

PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE LOS
RECURSOS EN ROCA GENERADORA DEL VMM.

ANGIE DANIELA GONZÁLEZ MORENO
DUVAN ALFONSO MIER SARMIENTO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2021

PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE LOS RECURSOS
EN ROCA GENERADORA DEL VMM

ANGIE DANIELA GONZÁLEZ MORENO
DUVAN ALFONSO MIER SARMIENTO

Trabajo de grado para optar título de Ingenieros de petróleos

Director:

MEng. Jorge Andrés Sáchica Ávila
Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

A mi madre Deisy Moreno Martínez por creer en mí y apoyarme en cada decisión que he tomado a lo largo de mi vida, por amarme y enseñarme los valores y principios adecuados para llegar a ser quien soy.

A mi nona Mariela Martínez por quererme y cuidarme durante todos estos años.

A mi tía Edith Moreno por apoyar mis sueños y ser inspiración.

A mi papi Elkin González que a pesar de no estar cerca siempre me brindo su amor y apoyo.

A mi familia González y Moreno por creer en mí y brindar su amor, cariño y respeto.

A mis amigos de la universidad por hacer de mi vida en los años de estudio un lugar y hogar agradable.

Angie Daniela González Moreno

Dedicado a mi mamá Isolina Sarmiento quien es y será el motor de mi vida y la persona más importante para mí, gracias a su infinito amor y apoyo soy quien soy hoy en día. ¡A ella le dedico todos mis triunfos!

A mi papá Luis Mier y a mi hermano Javier Franco por llenarme de motivación cada día para cumplir mis sueños.

A toda mi familia (Mier/Sarmiento) y amigos por todo el amor brindado en toda mi vida.

Duvan Alfonso Mier Sarmiento

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos primeramente a nuestro DIOS por darnos vida y salud especialmente en estos tiempos de pandemia y demás dificultades, sin ÉL no sería posible nada de esto.

A nuestras familias que siempre han estado dándonos ese gran apoyo moral y económico aún en la distancia, convirtiéndose en nuestras bases para salir adelante y cumplir cada uno de nuestros sueños.

A nuestro director, el ingeniero **Jorge Andrés Sáchica** por su gran apoyo, tiempo y asesoría brindada oportunamente desde el primer momento en que iniciamos en conjunto este trabajo investigativo hasta su exitosa culminación, aportando constantemente a nuestro conocimiento profesional gracias a su experiencia y dedicación. Admiramos su sencillez personal y esperamos que Dios lo siga bendiciendo.

A la ingeniera **Olga Patricia Ortiz** por el respaldo y la confianza dada desde la academia hacia el área laboral ayudando en nuestro crecimiento profesional. Es de resaltar el empeño visible en su trabajo como docente y además la gran persona que es.

A la Universidad Industrial de Santander y a nuestros amigos por aportarnos el poder del conocimiento y todos aquellos momentos vividos en esta maravillosa etapa de nuestras vidas.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
OBJETIVOS.....	16
OBJETIVO GENERAL	16
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	17
1.1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC).....	17
1.1.1. Tipos de yacimientos no convencionales	18
1.1.2. Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales	21
1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	23
1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	27
2. IMPORTANCIA Y POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	29
2.1. IMPORTANCIA DE LOS YNC EN COLOMBIA.....	29
2.1.1. Aportes de los ync al país	35
2.2. POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	38
2.2.1. Potencial de shale en el norte de sudamérica.....	38
2.2.2. Potencial de ync por cuenca en colombia	40
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS ACTUALMENTE EN LA CUENCA VMM Y LOS SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE ROCA GENERADORA	47
3.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS ACTUALMENTE EN LA CUENCA VMM	47
3.1.1 Ventajas y desventajas de los SLA más implementados en la cuenca VMM	48

3.1.2. Screenig de los sla más implementados en la cuenca VMM	53
3.2. SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO PARA EL DESARROLLO DEL SHALE OIL EN LA CUENCA VMM	68
3.2.1. Selección de los sla basados en las analogías	68
3.2.2. Experiencias de los sla usados en yacimientos no convencionales	73
3.2.3. Valoración cualitativa de los SLA	77
4. PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LOS SLA SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE LOS YNC DE LA CUENCA VMM	97
4.1. PLAN DE GESTIÓN	97
4.2. QUÉ ES UN PROYECTO	99
4.2.1. Restricción de un proyecto	100
4.2.2. Dirección de proyectos	100
4.4. PLANEACION EN LAS AREAS DEL CONOCIMIENTO	106
5. CONCLUSIONES	123
RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFÍA	126

