i>Figura 27. Resultados análisis financiero escenario negativo.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 28. Resultados análisis financiero escenario positivo.</i>	<i>63</i>
<i>Figura 29. VPN vs TIR.</i>	<i>64</i>
<i>Figura 30. Precio crudo vs RBC.</i>	<i>65</i>

Nomenclatura

°F: grados Fahrenheit

Bls: barriles.

BPC: billones de pies cúbicos.

Ft: pies

Gal: galones.

GPC: giga pies cúbicos

in: pulgadas

MBD: miles de barriles por día

MMscf: millones de pies cúbicos.

Mscf: miles de pies cúbicos.

nm: nanómetros.

Psi: pulgadas cuadradas.

SCF/STB: pies cúbicos estándar por barriles estándar.

USD: dólares.

Resumen

Título: Propuesta de desarrollo de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción para futuras explotaciones de los *shale plays* en Colombia.*

Autores: Juan Sebastian Bermúdez Gómez, Richard José Niño Martínez. **

Palabras Clave: *shale*, *plays*, ingeniería conceptual, facilidades, producción.

Descripción:

Se realiza una analogía entre los principales *shale plays* del mundo y Colombia, tomando como ejemplo las formaciones de Vaca Muerta, Bakken, Eagle Ford y La Luna respectivamente, esto con el fin de proponer un desarrollo de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción en futuras explotaciones en el país.

Posterior a esto, se presentan los pronósticos de producción establecidos mediante la analogía con el shale play de Eagle Ford y la propuesta de un diseño modular de las facilidades de superficie para 20 pozos siguiendo el plan de perforación recomendado.

Una vez planteada la propuesta, se presenta el diagrama de bloques, las consideraciones de diseño y la descripción de los procesos a desarrollar en las facilidades de producción, así como el dimensionamiento de los equipos teniendo en cuenta los pronósticos de producción calculados.

Es preciso recalcar la viabilidad técnico-económica de la explotación de estos yacimientos de shale en el país debido a su alto potencial de recursos, específicamente la Formación La Luna mediante el análisis financiero del proyecto donde se tienen en cuenta factores como la tasa interna de retorno, la tasa de rendimiento mínima, el valor presente neto, la depreciación, los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX), entre otros.

*Trabajo de grado

**Facultad de ingenierías físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paez, MSc. Codirectora: Helena Margarita Ribon Barrios.

Abstract

Title: Development proposal of conceptual engineering of production facilities for future exploitations of shale plays in Colombia.*

Authors: Juan Sebastian Bermúdez Gómez, Richard José Niño Martínez.**

Key Words: shale, plays, conceptual engineering, facilities, production.

Description:

An analogy is made between the main shale plays in the world and Colombia, taking as an example the Vaca Muerta, Bakken, Eagle Ford and La Luna formations in order to propose a development of the conceptual engineering of the production facilities for future exploitations in the country.

Later, the production forecasts are presented determined by the analogy with the Eagle Ford shale play. Also, a modular design of the production facilities for 20 wells is presented following the drilling schedule recommended.

Once the proposal is made, it is proceed to present the blocks diagram, the design considerations and the processes description to be develop in the surface facilities, as well as the sizing of the equipment's taking into account the production forecasts calculated previously.

It is necessary to emphasize the technical-economic viability of the exploitations of these shale plays in Colombia due to its high resources potential, specifically La Luna formation through a financial analysis of the project where many factor are taking in account as the internal rate of return (IRR), the minimum acceptable rate of return, the net present value (NPV), the depreciation, the capital expenditures (CAPEX), the operational expenditures (OPEX), (i.a)

*Bachelor thesis.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum engineering Department. Advisor: Erik Giovany Montes Paez. Co-advisor: Helena Margarita Ribon Barrios.

Introducción

En Colombia, las reservas probadas de crudo y gas se estiman en 2.041 MMbbls y 3.163 GPC respectivamente (ANH, 2019), esto genera gran preocupación entorno a la autosuficiencia energética del país en los próximos años. Debido a este escenario los yacimientos no convencionales, especialmente los *shale* se presentan como una buena opción ya que es un área poco o nada explorada en el país, esto sumado al éxito que ha tenido la explotación de estos yacimientos en países como Estados Unidos y Argentina, aumenta aún más el interés sobre los *shale*.

Actualmente, son pocos los estudios realizados sobre los *shale plays* en el país debido a que se encuentran en etapas muy tempranas de exploración. Las investigaciones de estos yacimientos han sido enfocadas en la Formación La Luna, la principal del país, en áreas como el recobro mejorado (Sánchez, 2019) , los sistemas de levantamiento artificial (SLA) (Mateus & Betancourt, 2018) y analogías basadas en el desarrollo de los *shale plays* en Estados Unidos (Rengifo & Calderon, 2015) las cuales han dejado grandes aportes de cara a las futuras explotaciones de los *shale plays* en Colombia, motivando el desarrollo de nuevas investigaciones y la pronta puesta en marcha de pilotos.

El agotamiento de las reservas y la necesidad de nuevos descubrimientos en el país hace inminente la producción de los *shale* en Colombia motivando así la investigación del desarrollo de las futuras facilidades de producción basadas en las experiencias vividas en diferentes campos del mundo.

En esta área de las facilidades de producción en shale plays ya existen antecedentes en países como China donde se desarrolló un diseño estándar de la ingeniería de superficie para yacimientos de *shale* gas (Liang et al., 2016) para un campo típico de *shale* gas del área de Sichuan-Chongqing.

A partir de este proyecto de investigación se busca formular una propuesta de desarrollo de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción para futuras explotaciones de los *shale plays* en Colombia y así resolver la pregunta ¿Cuáles son los aspectos a tener en cuenta al momento de diseñar y escoger los equipos de las facilidades de producción en estos tipos de yacimientos no convencionales en el país?

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar una propuesta de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción de los *shale plays* en Colombia para su futura explotación.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar un análisis comparativo de las características de los *shale plays* en Colombia y los campos explotados en el mundo

Desarrollar una propuesta de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción para futuras explotaciones de los *shale plays* en Colombia teniendo en cuenta experiencias vividas en otros países.

Realizar un estudio financiero detallado del plan de ingeniería conceptual desarrollado.

2. Desarrollo del proyecto

2.1 *Shale play*

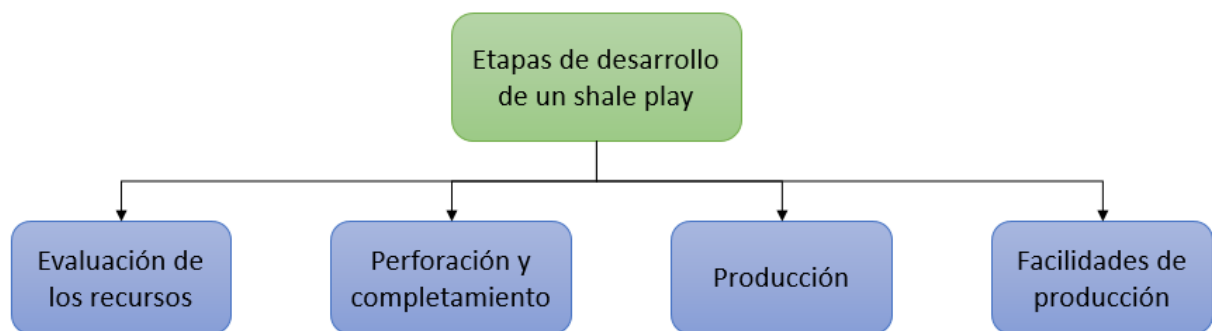
Un *shale play* es un área que contiene capas de roca sedimentaria de grano fino formada por limo y arcilla. Estas áreas pueden contener hidrocarburos (el componente principal del petróleo, el carbón y el gas natural), que se generan a partir de materia orgánica que a condiciones de altas presiones y temperaturas forman moléculas de hidrocarburos.

2.2 Etapas de desarrollo de un *shale play*

Actualmente no hay procedimientos estándares para el desarrollo de los *shales*, sin embargo, hay aspectos importantes a considerar debido a que su explotación no se hace de forma convencional sino con la implementación de tecnologías y procesos diferentes en cada una de las etapas.

Figura 1.

Etapas de desarrollo de un shale play



2.2.1 *Evaluación de los recursos.*

Para llevar a cabo inversiones de proyectos de explotación de recursos naturales, es necesario realizar una evaluación de estos recursos que pueda permitir una ejecución limpia en el proyecto,

es decir, estimar la producción de los recursos basándose en los datos y estudios convenientes para poder generar utilidades.

Para realizar esta evaluación en un shale se tienen en cuenta los siguientes ítems: Entorno para depositación de las lutitas, distancia desde la base hasta el tope del yacimiento, estructura geológica, carbono orgánico total (TOC) y madurez térmica (Ro) (Estrada, 2013). A continuación, se mencionan las definiciones de algunos de los ítems mencionados anteriormente:

2.2.1.1 Madurez térmica (Ro). Proceso donde se produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor que finalmente llegan al gas metano. Esta propiedad común de la roca generadora se evalúa mediante la medición de la reflectancia de la vitrinita o mediante pirólisis (Mccarthy et al., 2011).

2.2.1.2 Carbono total orgánico (TOC). Es la concentración de material orgánico en las rocas generadoras que es representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. El TOC se mide a partir de 1 gramo de muestras de roca pulverizada que se combustionan y se convierten en CO o CO₂. Si una roca tiene un TOC de 2%, se considera como valor mínimo para que sea una roca generadora de un yacimiento no convencional (Mccarthy et al., 2011).

2.2.1.3 Depositación de lutitas. Las lutitas tienden a adherir capas delgadas de roca arenisca, roca caliza o dolomía. Los sedimentos se forman por acumulación de partes duras de organismos unidas por cementación, en la fase de entierro superficial, el lodo se transforma en pizarra, cuyas bacterias se alimentan de la materia orgánica disponible para liberar metano biogénico. Una de las características de las lutitas es que sus poros son extremadamente pequeños, teniendo un promedio de medida de poro de 3 nm (Estrada, 2013).

La etapa de exploración de un *shale* se realiza de forma similar a la de un yacimiento convencional: Revisión de la información disponible, reconocimiento aéreo de campos

magnéticos, gravedad y radiación, estudios sismológicos, perforación exploratoria y registros de pozos (Estrada, 2013).

2.2.2 Perforación y completamiento.

Para la explotación de los *shale* se usan tecnologías como la perforación horizontal debido al gran tamaño de estos yacimientos. Esta tecnología consiste en perforar de forma vertical hasta la formación productora y una vez alcanzada, se desvía la trayectoria del pozo hasta 90° para así seguir perforando a lo largo de toda la zona de interés, esto permite tener mayor área de drenaje y disminuir la cantidad de pozos necesarios.

Una vez perforada toda la zona de interés el pozo debe quedar revestido y cementado en su totalidad quedando listo para su producción.

2.2.3 Producción.

Los yacimientos no convencionales se diferencian de los convencionales por su baja permeabilidad, contenido energético bajo con respecto al volumen de roca y dispersión de yacimientos en áreas muy extensas (Estrada, 2013).

Para la producción de los yacimientos de *shale* se realiza fracturamiento hidráulico donde se inyecta un fluido compuesto principalmente por agua (90%), arena (9,5%) y aditivos químicos (0,5%) a altas presiones con el fin de generar fracturas dentro de la formación. Los componentes del fluido cumplen funciones como impedir el cierre de las fracturas permitiendo el paso de los fluidos del yacimiento al pozo, estabilizar arcillas, reducir la fricción, entre otras.

2.2.4 Facilidades de producción.

Las facilidades de producción son los equipos, tuberías, válvulas y demás elementos los cuales tiene como fin separar y tratar los fluidos provenientes de los pozos (agua, gas y crudo), además

de procesarlos para su venta, en el caso de los hidrocarburos o disponerlos de una forma amigable con el ambiente, en el caso del agua (Arnold & Stewart, n.d.).

Para las facilidades de producción de los yacimientos de *shale* se deben tener en cuenta aspectos como la declinación de los pozos, las capacidades de los equipos, el tratamiento y disposición del agua de producción y de retorno entre muchos otros factores.

2.3 *Shale plays* explotados en el mundo.

2.3.1 Formación Vaca Muerta.

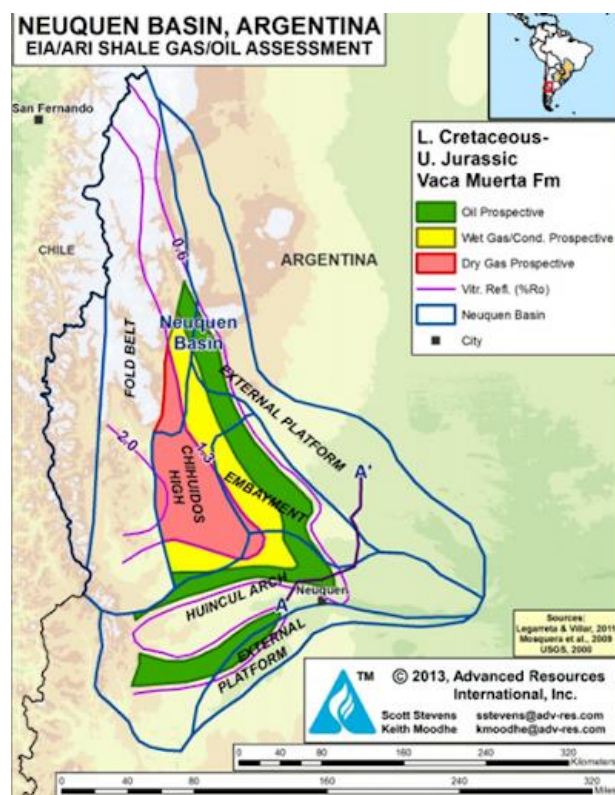
La formación Vaca Muerta es la principal formación de shale en Argentina. Está ubicada al suroeste del país sobre las provincias de Neuquén, Rio Negro, La Pampa y Mendoza (Calzada & Sigaudó, 2019). Su potencial ha ubicado a Argentina como el segundo país con mayores recursos de shale gas y el cuarto de *shale oil* en el mundo con 801 BPC y 27000 MMbbls, respectivamente (Solís, 2018).

En la **Figura 2** se muestra la ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta.

La formación Vaca Muerta tiene una extensión areal aproximada de 7'400.000 acres y una profundidad promedio entre 6500 –11500 ft. Su gradiente de presión oscila entre 0,6 – 1,1 psi/ft. La porosidad promedio está entre 4 - 12 % y su espesor entre 98 – 1800 ft. El kerógeno encontrado en Vaca Muerta es de tipo II. Su madurez térmica (Ro) varía entre 0,5 – 2,6 % y el carbono orgánico total (TOC) es de 2 -12 % en peso (Ramos, n.d.).

Figura 2.

Ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta



Nota: Adaptado de (Vaca Muerta, n.d.)

2.3.1.1 Producción de la formación Vaca Muerta. En la formación Vaca Muerta a noviembre de 2012 se reportaron 67 pozos con objetivo Vaca Muerta-Shale, donde 8 pozos fueron informados como pozos de gas y los 59 restantes como pozos de aceite. (Giampaoli, 2012)

A esta fecha se encontraban en producción efectiva 48 de los 67 pozos reportados distribuidos como se muestra en la **Tabla 1**.

Tabla 1.

Número de pozos totales y cantidad de pozos en producción efectiva por tipo en la Formación Vaca Muerta a noviembre de 2012.

Tipo de pozo	Cantidad de pozos	Cantidad de pozos en producción efectiva
Verticales	49	38
Horizontales	10	8
Total	67	48

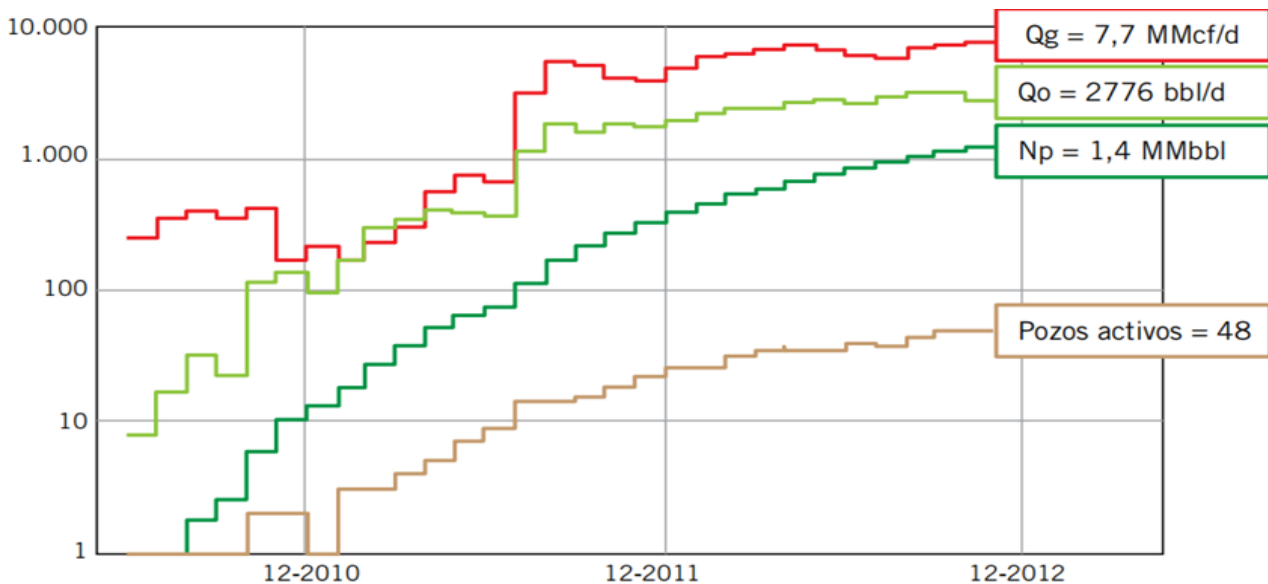
Nota: Adaptado de (Giampaoli, 2012)

Es decir, la mayor parte de la producción en Vaca Muerta Shale se da en los pozos de tipo vertical, lo cual denota que el país está en las primeras etapas de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales.

En la **Figura 3** se presenta el perfil de producción de los pozos en la formación Vaca Muerta.

Figura 3.

Perfil de producción de los pozos en la formación Vaca Muerta.



Nota: Adaptado de (Giampaoli, 2012)

2.3.1.2 Declinación de la formación Vaca Muerta. Los pozos de *shale* se caracterizan por tener una alta producción en sus etapas iniciales y posterior a esto una declinación rápida, por esto a la hora de evaluar la declinación de los pozos de *shale oil* en Vaca Muerta se realizó una estimación de los parámetros de las curvas de Arps (q_i , b y D_i) y se compararon los datos de producción con el modelo matemático, reduciendo al mínimo el error cuadrático (Evaluación del “*Shale Oil*” de la Formación Vaca Muerta Análisis de la declinación de la producción) .

Figura 4.

Modelo de la curva hiperbólica de Arps.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_it)^{\frac{1}{b}}}$$

En la **Tabla 2** se presentan los parámetros calculados de las curvas de Arps para el análisis de la declinación de la producción de la formación Vaca Muerta.

Tabla 2.

Parámetros de las curvas de Arps para las curvas de declinación de la formación Vaca Muerta.

	Pozo vertical VM	Pozo horizontal VM
qi (bls/d)	200	500
Di	0,48	0,125
B	1,8	1,8

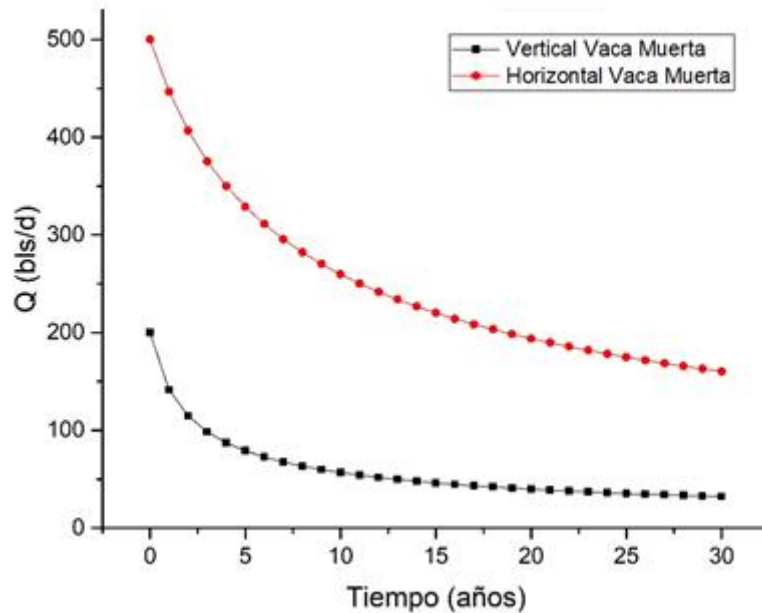
Nota: Adaptado de (Gutiérrez Schmidt et al., 2013)

En la **Figura 5** se muestra la declinación de la producción en la Formación Vaca Muerta teniendo en cuenta los parámetros de la Tabla 3.

Como se evidencia, los pozos horizontales presentan una declinación inicial muy alta respecto a los pozos verticales. Posterior a esto la declinación no es tan marcada y se asimilan en ambos casos.

Figura 5.

Declinación de la producción en la Formación Vaca Muerta.



Nota: Adaptado de (Gutiérrez Schmidt et al., 2013)

2.3.2 Bakken shale play.

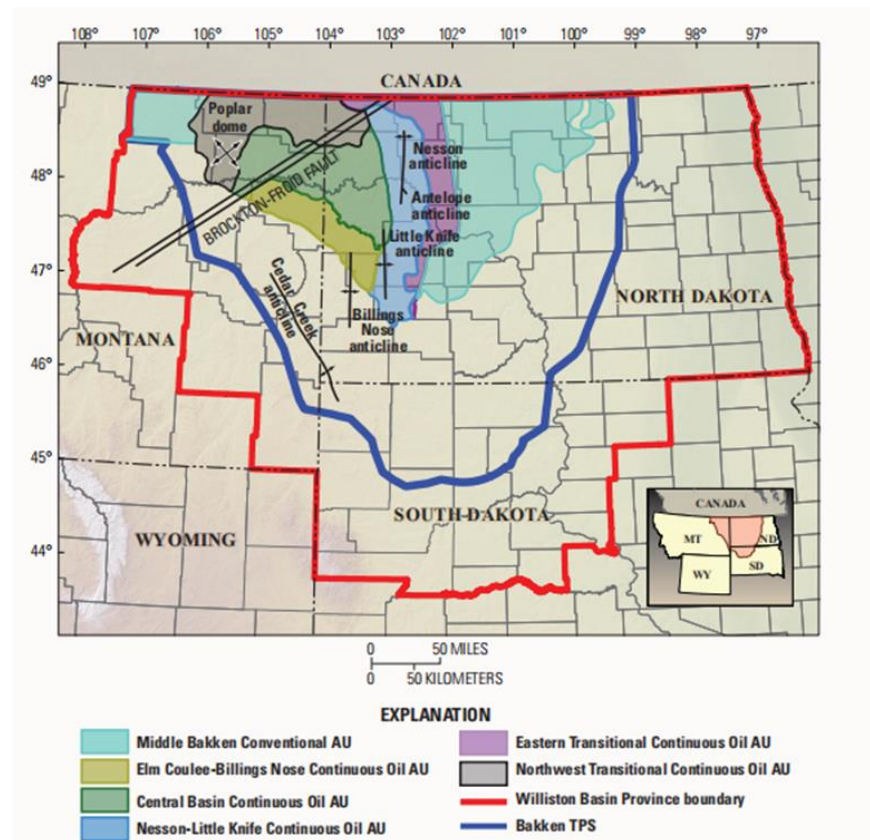
El *shale play Bakken* es uno de los principales *plays* en Estados Unidos. Se encuentra en la cuenca de Williston en los estados de Montana y Dakota del Norte y es considerado productor neto de petróleo (Maraggi, 2016). Es uno de los *shale oil plays* más activos de Estados Unidos con un OOIP aproximado de 300 BBO (Tran, 2011).

En la **Figura 6** se muestra la ubicación geográfica del *shale play Bakken*.

El *Bakken shale play* tiene un área aproximada de 192'.000.000 de acres, con una profundidad promedio de 10000 – 12000 ft , un espesor de 25 ft (superior) , 85 ft (medio) y 50 (inferior) y un TOC promedio de 5 – 10 % en peso (EIA, 2011). El gradiente de presión oscila entre 0,5 – 0,7 psi/ft, tiene una porosidad promedio de 4 – 8 %. El tipo de kerógeno encontrado en *Bakken* es de tipo I y II. (Rengifo & Calderon, 2015).

Figura 6.

Ubicación geográfica del shale play Bakken.



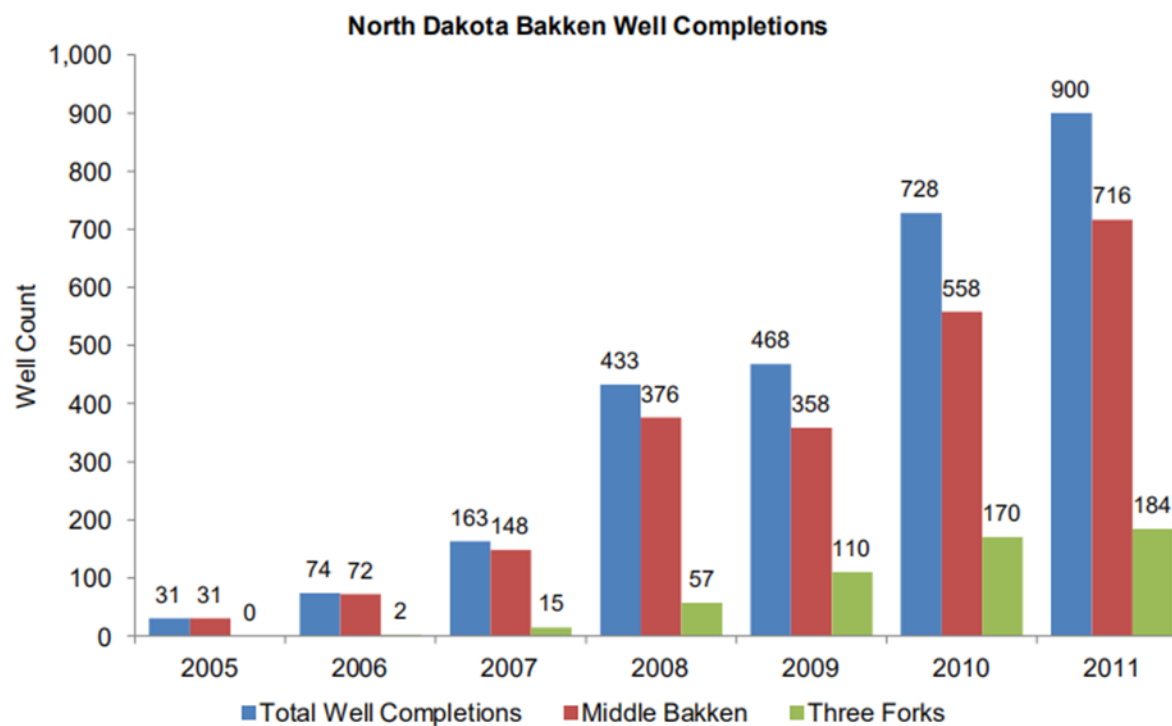
Nota: Adaptado de (Gaswirth et al., 2013)

2.3.2.1 Producción de North Dakota Bakken shale play. Para el análisis de la producción en el *shale play de Bakken* se tomó la porción ubicada en el estado de Dakota del Norte donde en 2011 se tenían reportados 900 pozos completados repartidos como se muestra en la **Figura 7**.

Se puede evidenciar que el aumento en el número de pozos perforados y completados es constante y esto se ve reflejado en el perfil de producción del *shale play Bakken* mostrado en la **Figura 8** donde se observa el aumento de la producción en Dakota del Norte a medida que el *shale play Bakken* lo hacía.

Figura 7.

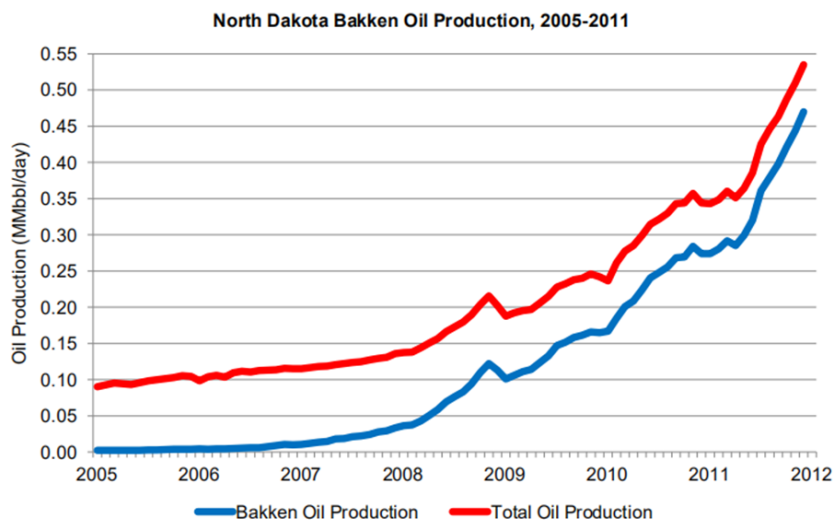
Número de pozos completados en North Dakota Bakken shale play.



Nota: Adaptado de (Mason, 2012)

Figura 8.

Perfil de producción de aceite en North Dakota Bakken shale play.



Nota: Adaptado de (Mason, 2012)

2.3.2.2 Declinación de la producción en North Dakota Bakken shale play. Para el análisis de la declinación de la producción en *North Dakota Bakken shale play* se usó el modelo hiperbólico de las curvas de Arps (Mason, 2012) al igual que en la Formación Vaca Muerta.

Obteniendo los siguientes parámetros mostrados en la **Tabla 3** para construir las curvas de Arps de la declinación de la producción.

Tabla 3

Parámetros curva de Arps North Dakota Bakken shale play

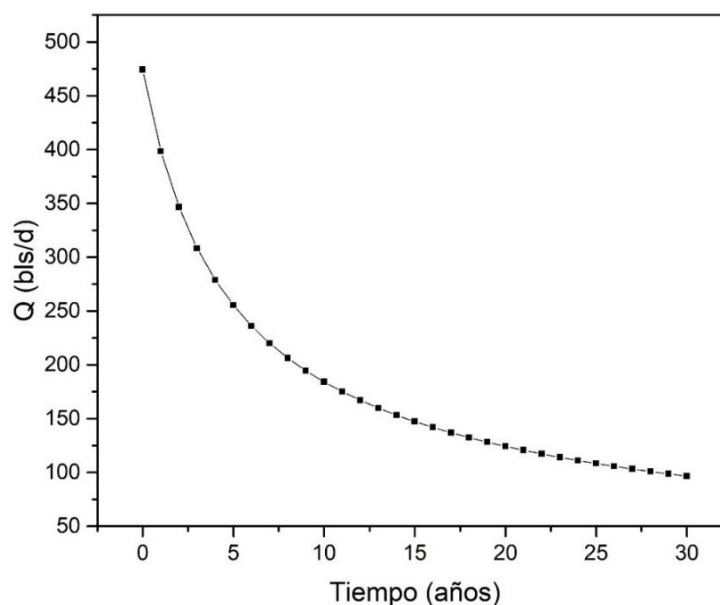
North Dakota Bakken	
qi (bls/d)	474,16
Di (% / año)	10 – 30
B	1,1 – 1,4

Nota: Adaptado de (Mason, 2012)

En la **Figura 9** se muestra la declinación de la producción en *North Dakota Bakken shale play* teniendo en cuenta los parámetros de la Tabla 3, es decir $q_i = 474,16$ bls/d , $b = 1,4$ y $D_i = 0,197$.

Figura 9.

Declinación de la producción en North Dakota Bakken shale play.

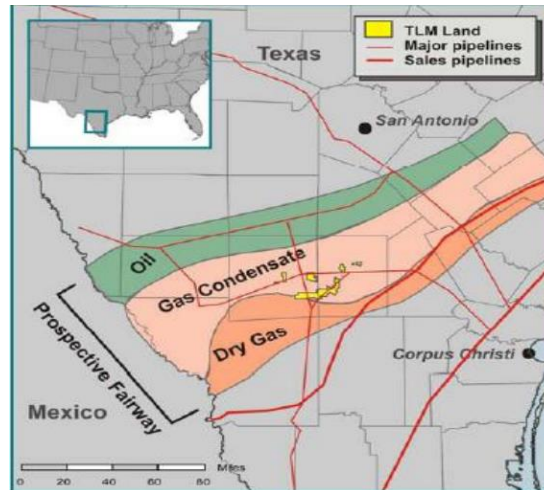


2.3.3 Eagle Ford shale play.

Eagle Ford es un *shale* de aceite y gas que está ubicado dentro de la cuenca de Texas Maverick y cuenta con 3 zonas (aceite, condensado y gas seco) las cuales se ven en la **Figura 10** (EIA, 2011).

Figura 10.

Ubicación geográfica del Eagle Ford shale play.



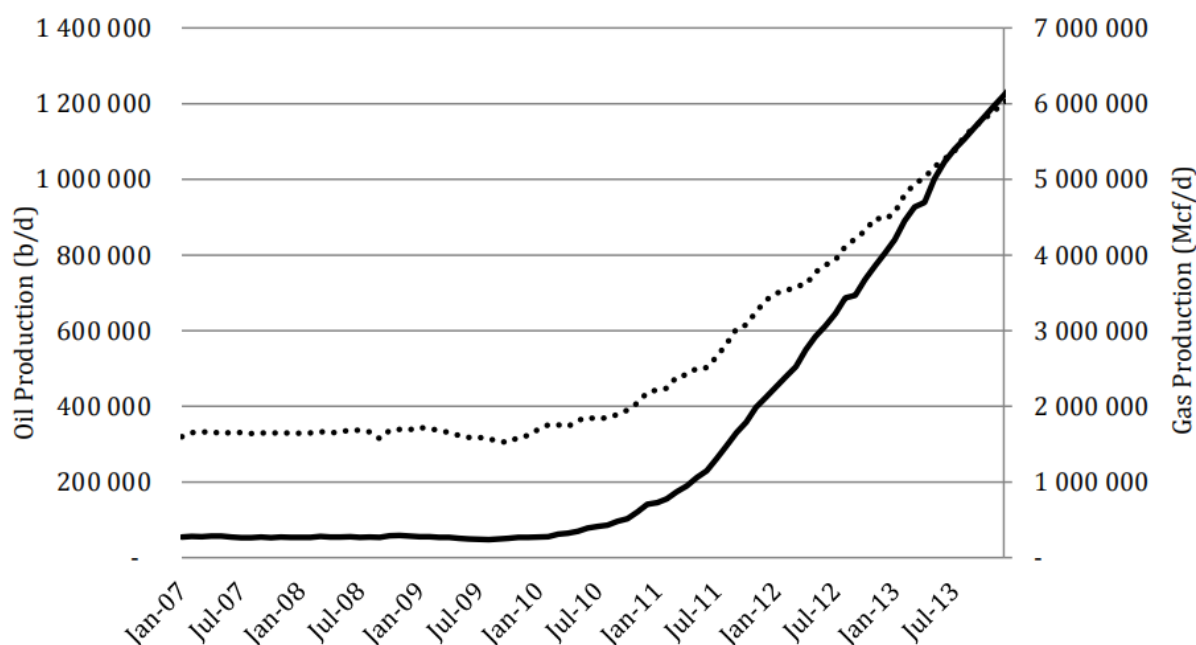
Nota: Adaptado de (EIA, 2011)

El *shale play* de *Eagle Ford* tiene un área aproximada de 2'126.720 acres y una profundidad promedio de 5500 – 11000 ft (Rengifo & Calderon, 2015). Su espesor aproximado es de 200 ft , su porosidad de 9 % y tiene un TOC promedio de 4,25 % en peso (EIA, 2011). El tipo de kerógeno presente en *Eagle Ford* es de tipo II, su gradiente de presión es de 0,6 psi/ft y su madurez térmica (R_o) oscila entre 0,5 – 2,2 % (Ramos, n.d.).

2.3.3.1 Producción de Eagle Ford shale play. El *shale play* de *Eagle Ford* a Julio de 2013 reportaba una producción de 1'200.000 bls/d y 6'000.000 ft³/d aproximadamente como se muestra en la **Figura 11**.

Figura 11.

Producción del Eagle Ford shale play (2007 - 2013).



Nota: Adaptado de (Lund, 2014)

El promedio de pozos por milla cuadrada en *Eagle Ford shale play* se presentan resumidos en la **Tabla 4** haciendo énfasis en cada una de sus zonas.

Tabla 4.

Número de pozos por milla cuadrada en Eagle Ford shale play.

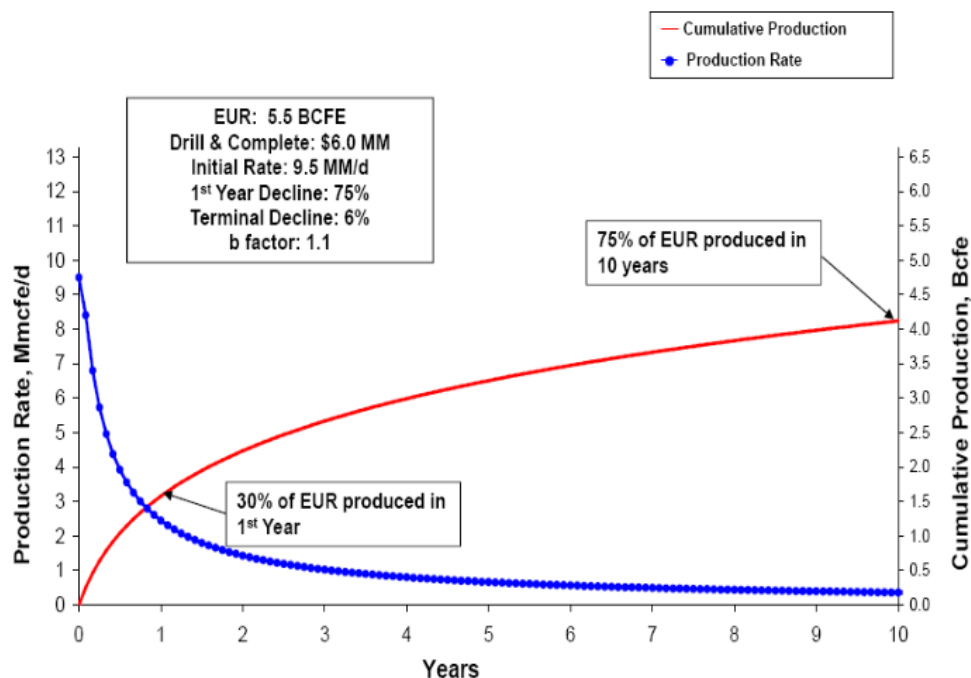
	Zona de gas seco	Zona de condensados	Zona de aceite
Área (millas cuadradas)	200	890	2233
Distribución de pozos (pozos / milla cuadrada)	4	8	5

Nota: Adaptado de (EIA, 2011)

2.3.3.2 Declinación de Eagle Ford shale play. La declinación en el primer año en *Eagle Ford shale play* es de aproximadamente 75% como se muestra en la **Figura 12** (Lund, 2014) donde se muestra una adaptación del modelo hiperbólico de las curvas de Arps antes mencionado en la investigación. Además, el shale play de Eagle Ford tiene un EUR por pozo aproximado de 5 BPC de gas y 300 MMbbls.

Figura 12.

Curva de declinación de la producción en Eagle Ford shale play.



Nota: Adaptado de (Lund, 2014)

2.4 Shale plays en Colombia

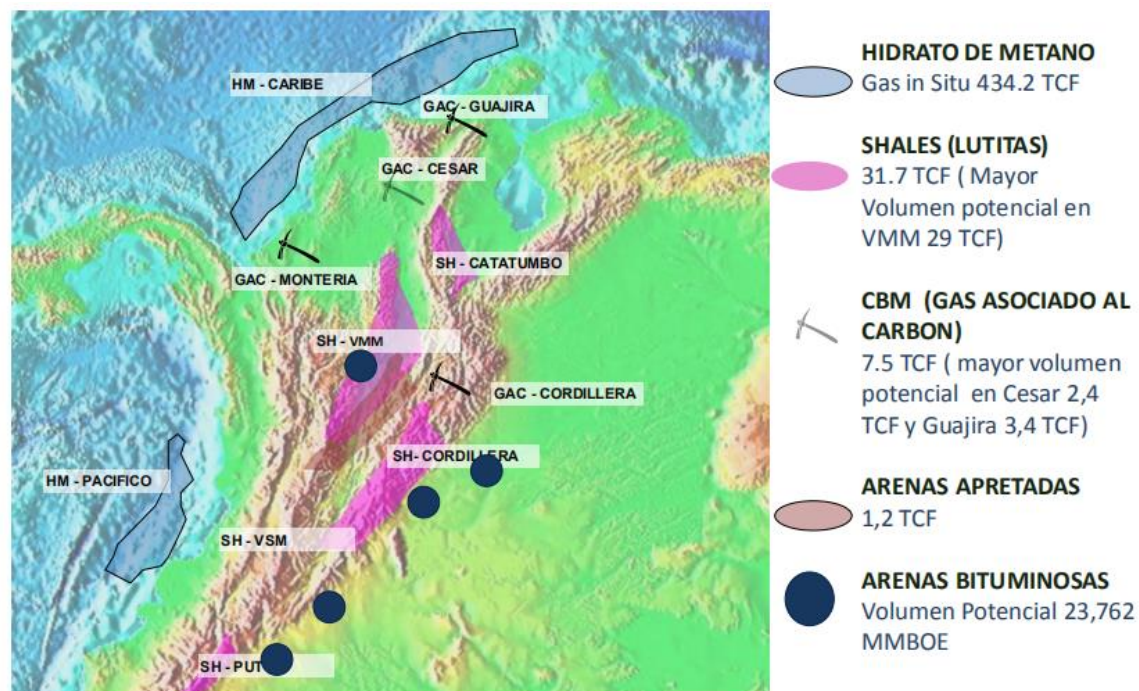
Los recursos hidrocarburíferos en Colombia no han sido explotados en su totalidad y actualmente ha sido necesario el estudio de los llamados *shale plays*, basándose en la información y proyectos realizados alrededor del mundo, se han hecho estudios donde indican que Colombia tiene un potencial en yacimientos no convencionales (*shale plays*) y que podrían aportar una gran cantidad de reservas. Este estudio fue realizado por la agencia nacional de hidrocarburos, el cual

estima que pueden aportar alrededor de 130 Mbbls/d, también se calcula que en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) se encuentra un gran potencial de estos recursos, el cual se basará el análisis comparativo con otros *shale plays* del mundo.

En la **Figura 13** se muestra la ubicación geográfica de los yacimientos no convencionales en Colombia.

Figura 13.

Ubicación geográfica de los yacimientos no convencionales en Colombia.



Adaptado de (Fuenzalida, n.d.)

2.4.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)

En Colombia se tienen diferentes cuencas con un potencial de *shale*, entre esas se encuentra la cuenca del Valle Medio del Magdalena la cual fue el sitio de una transgresión marina en la cual un número de secuencias fueron depositadas, así como la depositación de *shales* ricos en materia orgánica (Correa & Portillo, 2014). Las formaciones más conocidas son aquellas que llevan por nombre, formación la Luna, Tablazo y Simití. Estas son las formaciones que se estiman tienen un

gran potencial de *shale*. En la **Tabla 5** se muestran las características para considerar estas formaciones *shales*.

Tabla 5.

Información geológica cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Cuenca	Formación	Litología
VMM	La luna	Mudstone silícea
VMM	Simití	Mudstone arcillosa-Mudstone silícea
VMM	Tablazo	Mudstone arcillosa-Mudstone calcárea

Nota: Adaptado de (Correa & Portillo, 2014)

2.4.1.1 Formación La Luna. La formación La Luna, está ubicada entre Venezuela y Colombia, conformada por los miembros Salada y Galembo, y se estima que es una de las formaciones más prometedoras para la generación de hidrocarburos no convencionales. Esta formación tiene un área aproximada de 1'529.600 acres, un rango de espesor desde 918 – 2400 ft y se encuentra a profundidades mayores a los 10000 ft (Correa & Portillo, 2014).

Esta formación tiene un contenido total de materia orgánica (TOC) entre el rango de 2 – 4 %. El kerógeno es de tipo II. Las permeabilidades de la formación están en un rango de 17 y 4,3 μ d y valores de porosidad de la formación están entre (8,3 +/- 0,023%) para el miembro Salada y (8,69 +/- 0,037%) para Galembo, mientras que su madurez térmica está entre 0,7 – 1 % y su gradiente de presión oscila entre 0,55 – 0,8 psi/ft (Rengifo & Calderon, 2015).

2.4.1.2 Formación Tablazo. La formación Tablazo, a diferencia de la formación la Luna, tiene un área aproximada de 128000 acres, un espesor que varía entre 492 – 1066 ft y es encontrada a profundidades por debajo de los 12000 ft (Correa & Portillo, 2014).

Esta formación posee un TOC de alrededor de 6,85 +/- 4,12, una permeabilidad promedio entre 0,4 y 340 μ d y una porosidad de 6,79 +/- 2,133 %. La formación Tablazo tiene algunas

características como lo es poseer en su tope una ventana de gas húmedo y en la base de esta misma se encuentre el inicio de una ventana de generación de gas seco, estas características se deben a las temperaturas altas que oscilan entre 914 y 950 °F (Rengifo & Calderon, 2015).

2.4.1.3 Formación Simití. Esta formación, constituida por calizas, tiene un espesor que varía entre los 820 – 2131 ft y está ubicada a profundidades que pueden llegar a alcanzar los 10000 ft. La formación Simití tiene un TOC que varía entre 0,55 – 12,08 %. La formación Simití es una unidad pobre con respecto a las demás formaciones, esto se debe a su madurez termal, la cual se encuentra en el final de la generación de aceite (Correa & Portillo, 2014).

2.5 Análisis comparativo de los *shale plays* en Colombia y los *shale plays* del mundo.

Para el análisis comparativo de las principales características, se tendrán en cuenta los *shale* de otros países anteriormente mencionados y por Colombia la formación La Luna, ya que es la formación que cuenta con más información disponible.

2.5.1 Propiedades petrofísicas.

Las propiedades a comparar son: área, espesor, profundidad, porosidad, carbono orgánico total (TOC), madurez térmica (Ro) y tipo de kerógeno.

En la **Tabla 6** se encuentran resumidas cada una de las propiedades mencionadas para cada uno de los *shale plays*.

Tabla 6.*Principales características de los shale plays del mundo y la Formación La Luna.*

Formación	La Luna		Bakken	Eagle Ford	Vaca Muerta
	Miembro	Miembro			
	Salada	Galembo			
Área (acres)	1'529.600 ¹		192'000.000 ⁴	2'126.720 ⁴	7'400.000 ³
Espesor (ft)	918 – 2400 ¹		25 (superior), 85 (medio) y 50 (inferior) ⁴	200 ⁴	98 – 1800 ³
Profundidad	>10.000 ¹		10.000 - 12.000	5.500 – 11.000	6500 – 11.500 ³
(ft)			4	2	
Gradiente de presión (psi/ft)	0,55 – 0,8 ²		0,5 – 0,7 ²	0,6 ³	0,6 – 1,1 ³
Porosidad (%)	8,3 +/-	8,69 +/-	4 – 8 ²	9 ⁴	4 – 12 ³
	0,023 ²	0,037 ²			
TOC (%)	2 – 4 ²		5 – 10 ⁴	4,25 ⁴	2 – 12 ³
Ro (%)	0,7 – 1 ²		-	0,5 – 2,2 ³	0,5 – 2,6 ³
Kerógeno	II ²		I y II ²	II ³	II ³

Nota: ¹(Correa & Portillo, 2014), ²(Rengifo & Calderon, 2015), ³(Ramos, n.d.), ⁴(EIA, 2011).

2.5.1.1 Área. La formación La Luna presenta un área menor a los demás *shale plays* en estudio con 1'529.600 acres, siendo el *shale play de Eagle Ford* en Estados Unidos comparable en este aspecto con un área de 2'126.720 acres.

2.5.1.2 Espesor. El espesor promedio de la formación La Luna no se asemeja al espesor promedio de los *shale plays* de Estados Unidos, pero puede ser comparable al de la formación Vaca Muerta que tiene valores de espesores altos.

2.5.1.3 Profundidad. La formación la Luna tiene una profundidad promedio > 10000 ft, comparable con la profundidad promedio de $5500 - 11000$ ft del *shale play de Eagle Ford* y con el *Bakken shale play* con una profundidad promedio de $10000 - 12000$ ft.

2.5.1.4 Porosidad. Los valores de porosidad de los miembros Salada y Galembo de $8,3\% \pm 0,023$ y $8,69\% \pm 0,037$ son similares a los presentados en el *shale play de Eagle Ford* de 9%

2.5.1.5 TOC. La formación La Luna presenta un TOC entre $2 - 4\%$ el cual lo ubica entre el rango de calidad de kerógeno bueno y muy bueno, similar al *shale play de Eagle Ford* de $4,25\%$

2.5.1.6 Madurez térmica (Ro). El Ro de la formación La Luna varía entre $0,7 - 1$ y podría ser comparable tanto con el *shale play de Eagle Ford* como con la formación Vaca Muerta.

2.5.1.7 Tipo de kerógeno. La formación Vaca Muerta cuenta con kerógeno tipo II generador de hidrocarburos líquidos principalmente al igual que al *shale play de Eagle Ford* y la Formación Vaca Muerta.

Con la comparación hecha anteriormente y basados en investigaciones anteriormente referenciadas se evidencia que la formación La Luna se asimila petrofísicamente en algunos aspectos a los demás *shale plays*, pero sin duda guarda más similitudes con el *shale play de Eagle Ford* en Estados Unidos, haciendo énfasis en el tipo de kerógeno y el TOC que indicarían que contienen hidrocarburos similares (aceite y gas condensado) y en sus gradientes de presión.

2.5.2 Plan de perforación y completamiento.

Se esperan perforar pozos con un TVD entre 8000 – 10000 ft con una longitud horizontal de 3000 ft los cuales tendrán un tiempo estimado de perforación promedio de 75-85 días.

Además, se sugiere que el espaciamiento óptimo entre pozos sea de 200 – 300 ft, ya que en el *shale play* de Eagle Ford al tener este espaciamiento, el factor de recobro mejoró notablemente (Rengifo & Calderon, 2015).

Se recomienda perforar grupos de 2-6 pozos cada seis meses debido a la alta producción en las etapas iniciales y su rápida declinación, así se asegura una producción estable debido a que cuando un grupo de pozos perforados comience a declinar un nuevo grupo de pozos tendrá tasas altas de producción.

2.5.3 Producción.

Para el análisis de la producción se tiene en cuenta los datos de las pruebas realizadas en la Formación La Luna fracturada en el pozo Mono Araña 1 (Energy, 2014), donde se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la **Tabla 7**.

Tabla 7.

Prueba de producción pozo Mono Araña 1.

	Primer periodo de flujo	Segundo periodo de flujo
Periodo de flujo (horas)	48	24
Tasa de Aceite (bls/d)	130	590
Tasa de gas (Mscf/d)	16	118
Corte de Agua (%)	0,4	0,4

Nota: Tomado de (Energy, 2014). Adaptado por los autores.

Para la declinación de la producción se hace la analogía con la información disponible del *shale*

play de Eagle Ford. En la **Tabla 8** se plantea un escenario del pozo tipo a tomar, para el diseño de las facilidades de producción para la Formación La Luna en la presente investigación.

Tabla 8.

Parámetros de declinación adaptados a la Formación La Luna.

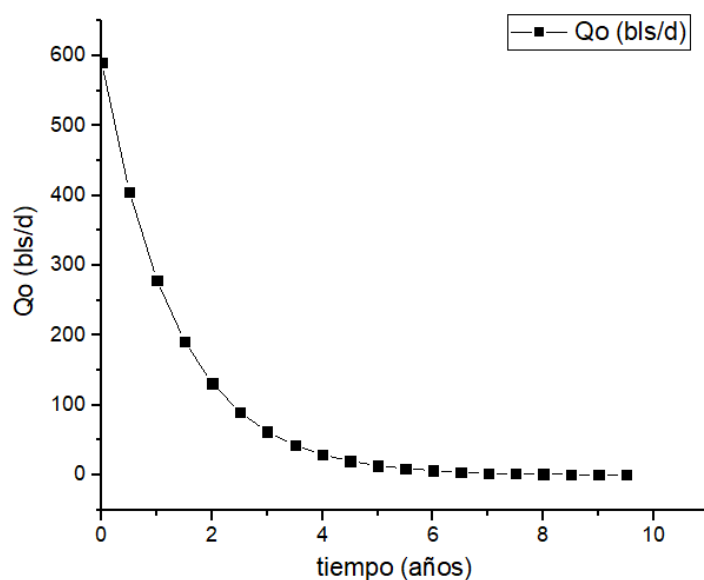
	Aceite	Gas
qi (bls/d)	590 bls/d	118 Mscf/d
Di(1año)	0,75	0,75
D(t>1año)	0,06	0,06
B	1,1	1,1

Nota: Adaptado de (EIA, 2011) y (Energy, 2014).

En las **Figuras 14 y 15** se muestran el perfil de producción y el aceite acumulado del pozo tipo (Np) a lo largo del tiempo respectivamente.

Figura 14.

Escenario perfil de producción pozo tipo.



2.5.4 Facilidades de producción.

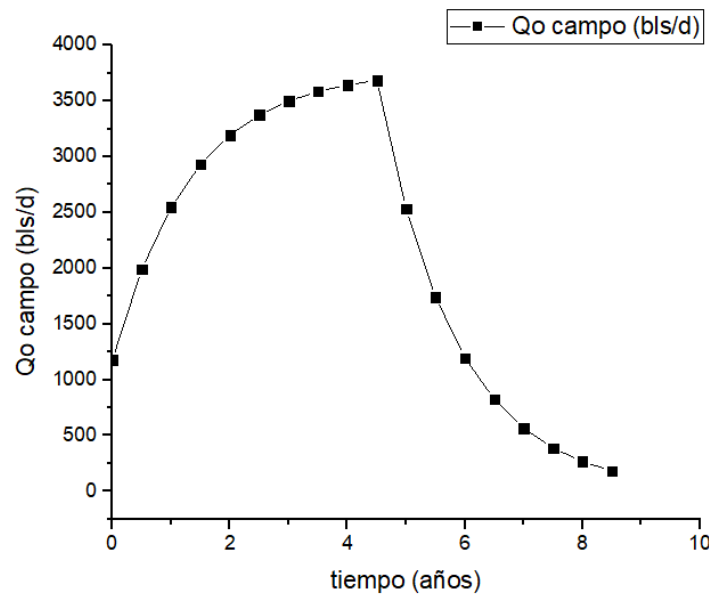
Se propone para las facilidades de producción un diseño modular para 20 pozos teniendo en cuenta las características del pozo tipo descrito anteriormente.

La perforación de estos pozos se propone sean en grupos de 2 cada 6 meses teniendo así la totalidad de los pozos perforados en un tiempo de 5 años siguiendo así las recomendaciones mencionadas anteriormente de acuerdo a las experiencias vividas en el *shale play* de Eagle Ford (Kevin A. Lawlor & Michael W. Conder, n.d.)

En las **Figura 15** se muestra el perfil de producción diaria de los 20 pozos a lo largo del tiempo.

Figura 15.

Perfil de producción diaria de los 20 pozos.



El pico máximo de producción se alcanzaría a los 5 años una vez que todos los pozos han sido perforados teniendo una producción diaria aproximada de crudo de 3700 bls/día.

2.6 Ingeniería conceptual

La ingeniería conceptual es aplicada a un proyecto según los requerimientos de este, así mismo, su rango de acción puede llegar a ser demasiado amplio puesto que es necesario la búsqueda de múltiples soluciones que puedan encontrarse en el campo de la ingeniería y puedan complementar tal proyecto.

Según lo mencionado anteriormente, se da cabida al planteamiento de un procedimiento mínimo y las variables más importantes a tener en cuenta en el diseño de la filosofía de operación, lo que tendrá importancia en el desarrollo del proyecto (Jiménez, 2016).

2.6.1 Etapas de una ingeniería conceptual

La ingeniería conceptual puede desarrollarse en etapas diferentes, pero se puede tener una serie de etapas que contribuyan a la facilidad del manejo de ésta. Estas etapas se pueden enumerar en el siguiente orden: búsqueda de la información, clasificación de la información y análisis de la información (Jordan, 2008). Todas estas etapas fueron realizadas anteriormente donde se hizo la recopilación, clasificación y análisis de la información disponible de diversos *shale plays* en el mundo.

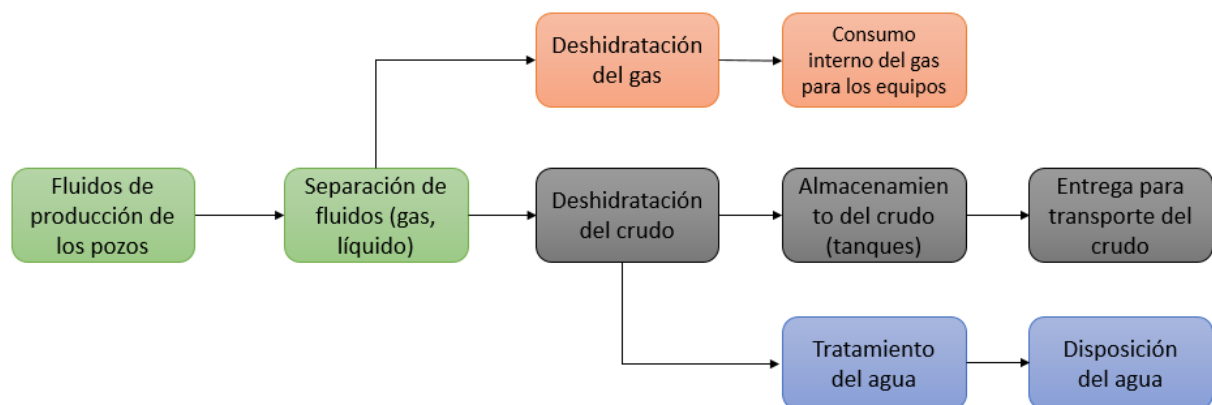
2.7 Desarrollo de la ingeniería conceptual

2.7.1 Diagrama de bloques

El diagrama de bloques de la **Figura 16** muestra los procesos a realizar con los fluidos de producción de los pozos.

Figura 16.

Diagrama de bloques de los procesos de las facilidades de producción.



Nota: Adaptado de (Rangel, 2015)

2.7.2 Descripción de procesos y consideraciones para el diseño de los equipos de las facilidades de producción.

Para el desarrollo de los diseños de cada una de las alternativas en las facilidades se debe tener en cuenta un factor importante como lo es el caudal que se manejará desde que el fluido sale del pozo hasta que pasa por cada una de las etapas de las facilidades de producción. La producción de un pozo tipo comenzará con un caudal aproximado de 590 bls/día como se observa en la **Figura 14** e irá declinando con el tiempo. Para el diseño de los equipos, desde las líneas de flujo, hasta los separadores, se espera que se maneje una producción inicial con 2 pozos de 1180 bls/d los 6 primeros meses donde cada pozo aporta 590 bls/d, cada 6 meses se perforarán 2 pozos los cuales irán sumando a la producción diaria del campo. Se estima que para el desarrollo modular se perforen 20 pozos, los cuales tendrán un punto de producción máxima de 3700 bls/d una vez todos los pozos son perforados, como se muestra en la **Figura 17**, esta es la producción a considerar para el diseño de los equipos en las facilidades de producción.

A continuación, se describen los procesos y las consideraciones para el diseño de los equipos.

Figura 17.

Escenario de producción del campo.

T (años)	Pozos 1 y 2	Pozo 3 y 4	Pozo 5 y 6	Pozo 7 y 8	Pozo 9 y 10	Pozo 11 y 12	Pozo 13 y 14	Pozo 15 y 16	Pozo 17 y 18	Pozo 19 y 20	Total
0	1180,00										1180,00
0,5	811,00	1180,00									1991,00
1	557,39	811,00	1180,00								2548,39
1,5	383,09	557,39	811,00	1180,00							2931,48
2	263,29	383,09	557,39	811,00	1180,00						3194,78
2,5	180,96	263,29	383,09	557,39	811,00	1180,00					3375,74
3	124,37	180,96	263,29	383,09	557,39	811,00	1180,00				3500,11
3,5	85,48	124,37	180,96	263,29	383,09	557,39	811,00	1180,00			3585,59
4	58,75	85,48	124,37	180,96	263,29	383,09	557,39	811,00	1180,00		3644,33
4,5	40,38	58,75	85,48	124,37	180,96	263,29	383,09	557,39	811,00	1180,00	3684,71
5	27,75	40,38	58,75	85,48	124,37	180,96	263,29	383,09	557,39	811,00	2532,46
5,5	19,07	27,75	40,38	58,75	85,48	124,37	180,96	263,29	383,09	557,39	1740,53
6	13,11	19,07	27,75	40,38	58,75	85,48	124,37	180,96	263,29	383,09	1196,25
6,5	9,01	13,11	19,07	27,75	40,38	58,75	85,48	124,37	180,96	263,29	822,17
7	6,19	9,01	13,11	19,07	27,75	40,38	58,75	85,48	124,37	180,96	565,07
7,5	4,26	6,19	9,01	13,11	19,07	27,75	40,38	58,75	85,48	124,37	388,37
8	2,92	4,26	6,19	9,01	13,11	19,07	27,75	40,38	58,75	85,48	266,92
8,5	2,01	2,92	4,26	6,19	9,01	13,11	19,07	27,75	40,38	58,75	183,45
9	1,38	2,01	2,92	4,26	6,19	9,01	13,11	19,07	27,75	40,38	126,08
9,5	0,95	1,38	2,01	2,92	4,26	6,19	9,01	13,11	19,07	27,75	86,66
10	0,65	0,95	1,38	2,01	2,92	4,26	6,19	9,01	13,11	19,07	59,56
10,5	0,45	0,65	0,95	1,38	2,01	2,92	4,26	6,19	9,01	13,11	40,93
11	0,31	0,45	0,65	0,95	1,38	2,01	2,92	4,26	6,19	9,01	28,13
11,5	0,21	0,31	0,45	0,65	0,95	1,38	2,01	2,92	4,26	6,19	19,34
12	0,15	0,21	0,31	0,45	0,65	0,95	1,38	2,01	2,92	4,26	13,29
12,5	0,10	0,15	0,21	0,31	0,45	0,65	0,95	1,38	2,01	2,92	9,13
13	0,07	0,10	0,15	0,21	0,31	0,45	0,65	0,95	1,38	2,01	6,28
13,5	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,31	0,45	0,65	0,95	1,38	4,31
14	0,03	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,31	0,45	0,65	0,95	2,97
14,5	0,02	0,03	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,31	0,45	0,65	2,04
15	0,02	0,02	0,03	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,31	0,45	1,40
15,5	0,01	0,02	0,02	0,03	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,31	0,96
16	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,66

2.7.2.1 Separación de los fluidos. Los fluidos de producción son separados en dos fases (gas, líquido) o tres fases (gas, aceite y agua) según se requiera, esto se lleva a cabo utilizando equipos conocidos como separadores. Entre estos separadores se pueden encontrar los siguientes: separadores horizontales, separadores verticales, separadores esféricos, separadores centrífugos, separador tipo Venturi, filtro separador, *scrubbers*, *slug catcher*, entre otros.

Las secciones de un separador son las siguientes (Estrado, 2011):

Sección de separación primaria: En esta sección se remueve la mayor cantidad de líquido de la corriente entrante, reduciendo también la turbulencia del fluido.

Sección de separación secundaria: En esta sección ocurre la separación gravitacional de gotas entre 100 – 140 micrones. La velocidad de separación más común está entre 80 – 120 ft/s.

Sección de extracción de niebla: En esta sección se separan del flujo de gas las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primarias y secundarias del separador.

Para la selección del separador se deben tener en cuenta las ventajas y limitaciones que presentan cada uno de estos como se muestra en la **Tabla 9**.

Este proceso de separación de fluidos debe contar con equipos que se adapten a las variaciones de flujo y demás cambios en la producción a través del tiempo. Teniendo en cuenta las ventajas y limitaciones de los separadores mencionadas anteriormente, se proponen 3 alternativas para el diseño del separador que cumplan con las características necesarias.

Tabla 9.

Ventajas y limitaciones de los tipos de separadores.

<i>Tipo de separadores</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Limitaciones</i>
Horizontal	• Uso para corrientes de flujo con altas relaciones gas-líquido y espuma. • Equipos de menor tamaño comparado con un separador vertical.	• Mayor área de instalación requerida. • No recomendados para el manejo de alto contenido de sólidos de producción.
Vertical	• Recomendado para manejo de alto contenido de sólidos de producción. • Uso para corrientes de flujo de bajas a intermedias relaciones gas-líquido.	• Equipos de mayor tamaño. • Mayor costo del equipo para una cantidad de gas determinada.
Esférico	• Eficiente en la contención de presión debido a su geometría.	• Capacidad limitada de oleada de líquidos. • Dificultades con su fabricación

Nota: Adaptado de(Arnold & Stewart, n.d.). Adaptado por los autores.

Alternativa 1: Se propone el diseño de un separador horizontal bifásico, para el diseño de este separador, se tiene en cuenta los parámetros mostrados en la **Tabla 10**. Para que el separador

trabaje de manera eficiente, se diseñan dos separadores horizontales paralelos, separador 1 y separador 2 con capacidades de 3000 y 1000 bls/d, respectivamente. El separador 1 se mantendrá en funcionamiento constantemente, mientras que el separador 2 funcionará cuando la producción de los pozos supere la capacidad del separador 1. El separador 2, se podrá utilizar como separador de prueba cuando no esté funcionando junto al separador 1.

Tabla 10.

Parámetros alternativos 1 y 2.

Parámetro	Separador 1	Separador 2
Producción de aceite (bls/d)	3000	1000
Producción de gas (MMscf/d)	0,6	0,2
Producción de agua (bls/d)	12	8
Gravedad específica del gas	0,6	0,6
API	22	22
Corte de agua (%)	0,4	0,4
Presión de operación (psi)	300	300
Temperatura de operación (°F)	90	90
Tiempo de retención (minutos)	4	4
Diámetro de la gota a remover (micras)	120	120
GOR (SCF/STB)	200	200

En las Tablas 11 y 12, se observa el diseño de los separadores donde se aprecia las distintas combinaciones de diámetros y longitudes entre costuras. Para elegir el diseño óptimo de un separador, se escoge aquel que tenga una relación de esbeltez entre 3 y 4.

Tabla 11.

Diseño separador horizontal 3000 barriles.

D (in)	Leff Gas (ft)	Leff Liq (ft)	Lss (ft)	SR
42	2	10	13	4
48	1	7	10	2
60	1	5	6	1

Tabla 12.

Diseño separador horizontal 1000 barriles.

D (in)	Leff Gas (ft)	Leff Liq (ft)	Lss (ft)	SR
16	4	22	30	22
20	3	14	19	11
24	3	10	13	7
30	2	6	8	3
36	2	4	6	2
42	2	3	4	1

Para el separador 1 de 3000 barriles, se obtuvo una combinación de un diámetro de 42 in y una longitud entre costuras de 15 ft y para el separador 2 de 1000 barriles la combinación fue entre un diámetro de 30 in y una longitud entre costuras de 10 ft.

Alternativa 2: Se propone el diseño de un separador vertical bifásico, para el diseño de este separador, se tiene en cuenta los parámetros mostrados anteriormente en la **Tabla 10**. Para que el separador trabaje de manera eficiente, se diseñan dos separadores verticales paralelos, separador 1 y separador 2 con capacidades de 3000 y 1000 bls/d, respectivamente. El separador 1 se mantendrá en funcionamiento constantemente, mientras que el separador 2 funcionará cuando la producción de los pozos supere la capacidad del separador 1. El separador 2, se podrá utilizar como separador de prueba cuando no esté funcionando junto al separador 1.

En las **Tablas 13 y 14**, se observa el diseño de los separadores donde se aprecia las distintas combinaciones de diámetros, alturas y longitudes entre costuras. Para elegir el diseño óptimo de un separador, se escoge aquel que tenga una relación de esbeltez entre 3 y 4.

Tabla 13.*Dimensionamiento separador vertical 3000 barriles.*

D (in)	h (ft)	Lss (ft)	SR
30	112,1	15,7	6,3
36	77,8	12,8	4,3
42	57,2	11,6	3,3
48	43,8	11,0	2,7
60	28,0	10,7	2,1

Para las condiciones de producción tomadas, el separador 1 que cumple con los criterios de diseño es el de 42 pulgadas de diámetro y longitud entre costuras (Lss) de 15 ft.

Tabla 14.*Dimensionamiento separador vertical 1000 barriles.*

D (in)	h (ft)	Lss (ft)	SR
16	133,7	17,5	13,1
20	85,6	13,5	8,1
24	59,4	11,3	5,6
30	38,0	9,5	3,8
36	26,4	8,5	2,8
42	19,4	8,5	2,4

Para las condiciones de producción tomadas, el separador 2 que cumple con los criterios de diseño es el de 30 pulgadas de diámetro y longitud entre costuras (Lss) de 10 ft.

Alternativa 3: Para la alternativa 3, se propone el diseño de un separador vertical bifásico, pero a diferencia de la alternativa 1 y 2, se propone el diseño de solo un separador con una capacidad de 3700 bls/d. Para este diseño se tomaron en cuenta los parámetros mostrados en la **Tabla 15**.

En la **Tabla 16**, se observa las combinaciones que se obtuvieron en el diseño del separador vertical bifásico con una capacidad de 3700 bls/d.

Tabla 15.

Parámetros dimensionamiento alternativa 3.

Parámetro	Separador Vertical
Producción de aceite (bls/d) ¹	3700
Producción de gas (MMscf/d) ²	1,3
Producción de agua (bls/d) ³	20
Gravedad específica del gas ⁴	0,6
API ⁵	22
Corte de agua (%) ⁶	0,4
Presión de operación (psi) ⁷	300
Temperatura de operación (°F) ⁸	90
Tiempo de retención (minutos) ⁹	4
Diámetro de la gota a remover (micras) ¹⁰	120
GOR ¹¹ (SCF/STB)	200

Tabla 16.*Dimensionamiento separador vertical 3700 barriles.*

D (in)	h (ft)	Lss (ft)	SR
24	221,5	24,8	12,4
30	141,7	18,1	7,3
36	98,4	14,5	4,8
42	72,3	12,9	3,7

En la tabla anterior, se observa el resultado del diseño del separador vertical bifásico con sus respectivas combinaciones de diámetros, alturas y longitudes entre costuras. El diseño óptimo para este separador que pueda soportar una producción de 3700 bls/d es aquel que tenga un diámetro de 42 in, una altura de 75 ft y una longitud entre costuras de 15 ft.

2.7.2.2 Elección entre alternativas para la separación de fluidos. La **Tabla 9**, muestra algunas ventajas y limitaciones de los separadores bifásicos horizontal y vertical. De las 3 alternativas propuestas anteriormente, se recomienda escoger la alternativa 2, ya que los separadores verticales bifásicos son usados en producción donde los fluidos tienen una baja relación gas-líquido y recomendados para el manejo de sólidos asociados a la producción (Arnold & Stewart, n.d.). Esta elección se realiza debido a que el fluido a manejar tiene una baja relación gas-líquido y también llega a la sección de separación con sólidos asociados. No se recomienda escoger la alternativa 3, ya que cuando la producción sea temprana se tendría un separador sobredimensionado y cuando la producción llegue a los 3700 bls/d solo durará 6 meses con tal producción y el separador sería obsoleto.

Teniendo en cuenta los criterios anteriormente mencionados se recomienda realizar el dimensionamiento del separador vertical bifásico tomando los datos de producción descritos

anteriormente en la investigación, el primer separador vertical bifásico con capacidad volumétrica de 3000 bls/d para las etapas iniciales y el otro separador vertical bifásico 1000 bls/d para complementar la capacidad de separación cuando se llegue las tasas altas, ya que cada 6 meses 2 pozos irán aportando a la producción del campo y se llegará a tener una producción máxima de 3700 bls/d a 4,5 años. Posteriormente, cuando las tasas de producción decaigan se deja en funcionamiento el que supla la capacidad necesaria y el otro funcionará como separador de prueba, esto según lo recomendado de las facilidades modulares de otros países (Liang et al., 2016).

2.7.2.3 Almacenamiento del crudo. El crudo es almacenado en tanques cilíndricos verticales de fondo plano dejándolo en reposo con el fin de protegerlo de contaminantes o materiales extraños para su posterior fiscalización y entrega para el transporte ya sea por oleoducto, carro tanques o el medio a utilizar. Las normas API 650, API 12D y API 2000 establecen los parámetros para la construcción de estos tanques soldados para el almacenamiento del crudo.

Para el dimensionamiento de los tanques se calcula la capacidad de los mismos mediante la

Ecuación 1:

$$C = 0.785 * D^2 * H$$

Ecuación 1

Donde:

C: Capacidad del tanque (m³).

D: Diámetro del tanque (m).

H: Altura del tanque (m).

Se contará con dos tanques de almacenamiento con capacidad de almacenamiento de 4000 bls cada uno para almacenar la producción diaria, trabajando uno como receptor y el otro como tanque de despacho. En la **Tabla 17** se presentan los resultados del dimensionamiento de los tanques.

Tabla 17.*Dimensionamiento de los tanques.*

Dimensionamiento de los tanques					
Tanque receptor			Tanque de despacho		
D (ft)	H (ft)	C (barriles)	D (ft)	H (ft)	C (barriles)
30	32	4000	30	32	4000

2.7.2.4 Tratamiento del gas. Generalmente, el gas producido debe ser sometido a una serie de tratamientos con el fin de acondicionarlo para su posterior transporte y venta cumpliendo con los parámetros establecidos en el reglamento único de transporte (RUT). Algunos de los tratamientos comúnmente realizados al gas son los siguientes:

Deshidratación de gas: Este proceso se realiza ya que el agua favorece a la formación de hidratos en el gas. Esta deshidratación del gas se puede realizar de varios métodos, siendo los más comunes la deshidratación con glicol (absorción) y deshidratación con desecantes sólidos (adsorción) (Rangel, 2015).

Endulzamiento de gas: Uno de los procesos más usados para el endulzamiento del gas, es aquel que se realiza mediante aminas, las cuales actúan como solventes químicos en una solución acuosa la cual absorbe los gases ácidos de la corriente de gas (Rangel, 2015).

Sin embargo, cuando el gas producido no es suficiente para su comercialización de forma rentable, se puede disponer de diferentes maneras como pueden ser (Guerrero, 2017):

Reinyección: El gas producido es reinyectado al yacimiento como mecanismo de recuperación de hidrocarburos.

Combustible: El gas es utilizado como combustible para la generación de electricidad.

Materia prima: En el proceso de desulfuración, con el fin de mejorar la calidad de los derivados del petróleo.

Para el tratamiento del gas se plantean las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Como primera alternativa se plantea realizar procesos de tratamiento del gas, tales como endulzamiento y deshidratación para acondicionar el gas para su venta. Para esto se requiere el diseño de una planta de tratamiento.

Alternativa 2: Se plantea el aprovechamiento del gas de producción como combustible, por medio de centros de generación, que son instalaciones empleadas para la generación de energía eléctrica a partir de calor (Guerrero, 2017). Para esto, primero el gas debe pasar por un *scrubber*, el cual es un separador de dos fases diseñado para remover los líquidos que lleva la corriente de salida de gas de los separadores, esto con el fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos líquidos posible.

El diseño del *scrubber* es similar al de un separador vertical bifásico, cambiando las condiciones operativas ya que este solo retirará los líquidos que vienen asociados a la corriente de gas que sale del separador (Arnold & Stewart, n.d.), aprovechando así la máxima cantidad de hidrocarburos líquidos.

Inicialmente se calcula la restricción de la capacidad del gas como se observa en la Ecuación 2:

$$d^2 = 5040 \left[\frac{TZQ_G}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Ecuación 2

Donde:

d: Diámetro mínimo (in)

T: Temperatura de operación (R)

Z: Factor de compresibilidad del gas

Qg: Caudal del gas (MMscf/día)

P: Presión de operación (psi)

ρ_l : Densidad del líquido (lb/ft³)

ρ_g : Densidad del gas (lb/ft³)

dm: Diámetro de la gota (micras)

CD: Coeficiente de arrastre

Luego se calcula la restricción de la capacidad del líquido como se muestra en la Ecuación 3:

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0,12}$$

Ecuación 3

Donde:

d: Diámetro scrubber (in)

h: Altura del scrubber (ft)

t_r : Tiempo de retención (minutos)

Q_l : Caudal del líquido (bls/d)

Una vez se obtengan los valores de las capacidades del gas y líquido, se realizan los cálculos para los diferentes diámetros, obteniendo así, una tabla que muestre los valores de diámetro y altura según el tiempo de retención tomado para la operación.

Después de obtener estos datos, se calculan las longitudes entre costuras con la **Ecuación 4** cuando el diámetro es menor o igual a 36 in:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12}$$

Ecuación 4

O también se puede usar la **Ecuación 5** cuando el diámetro es mayor a 36 in:

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12}$$

Ecuación 5

Donde:

Lss: Longitud entre costuras (ft)

d: Diámetro mínimo para la capacidad del gas (in)

h: Altura del scrubber (ft)

Por último, para elegir el diámetro óptimo del *scrubber* se calcula la relación de esbeltez, con la Ecuación 6, esta relación debe tener valores entre 3 y 4 para la selección del diámetro adecuado.

$$\frac{12 * L_{ss}}{d}$$

Ecuación 6

Donde:

Lss: Longitud entre costuras (ft)

d: diámetro del scrubber (in)

Para el diseño del scrubber se tiene en cuenta la composición del gas de un campo del Valle Medio del Magdalena que se muestra en la **Tabla 18** como referencia ya que aún no se conocen las propiedades del gas que se obtendrá del *shale* de la formación La Luna, esto con el fin de calcular los condensados arrastrados por la corriente de gas que sale del separador para el diseño del scrubber.

Tabla 18.

Composición del gas campo de referencia del Valle Medio del Magdalena.

Componente	Fracción molar
CO ₂	3,2%
N ₂	1,1%
C ₁	82,2%
C ₂	5,5%
C ₃	3,6%
iC ₄	1,2%
nC ₄	1,5%
iC ₅	0,5%
nC ₅	0,4%
C ₆	0,4%
C ₇	0,3%
C ₇₊	0,1%
Total	100%

Nota: Tomado de (Ducón, 2018)

En la **Figura 18** se muestra el cálculo de los condensados en la corriente de gas que sale del separador.

Figura 18.

Cálculo de los líquidos asociados a la corriente de gas.

COMPONENTE	GAS DE ALIMENTACIÓN MOL %	GAL/lbMOL	GPM	GAL/DIA	RECOBRO ESTIMADO %	NET BARRILES/DIA
CO ₂	3,20%					
N ₂	1,08%					
C ₁	82,21%					
C ₂	5,49%	10,13	1,46	1904,38	90,00%	40,81
C ₃	3,60%	10,43	0,99	1286,63	98,00%	30,02
iC ₄	1,19%	12,38	0,39	504,84	99,00%	11,90
nC ₄	1,46%	11,94	0,46	596,97	99,00%	14,07
iC ₅	0,53%	13,71	0,19	248,95	100,00%	5,93
nC ₅	0,42%	13,71	0,15	197,28	100,00%	4,70
C ₆	0,40%	15,57	0,16	213,29	100,00%	5,08
C ₇	0,28%	17,46	0,13	167,51	100,00%	3,99
C ₇₊	0,14%					
Total	100,00%					116,49
MMSCFD	1,3					

Los cálculos del dimensionamiento del scrubber con las ecuaciones descritas anteriormente se muestran en la **Tabla 19**.

Tabla 19.*Dimensionamiento del scrubber.*

D (in)	H (ft)	Lss (ft)	SR
16	15,1	7,6	5,7
20	9,7	7,1	4,3
24	6,7	6,9	3,4
30	4,3	6,7	2,7
36	3,0	6,6	2,2
42	2,2	7,0	2,0
48	1,7	7,5	1,9
60	1,1	8,4	1,7

Según lo mencionado anteriormente, se escoge un diámetro óptimo donde la relación de esbeltez oscile entre 3 y 4, siendo el adecuado un diámetro de 24 in con una altura de 7 ft.

Una vez el gas haya pasado por el *scrubber*, es llevado al centro de generación el cual cuenta con motores de combustión interna como el mostrado en la **Figura 19**, los cuales cuentan con una eficiencia eléctrica que fluctúa entre 20 % a 42%.

Figura 19.*Motor de combustión interna.*

Nota: Tomado de (Guerrero, 2017)

2.7.2.5 Elección entre alternativas para el tratamiento del gas.

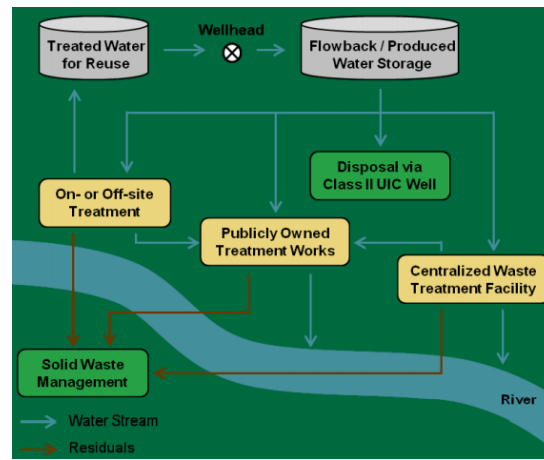
Teniendo en cuenta que la relación gas – aceite (GOR) es baja, no es rentable tratar el gas para su venta como en la alternativa 1 ya que no es un volumen considerable. Por esto, la alternativa 2 donde se aprovecha el gas como combustible para los motores de combustión interna es la que mejor se adapta ya que las diferentes operaciones que se llevan a cabo en un campo petrolero requieren del uso de energía eléctrica, lo cual representaría un aprovechamiento del recurso y ahorro de dinero.

2.7.2.6 Tratamiento del agua de retorno. El ciclo del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico empieza con la captación de este recurso en superficie. Luego, es mezclada con químicos y propantes para generar el fluido de perforación el cual es bombeado para generar fracturas en la formación de interés. Una vez el pozo entre en producción, una fracción del agua inyectada durante el proceso de fracturamiento, es producida de vuelta a superficie y finalmente es tratada (Campos et al., 2017).

El manejo y disposición que usualmente se le da a las aguas residuales de los tratamientos de fracturamiento hidráulico se compone de los siguientes procesos: inyección en pozos de disposición, plantas de tratamiento municipales y reúso en la estimulación hidráulica. Otro proceso viable técnica y económicamente es el tratamiento de las aguas en los campos petroleros y de gas debido a que pueden ubicarse en áreas cercanas a los campos de exploración y/o producción o pueden convertirse en unidades móviles para tratamiento en la locación (*on site*) (Suárez & Santana, 2013).

Figura 20.

Alternativas de manejo y disposición de las aguas residuales de fracturamiento hidráulico.



Nota: Tomado de (Suárez & Santana, 2013)

La destilación por membranas es una tecnología que se adapta al tratamiento de aguas de retorno debido a que proporciona una serie de ventajas respecto a otras tecnologías como lo son (Campos et al., 2017) :

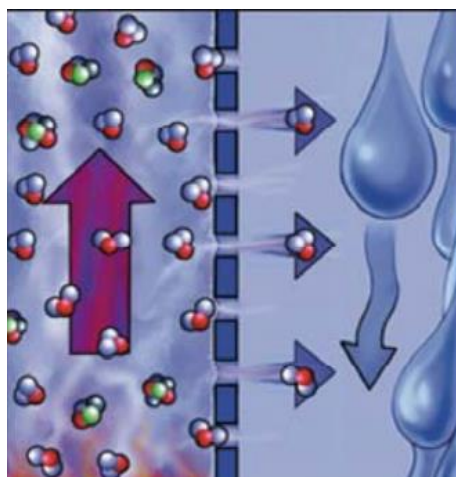
Capacidad de eliminación de +/- 90% de materiales no deseables (Ca, Mg, Na, TDS y Cl⁻)

Consumo de energía bajo en comparación a otras tecnologías.

Tasa de tratamiento alta y suficiente (24000 bls/día).

Bajo costo capital y operacional respecto a otras tecnologías.

Esta tecnología usa una membrana hidrofóbica para su operación y se basa en la diferencia de la presión de vapor de la solución salina (mayor temperatura) con el agua que se encuentra al otro lado de la membrana (menor temperatura). Las moléculas de vapor de agua de la solución salina pasan a través de la membrana hidrofóbica y porosa, condensándose así en el lado del flujo frío (Mines, 2009) como se muestra en la **Figura 21**.

Figura 21.*Destilación por membranas.*

Nota: Tomado de (Mines, 2009)

Los valores de costo capital y operativo de las diferentes tecnologías de tratamiento de aguas de retorno se encuentran en la **Figura 22**.

Figura 22.*Costos de las tecnologías de tratamiento de aguas de retorno.*

Technology	*Capital cost (USD/m3)	*Operational cost (USD/m3)
Reverse Osmosis	\$ 5.91	\$ 0.19
Membranes Distillation	\$ 0.94	\$ 0.38
Dewvaporation	\$ 28.30	\$ 13
Vapor Compression	\$ 1 195	\$ 0.50
Flash Multi Stage	\$ 2 264	\$ 0.75

Nota: Tomado de (Campos et al., 2017)

Para estimar los volúmenes de agua de retorno se toman en cuenta los datos de Eagle Ford ya que en Colombia aún no se han explotado los yacimientos de *shale*. Por cada pozo en promedio se inyectan 120.000 barriles de agua de los cuales se espera que el 15% retornen a superficie, es decir 18.000 barriles de agua por pozo aproximadamente (Campos et al., 2017).

Teniendo en cuenta que se espera la perforación de 20 pozos, el volumen total de aguas de retorno esperado sería de 360.000 barriles aproximadamente.

2.8 Análisis financiero del proyecto

2.8.1 Variables técnico-económicas que influyen en el análisis financiero.

2.8.1.1 Declinación. Los yacimientos poseen una energía la cual se ve representada en su presión, esta presión ayuda a que el hidrocarburo sea llevado desde el subsuelo hasta la superficie. A medida que el yacimiento se va desarrollando, esta presión disminuye y por ende también lo hace su producción, lo cual conlleva a una disminución de los ingresos por la venta del crudo producido.

Esta declinación fue tomada en cuenta anteriormente en los pronósticos de producción del campo y del pozo tipo en las **Figura 14** y **Figura 15**.

2.8.1.2 Regalías. En Colombia, todo el subsuelo y los recursos que se encuentren en él son propiedad del estado, por esto cuando se realiza la explotación de recursos no renovables por terceros como el hidrocarburo, las empresas operadoras deben recompensar al gobierno con el pago de regalías proporcional a la cantidad de recursos extraídos por un periodo de tiempo.

De acuerdo con el artículo 16 de la ley 756 de 2002, la producción de hidrocarburos en boca de pozo recibe como tarifas reguladoras de las regalías la aplicación del porcentaje según la producción promedio siguiendo la **Figura 23**.

Figura 23.*Porcentaje de regalías.*

Producción Promedio del Mes	Porcentaje de regalías
<= 5000	8%
5000-125000	$8\% + (\text{Producción Promedio Mes, KOPD} - 5) \cdot (0,1)$
125000-400000	20%
400000-600000	$20\% + (\text{Producción Promedio Mes, KOPD} - 400) \cdot (0,025)$
>600000	25%

Nota: Tomado de (ANH, 2008).

2.8.1.2 Precio del barril. Desde 2012, el crudo de referencia para Colombia es el tipo Brent. Durante los últimos años este crudo se ha tasado en promedio en 60 USD/barril como se muestra en la **Figura 24**. Para el análisis financiero del proyecto se fija este precio como el escenario neutro, además, se fijarán otros dos escenarios tanto positivo como negativo con el fin de analizar el impacto del precio del crudo sobre el análisis financiero del proyecto.

Figura 24.*Precio barril brent.*

Nota: Tomado de (Rincón & Princes, 2019)

2.8.1.3 Inversión inicial. Para que todo proyecto pueda llevarse a cabo, se requiere de cierta inversión tanto en equipos como en mano de obra y/o servicios, en el caso de este proyecto, se tendrán en cuenta inversiones en equipos como los separadores, líneas de recolección de fluidos, tanques de almacenamiento, costos de perforación de los pozos, al igual que la mano de obra calificada para la operación de estos equipos.

Se estima que la inversión inicial (CAPEX) sea de USD \$ 82.000.000 aproximadamente como se detalla en la **Figura 25**.

Figura 25.

CAPEX del proyecto.

ACTIVIDAD	SUBACTIVIDAD	COSTO (USD)
Facilidades de superficie	Ingeniería Basica, detalles y diseño general	\$ 40.000
	Interventoría	\$ 40.000
	Tanques de almacenamiento	\$ 250.000
	Equipos de separacion	\$ 180.000
	Manifold	\$ 15.000
	Sistema contraincendio	\$ 60.000
	Sistema electrico	\$ 40.000
	Generadores a gas	\$ 200.000
	Instrumentación y control	\$ 80.000
	Tuberías	\$ 150.000
	Oficina	\$ 30.000
	Proteccion catódica	\$ 30.000
	Costo capital tratamiento del agua (360.000 barriles)	\$ 338.400
	Obra civil, mecánica, eléctrica y otros	\$ 450.000
Total facilidades de producción		\$ 1.903.400
Perforación	Perforación por cada pozo	\$ 4.000.000
	Total actividades de perforación	\$ 80.000.000
Inversión total		\$ 81.903.400

2.8.1.4 Impuesto de renta. Toda aquella operación que genere ingresos netos positivos para la empresa está sujeta al cobro de impuesto de renta, este impuesto es el porcentaje que grava las ganancias obtenidas por un proyecto. Según la normativa colombiana, en la Ley 1607 de 2012 se establece que el valor de este impuesto es de 36% de la totalidad de los ingresos obtenidos en un periodo de tiempo. Tal impuesto será tenido en cuenta para el análisis financiero del proyecto en mención.

2.8.2 Desarrollo del análisis financiero.

Teniendo en cuenta la propuesta de desarrollo de la ingeniería conceptual de las facilidades de producción de los *shale* para su futura explotación en Colombia, se realiza una evaluación técnico-económica del proyecto que parte del perfil de producción estimado a 6 años una vez se hayan perforado y estén en producción todos los pozos. Así mismo, se evalúan las inversiones necesarias (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) que tendrá el proyecto durante este periodo.

Los criterios a tener en cuenta para llevar a cabo esta evaluación técnico-económica son los siguientes:

El análisis parte de la base que el proyecto empieza a ejecutarse en el año 2021.

El análisis financiero evalúa las inversiones necesarias (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) por 6 años una vez la totalidad de los pozos estén en producción.

El porcentaje de regalías sobre la producción gravable es la establecida por la ANH en la Ley 756 de 2002 para nuevos descubrimientos (ANH, 2008).

Para el análisis financiero se fija una tasa de rendimiento mínima del 12% anual para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Se supone que la compañía operadora que lleve a cabo el proyecto cuenta con la disponibilidad de los recursos económicos, por lo cual no requerirá recursos del sistema financiero (endeudamiento).

Los ingresos del proyecto son calculados por la venta del crudo producido durante los primeros 6 años teniendo en cuenta los pronósticos de producción del campo mostrados en la **Figura 15**.

Teniendo en cuenta las consideraciones planteadas anteriormente se plantean tres escenarios diferentes para el análisis financiero del proyecto, variando los pronósticos del precio del crudo esperados para los próximos años el cual se estima sea de 60 USD/barril aproximadamente (Rincón & Princes, 2019).

Escenario 1: Se plantea como primer escenario el caso neutro, donde el precio del crudo durante los 6 años sea similar al pronosticado, es decir 60 USD/barril, teniendo en cuenta este planteamiento, los resultados de este escenario se muestran en la **Figura 26**.

Figura 26.

Resultados análisis financiero escenario neutro.

Flujo de Caja del proyecto								
Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	
Producción de crudo (bls)		570780	986377	1182692	1275424	1319228	1297638	
Precio crudo (USD)		\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	
Inversión inicial facilidades de producción (USD)	\$ 1.903.400							
Perforación de los pozos (USD)	\$ 80.000.000							
Costo operacional tratamiento del agua (360.000 barriles)	\$ 68.400							
Ingresos crudo	\$ 34.246.800	\$ 59.182.620	\$ 70.961.520	\$ 76.525.440	\$ 79.153.680	\$ 77.858.297		
Costo variable (5 USD/bbl)	\$ 2.853.900	\$ 4.931.885	\$ 5.913.460	\$ 6.377.120	\$ 6.596.140	\$ 6.488.191		
Costo de administración	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000		
Costo de mantenimiento	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000		
Regalías	\$ 4.109.616	\$ 8.877.393	\$ 12.063.458	\$ 13.774.579	\$ 14.247.662	\$ 14.014.493		
Depreciación	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333		
Utilidad operativa	\$ 13.829.951	\$ 31.920.009	\$ 39.531.268	\$ 42.920.407	\$ 44.856.544	\$ 43.902.278		
Impuestos (36%)	\$ 4.978.782	\$ 11.491.203	\$ 14.231.257	\$ 15.451.347	\$ 16.148.356	\$ 15.804.820		
Utilidad operativa después de impuestos	\$ 8.851.168	\$ 20.428.806	\$ 25.300.012	\$ 27.469.061	\$ 28.708.188	\$ 28.097.458		
Depreciación	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333		
Flujo de caja operativo	\$ 22.184.502	\$ 33.762.139	\$ 38.633.345	\$ 40.802.394	\$ 42.041.522	\$ 41.430.792		
Flujo neto del proyecto	\$ -81.971.800	\$ 22.184.502	\$ 33.762.139	\$ 38.633.345	\$ 40.802.394	\$ 42.041.522	\$ 41.430.792	

Tasa mínima de rendimiento

12% EA

TIR	%	33%
VPN (USD)	USD	\$ 17.392.753
Periodo de restitución	años	2,4
RBC		1,1

El TIR está por encima de la TRM

En un escenario neutro el proyecto tiene una tasa interna de retorno del 33%, por encima de la tasa de rendimiento mínima fijada para el proyecto de 12%. Además, el periodo de restitución del proyecto es de 2 años y 4 meses lo cual significa que a corto plazo se recupera la inversión inicial que es de casi 82 millones de USD. Por último, la relación costo beneficio es 1,1 lo cual denota que el proyecto está generando valor y rentabilidad.

Escenario 2: El segundo escenario es el negativo, donde el precio del petróleo durante los próximos 6 años esté considerablemente por debajo del precio pronosticado, se plantea un escenario donde el precio promedio sea de 40 USD/barril, afectando así notoriamente los ingresos del proyecto por la venta del hidrocarburo. Los resultados de este escenario negativo se muestran en la **Figura 27**.

Figura 27.

Resultados análisis financiero escenario negativo.

Flujo de Caja del proyecto									
Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6		
Producción de crudo (bls)		570780	986377	1182692	1275424	1319228	1297638		
Precio crudo (USD)		\$ 40	\$ 40	\$ 40	\$ 40	\$ 40	\$ 40		
Inversión inicial facilidades de producción (USD)	\$ 1.903.400								
Perforación de los pozos (USD)	\$ 80.000.000								
Costo operacional tratamiento del agua (360.000 barriles)	\$ 68.400								
Ingresos crudo		\$ 22.831.200	\$ 39.455.080	\$ 47.307.680	\$ 51.016.960	\$ 52.769.120	\$ 51.905.531		
Costo variable (5 USD/bbl)		\$ 2.853.900	\$ 4.931.885	\$ 5.913.460	\$ 6.377.120	\$ 6.596.140	\$ 6.488.191		
Costo de administración		\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000		
Costo de mantenimiento		\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000		
Regalías		\$ 2.739.744	\$ 5.918.262	\$ 8.042.306	\$ 9.183.053	\$ 9.498.442	\$ 9.342.996		
Depreciación		\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333		
Utilidad operativa		\$ 3.784.223	\$ 15.151.600	\$ 19.898.581	\$ 22.003.454	\$ 23.221.205	\$ 22.621.011		
Impuestos (36%)		\$ 1.362.320	\$ 5.454.576	\$ 7.163.489	\$ 7.921.243	\$ 8.359.634	\$ 8.143.564		
Utilidad operativa despues de impuestos		\$ 2.421.903	\$ 9.697.024	\$ 12.735.092	\$ 14.082.210	\$ 14.861.571	\$ 14.477.447		
Depreciación		\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333		
Flujo de caja operativo		\$ 15.755.236	\$ 23.030.357	\$ 26.068.425	\$ 27.415.544	\$ 28.194.905	\$ 27.810.780		
Flujo neto del proyecto	\$ -81.971.800	\$ 15.755.236	\$ 23.030.357	\$ 26.068.425	\$ 27.415.544	\$ 28.194.905	\$ 27.810.780		
Tasa mínima de rendimiento			12%	EA					
El TIR está por encima de la TRM									
TIR	%	18%							
VPN (USD)	USD	\$ -14.279.521							
Periodo de restitución	años	3,3							
RBC		0,8							

El TIR está por encima de la TRM

En el escenario negativo donde el precio del crudo se establece en 40 USD/barril en promedio, el valor presente neto es negativo, lo cual se traduce en pérdidas para el proyecto. Además, la tasa interna de retorno es de 18%, un poco por encima de la tasa de rendimiento mínima del 12%. Esto

indica que para que el proyecto sea viable económicamente el precio del crudo debe estar por encima de los 40 USD/barril. El periodo de restitución de la inversión para este escenario es de 3 años y 3 meses un poco mayor al de los otros dos escenarios. Por último, la relación costo beneficio es inferior a 1 y denota que el proyecto no genera valor.

Escenario 3: El último escenario es el positivo, donde el precio del crudo está por encima del pronosticado, se fija un precio de 80 USD/barril para este caso, lo cual aumentará notablemente los ingresos por venta de petróleo del proyecto. Los resultados de este escenario se muestran en la **Figura 28.**

Figura 28.

Resultados análisis financiero escenario positivo.

Flujo de Caja del proyecto								
Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	
Producción de crudo (bls)		570780	986377	1182692	1275424	1319228	1297638	
Precio crudo (USD)		\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80
Inversión inicial facilidades de producción (USD)	\$ 1.903.400							
Perforación de los pozos (USD)	\$ 80.000.000							
Costo operacional tratamiento del agua (360.000 barriles)	\$ 68.400							
Ingresos crudo	\$ 45.662.400	\$ 78.910.160	\$ 94.615.360	\$ 102.033.920	\$ 105.538.240	\$ 103.811.062		
Costo variable (5 USD/bbl)	\$ 2.853.900	\$ 4.931.885	\$ 5.913.460	\$ 6.377.120	\$ 6.596.140	\$ 6.488.191		
Costo de administración	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 40.000		\$ 40.000
Costo de mantenimiento	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000	\$ 80.000		\$ 80.000
Regalías	\$ 5.479.488	\$ 11.836.524	\$ 16.084.611	\$ 18.366.106	\$ 18.996.883	\$ 18.685.991		\$ 18.685.991
Depreciación	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333		\$ 13.333.333
Utilidad operativa	\$ 23.875.679	\$ 48.688.418	\$ 59.163.955	\$ 63.837.361	\$ 66.491.883	\$ 65.183.546		\$ 65.183.546
Impuestos (36%)	\$ 8.595.244	\$ 17.527.830	\$ 21.299.024	\$ 22.981.450	\$ 23.937.078	\$ 23.466.077		\$ 23.466.077
Utilidad operativa despues de impuestos	\$ 15.280.434	\$ 31.160.587	\$ 37.864.931	\$ 40.855.911	\$ 42.554.805	\$ 41.717.470		\$ 41.717.470
Depreciación	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333	\$ 13.333.333		\$ 13.333.333
Flujo de caja operativo	\$ 28.613.768	\$ 44.493.921	\$ 51.198.265	\$ 54.189.244	\$ 55.888.139	\$ 55.050.803		\$ 55.050.803
Flujo neto del proyecto	\$ -81.971.800	\$ 28.613.768	\$ 44.493.921	\$ 51.198.265	\$ 54.189.244	\$ 55.888.139	\$ 55.050.803	
Tasa mínima de rendimiento			12%	EA				
El TIR está por encima de la TRM								
TIR	%	47%						
VPN (USD)	USD	\$ 49.065.027						
Periodo de restitución	años	2,1						
RBC		1,2						

En el escenario positivo el valor presente neto del proyecto alcanza los 49 millones de USD, con una tasa interna de retorno del 47% bastante por encima de la tasa de rendimiento mínima del 12%. Además, el periodo de restitución es de 2 años y 1 mes, lo cual significa que la recuperación de la inversión es rápida. Por último, la relación costo beneficio es 1,2 y denota que el proyecto está generando valor y rentabilidad.

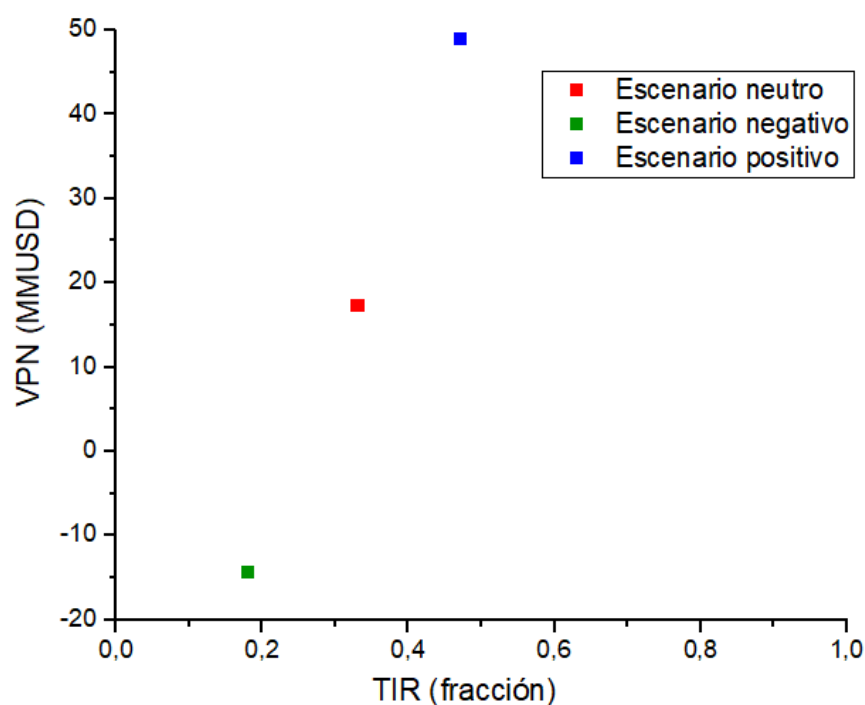
2.8.3 Representación gráfica del análisis financiero.

Para un mejor análisis de los resultados obtenidos, se representa de forma gráfica las variables financieras TIR, VPN y RBC para cada uno de los 3 escenarios para lograr visualizar la tendencia que siguen cada uno de los escenarios de acuerdo a la variación del precio del crudo durante los próximos 6 años.

Se considera que un escenario no es viable si uno de los parámetros analizados presenta un valor negativo o la relación costo beneficio es menor a 1 al momento de representar la función entre las variables.

Figura 29.

VPN vs TIR.

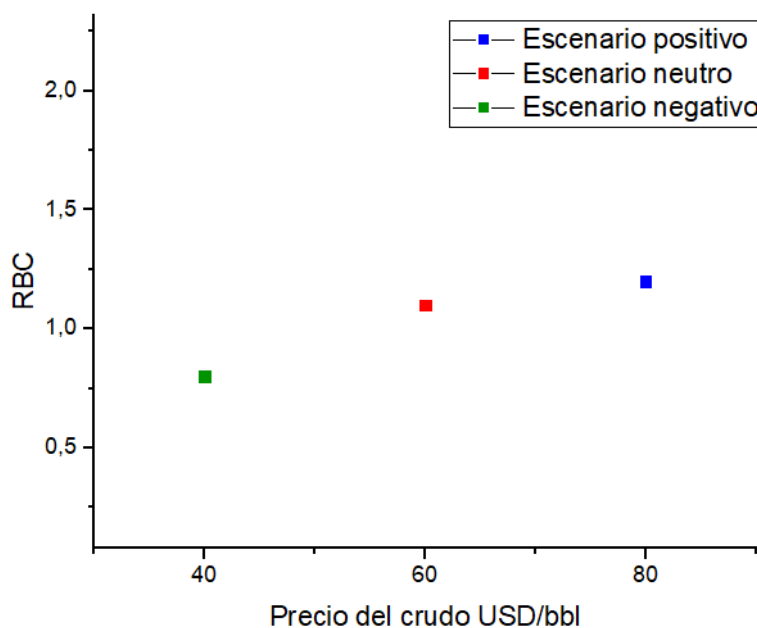


Como se observa en la representación gráfica el VPN para el caso negativo donde el precio del crudo para los próximos años se establece en 40 USD/barril es negativo, lo cual denota que no es viable el proyecto con precios del crudo iguales o menores a este.

En la **Figura 30** se ven representadas las variables RBC y precio del crudo con el fin de establecer la viabilidad del proyecto según el precio del crudo que se tenga durante los próximos años.

Figura 30.

Precio crudo vs RBC



Como se observa en la anterior figura en los escenarios positivo y neutro la RBC toma valores mayores a 1 lo cual denota que el proyecto genera valor y es viable, mientras que en el escenario negativo la RBC es menor a 1 y no es viable, esto demuestra que se requieren de precios del crudo mayores a 40 USD/barril para el desarrollo del proyecto.

3.Conclusiones

La Formación La Luna presenta similitudes con el *shale play* de Eagle Ford en Estados Unidos, el cual ha sido explotado con éxito. Por esto, sirve de base en el estudio y futuro desarrollo de las facilidades de producción para las futuras explotaciones de los *shale* en Colombia.

El corte de agua de estos yacimientos generalmente es bajo, en este caso de 0,4%, casi nulo, por lo tanto, no es necesario realizar procesos de deshidratación del crudo. Sin embargo, se tienen altos volúmenes de aguas de retorno, por esto es necesario llevar a cabo un óptimo tratamiento de estas aguas que se esperan sean alrededor de 360.000 barriles para que cumplan con los requerimientos establecidos para su posterior disposición.

Se concluye que por las bajas tasas de gas la cual se espera sea de 1,3 MMscfd y el GOR bajo de 200, no es rentable su comercialización. Por este motivo, el gas producido se usará para el autoconsumo en la generación de energía eléctrica mediante motores de gas de combustión interna para los correspondientes equipos y/o operaciones que lo requieran.

La destilación por membranas es el método de tratamiento del agua de retorno que mejor se adapta debido a sus bajos costos operativos de \$ 0,38 USD/m³ (OPEX) y de capital de \$ 0,94 USD/m³ (CAPEX) comparado con los precios de los demás métodos de tratamiento mostrados en la **Figura 23**, además de su alta efectividad de eliminación de materiales no deseables (+/- 90%) y bajo consumo de energía respecto a las otras tecnologías. Estos precios son rentables para poder manejar la cantidad de agua de retorno que se espera sea de 360.000 barriles que equivalen a 57.235 m³.

En el análisis financiero, se concluye que el proyecto tanto en los escenarios positivo y neutro es rentable debido a los sus altos valores de TIR mayores a la tasa mínima de rendimiento, además de su RBC mayor a 1. Mientras que en el escenario negativo a pesar de que el TIR es levemente

mayor que la tasa mínima de rendimiento, su RBC es menor a 1, lo cual denota que el proyecto no genera valor, esto quiere decir que precios del crudo mayores a 40 USD/barril son necesarios para que el proyecto pueda ser rentable.

4.Recomendaciones

Para un óptimo desarrollo de los *shale* en Colombia se recomienda una perforación por etapas de 2 a 6 pozos cada seis meses. Esto, con el fin de asegurar un flujo estable teniendo en cuenta las tasas iniciales altas y rápidas declinaciones características de estos pozos.

Los yacimientos de shale se caracterizan por tener altas tasas en sus etapas iniciales y una posterior declinación pronunciada, esto dificulta el dimensionamiento de los separadores. Se recomienda diseñar dos separadores de diferente capacidad con el fin de que sean facilidades “flexibles”, es decir, que puedan ser reubicados fácilmente donde se requieran y no tener separadores sobredimensionados que queden obsoletos al poco tiempo.

Es recomendable que, para tener un óptimo y mejor diseño de estas facilidades en yacimientos no convencionales en Colombia, se realicen estudios a profundidad de los diferentes fluidos que se extraen de los *shale* (gas y crudo), ya que en Colombia la información disponible es casi nula y dificultará investigaciones futuras.

Referencias Bibliográficas

- ANH. (2008). *Las regalías en el sector hidrocarburos*.
- ANH. (2019). *Histórico de reservas 2019*.
- Aranda, E. A. (2010). *Facilidades de superficie*.
- Ardila, C. H. C., & Ballesteros, J. A. C. (2015). *Propuesta de rediseño del sistema de líneas de flujo desde cabeza de pozo al manifold principal: aplicación en campo Cuerva de Geopark*.
- Arnold, K., & Stewart, M. (n.d.). *Surface production operations*.
- ASTM. (n.d.). *Historical Standard: Especificación Normalizada para Tubos de Acero Negro e Inmersos en Caliente, Galvanizados, Soldados y Sin Costura*.
- Bustos, M. (2018). Selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el campo Gustavo Galindo Velasco. Fuentes, el reventón energético, 16(1), 81-86.
- Calzada, J., & Sigauco, D. (2019). *Petróleo y gas en Vaca Muerta . Situación actual , problemas y perspectivas*. 1–9.
- Campos, F. A. A., Carrillo, Z. C., & Torres, J. M. U. (2017). *a Selection Methodology of Flowback in Hydraulic Fracturing in Source Rocks – a*. 7, 5–30.
- Cárdenas, J. C., Núñez, R. D. C., Perez, E. R., & Tovar, J. J. (2014). Shale plays: Pronósticos de producción a partir de simulación numérica predictiva. Fuentes: El reventón energético, 12(1), 6.
- Carrascal, F. A., & Contreras, Z. P. (2014). Química aplicada al control de calidad de fluidos: Éxito del fracturamiento hidráulico. Fuentes, el reventón energético, 12(2).
- Carrascal, F. A., Pachón, Z. D. P., & Molina, D. (2013). Desarrollo y aplicación de una nueva metodología para cuantificar la eficiencia de los rompedores de fluidos de fractura base agua. Fuentes, el reventón energético, 11(2).

Carreño, L. D. G., Duarte, J. B. D., Hernández, E. A. G., Tarazona, D. M., & Perez, E. R. (2016). Evaluación de alternativas de costo para el suministro de propantes a un yacimiento no convencional en Colombia. Fuentes: *El reventón energético*, 14(1), 53-66.

Cerón, K. L. P., Socha, L. C. P., & Cárdenas, J. C. (2016). Estudio de la pérdida de conductividad debida a empotramiento de propante en formaciones de shale mediante simulación numérica. Fuentes: *El reventón energético*, 14(2), 85-97.

Chinchilla, C. A. G. (2009). *DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO SAN FERNANDO CÉSAR*.

Correa, J. I. B., & Portillo, F. G. R. (2014). EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE FRACTURAMIENTO DE LAS ROCAS GENERADORAS DE HIDROCARBUROS DE LAS FORMACIONES LA LUNA, SIMITI Y TABLAZO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Y DE LAS FORMACIONES VILLET A Y CABALLOS EN LA CUENCA CAGUAN- PUTUMAYO MEDIANTE CAR. In *Gait and Posture*. <https://doi.org/10.1016/j.gaitpost.2018.03.005>

Ducón, E. L. T. (2018). *Ingeniería básica para el acondicionamiento del gas para generación de energía eléctrica en el campo La Cira Infantas*.

EIA. (2011). Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. *U.S. Energy Information Administration*, July, 105 pp. <ftp://ftp.eia.doe.gov/natgas/usshaleplays.pdf>

Energy, C. (2014). *Canacol Energy Ltd. Prueba 590 BOPD en la Formación La Luna Fracturada en Mono Araña, Colombia*.

Estrada, J. H. (2013). Desarrollo Del Gas Lutita (Shale Gas) Y Su Impacto En El Mercado Energético De México: Reflexiones Para Centroamérica. *Cepal Naciones Unidas*, 32, 1–119.

Estrado, G. E. O. (2011). *Diseño de las facilidades de producción del campo Drago aplicando tecnología de nueva generación.*

Fuenzalida, H. A. (n.d.). *Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales HUMBERTO ANDRES FUENZALIDA Gerente de Exploración Internacional.*

Gaswirth, S., Marra, K., Cook, T., Charpentier, R. R., Gautier, D. L., Higley, D. K., Klett, T. R., Lewan, M. D., Lillis, P. G., Schenk, C. J., Tennyson, M. E., & Whidden, K. J. (2013). Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Bakken and Three Forks Formations, Williston Basin Province, Montana, North Dakota, and South Dakota. *USGS Fact Sheet, April*, 1–4. <http://pubs.usgs.gov/fs/2013/3013/fs2013-3013.pdf>

Giampaoli, H. N. (2012). *Vaca Muerta : Dos años de shale en la Argentina Análisis estadístico de producción a noviembre de 2012.*

Gomez, H. S. (2001). EL RETO DEL PETROLEO EN COLOMBIA. Fuentes, el reventón energético, 1(1).

Guardia, V. M. D., Torres, M. C., Arenas, C. E. V., Castro, R. H., Toro, G. M., & Mendoza, O. B. (2011). Análisis de riesgo y simulación de monte carlo en la valoración de proyectos–aplicación en la industria de los hidrocarburos. Fuentes, el reventón energético, 9(2).

Guerra, A. D. Z., & Villalba, R. I. M. (2019). Licencia social como mecanismo de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el departamento del Cesar-Colombia. Fuentes, el reventón energético, 17(2), 101-110.

Guerrero, L. F. R. (2017). *ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN CAMPO GUADUAS.*

<https://doaj.org/article/f820bd6e28cf44988e96d72e946a06ff>

Gutiérrez Schmidt, N., Alonso, J. C., & Giusiano, A. (2013). Evaluación del “shale oil” de la Formación Vaca Muerta: análisis de la declinación de la producción. *Petrotecnia*, 1, 56–67.

Jiménez, W. J. P. (2016). *Diseño conceptual de las facilidades de superficie para tratamiento de crudos pesados y extrapesados considerando el fenómeno de doamy oil*.

Jordan, M. L. P. D. E. Q. (2008). *Diseño de las facilidades de superficie para la captación y distribución del gas producido en un campo - caso práctico*. 23(45), 5–24.

Liang, G., Yu, Y., & Peng, X. (2016). Standardized surface engineering design of shale gas reservoirs. *Natural Gas Industry B*, 3(1), 90–98. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.02.009>

Lund, L. (2014). *Decline Curve Analysis of Shale Oil Production The Case of Eagle Ford*. 65. <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:762320/FULLTEXT01.pdf>

Maraggi, L. M. R. (2016). *Tesis Analogía entre la Formación Vaca Muerta y los Principales Shale Gas / Oil Plays de Estados Unidos*.

Mason, J. (2012). Oil production potential of the North Dakota Bakken. *Oil & Gas Journal*, 110(October).

Mateus, S. R., & Betancourt, J. S. F. (2018). *ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA FORMACIÓN LA LUNA SHARONE*. 2, 227–249.

Mccarthy, K., Niemann, M., Palmowski, D., & Peters, K. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*, 3, 36–47.

Mines, C. school of. (2009). *An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water*.

Ortiz, M. M., Calvete, F., Calderón, Z., Saavedra, N. F., & Corzo, R. (2010). Refracturamiento hidráulico: “una exitosa técnica de estimulación de pozos”. Fuentes, el reventón energético, 8(2).

Páez, E. G. M., González, F. E. C., & Duarte, C. A. M. (2016). Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción. Fuentes: El reventón energético, 14(1), 79-88

Ramos, V. A. (n.d.). *Geología de Vaca Muerta: Un cambio de paradigma en los recursos energéticos de Argentina*.

Rangel, M. A. G. (2015). *Propuesta para el diseño de las facilidades de superficie para un campo de gas condensado de la compañía cepcolsa que cumpla con las especificaciones de comercialización de crudo y gas*. <https://doi.org/10.5897/ERR2015>

Rengifo, E., & Calderon, Z. (2015). *Estudio de analogías y sus posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena , a partir del análisis histórico del desarrollo de los shale plays en Estados Unidos . 1–10*.

Rincón, S. J. F., & Princes, S. O. (2019). *Análisis técnico y financiero del comportamiento del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet aplicado a pozos de un campo colombiano mediante una herramienta software de diseño*.

Rojas, C. A. C., León, R. D. C., & Delgado, S. I. V. (2016). Propuesta para la mejora de las facilidades de producción del campo A. Fuentes, el reventón energético, 14(1), 67-78.

Sánchez, J. A. R. (2019). *Analisis del recobro mejorado para la formación la Luna a partir de la analogía con shale plays de Estados Unidos* (Vol. 23, Issue 4) [Universidad Industrial de Santander]. <https://doi.org/10.1109/MTAS.2004.1371634>

Solís, A. (2018). México, entre los 10 países con más gas y petróleo shale del mundo. *Forbes*. <https://www.forbes.com.mx/mexico-entre-los-10-paises-con-mas-gas-y-petroleo-shale-del-mundo/>

Soto, R., Garcia, J. C., Carvajal, J. C., Torres, F., Perez, G., & Groff, F. (2002). METODOLOGIA PARA INTEGRAR MODELOS PETROFISICOS, DATOS DINAMICOS DE

PRODUCCION Y MODELO DE FLUIDOS, EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS. Fuentes, el reventón energético, 2(1).

Suárez, M. A., & Santana. (2013). *Proyecto de Grado: El Fracturamiento Hidráulico y sus Implicaciones Normativas y Regulatorias para el Desarrollo de Yacimientos No Convencionales en Colombia*.

Suescún, E. J. C., Rodriguez, A. O., & Cancino, O. P. O. (2009). Selección de un escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú mediante análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos. Fuentes, el reventón energético, 7(1).

Tran, T. (2011). *Bakken Shale Oil Production Trends*.

Vaca, H. Y. (2001). PARADOJA DE LA ECOPETROL HOY. Fuentes, el reventón energético, 1(1).

Vaca Muerta. (n.d.). <http://www.shaleenargentina.com.ar/vaca-muerta>

.