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características entre YC y YNC.....	23
Tabla 2. Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial.	28
Tabla 3. Lugares potenciales de YNC en Colombia.	44
Tabla 4. Ventajas relativas de los SLA.	48
Tabla 5. Desventajas relativas de los SLA.....	51
Tabla 6. Características de yacimiento.	54
Tabla 7. Propiedades de los fluidos.	54
Tabla 8. Características de las facilidades de superficie.	55
Tabla 9. Principales características del agua de retorno.	59
Tabla 10. Valores mínimos para Yacimientos en Roca Generadora económicamente viables.....	63
Tabla 11. Tabla comparativa entre las formaciones de roca generadora de Colombia y de Estados Unidos.....	69
Tabla 12. Ciclo completo. Criterios de selección cualitativa.....	78
Tabla 13. Criterios de selección cualitativa.....	79
Tabla 14. Segundo ciclo. Criterios de selección cualitativa.....	79
Tabla 15. Costos relativos.....	116
Tabla 16. Metodología what if.	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de yacimientos no convencionales.....	20
Figura 2. Hidrocarburos líquidos y gaseosos no convencionales	21
Figura 3. Diferencia entre YC y YNC	22
Figura 4. Fracturamiento hidráulico.	24
Figura 5. Aditivos utilizados en la estimulación hidráulica y su uso doméstico.	26
Figura 6. Alcance del fracturamiento hidráulico en YC y YNC.	27
Figura 7. Inversión en producción.....	30
Figura 8. Inversión en exploración.	31
Figura 9. Reservas de petróleo en Colombia.....	32
Figura 10. Reservas de gas en Colombia.....	33
Figura 11. Cuencas prospectivas de Shale del Norte de Sudamérica.....	39
Figura 12. Recursos de Shale Oil&Gas técnicamente recuperables en Colombia	40
Figura 13. Potencial de Yacimientos No Convencionales por cuenca en Colombia	41
Figura 14. Propiedades de Yacimientos de Shale Oil en Colombia.....	42
Figura 15. Propiedades de yacimientos de Shale Gas en Colombia	43
Figura 16. Principales zonas con potencial de YNC en Colombia	45
Figura 17. Proyecciones Esperadas	37
Figura 18. Propiedades del fluido y yacimiento de la formación La Luna	57
Figura 19. Línea del tiempo de los sistemas de levantamiento artificial en VMM. .	60
Figura 20. Variables y fuentes para la caracterización de Yacimientos en Roca Generadora.....	61
Figura 21. Respuesta típica de la presión en una prueba DFIT.....	66
Figura 22. Curva tipo de producción de petróleo para uno de los miembros de la formación la Luna.	70
Figura 23. Curvas de oferta y demanda para YNC en la cuenca del VMM.....	71
Figura 24. Representación de la producción y el número de etapas para YNC en la cuenca VMM.....	71

Figura 25. Características los SLA en pozos no convencionales Shale Oil/Gas....	77
Figura 26. Escenario deseable técnicamente (GL-BHJ-BM).....	82
Figura 27. Curva tipo del escenario deseable técnicamente.....	83
Figura 28. Curva tipo de producción representativa para un pozo de esquisto.	85
Figura 29. IPR escenario deseable técnicamente.....	86
Figura 30. Escenario probable (BHJ/GL – BES – BM).....	88
Figura 31. Curva tipo del escenario probable.	89
Figura 32. Completamiento Gas Lift – Bombeo Hidráulico Jet.....	90
Figura 33. Planeación de sistemas de levantamiento.....	92
Figura 34. IPR escenario probable.	93
Figura 35. Primer escenario de permeabilidades perpendiculares.	95
Figura 36. Segundo escenario de permeabilidades perpendiculares.	95
Figura 37. Tercer escenario de permeabilidades perpendiculares.	96
Figura 38. Áreas a considerar en un proyecto según PMI.	100
Figura 39. Grupo de procesos de la dirección de proyectos.....	101
Figura 40. Estructura de recursos humanos	118

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Plan de gestión general.....	108
Cuadro 2. Plan de gestión para el periodo de flujo natural	110
Cuadro 3. Plan de gestión para el primer SLA.....	112
Cuadro 4. Plan de gestión para el segundo SLA.	114
Cuadro 5. Plan de gestión para el tercer SLA.....	115

RESUMEN

TÍTULO: PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE LOS RECURSOS EN ROCA GENERADORA DEL VMM*

AUTOR: ANGIE DANIELA GONZALEZ MORENO**

DUVAN ALFONSO MIER SARMIENTO**

PALABRAS CLAVE: LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, ROCA GENERADORA, PLAN DE GESTIÓN, CUENCA VMM.

DESCRIPCIÓN: La explotación de hidrocarburos asociados a roca generadora es todo un reto para Colombia. Para que el desarrollo de estos recursos sea rentable, se deben incorporar las experiencias llevadas a cabo en las cuencas con mayor desarrollo en el mundo y poder correlacionar esta información con la cuenca de estudio (VMM) la cual posee yacimientos no convencionales, siendo la formación la luna el área de mayor prospectividad para el desarrollo de hidrocarburos en roca generadora en Colombia, según estudios realizados. Es por ello que se hace necesario planear adecuadamente la implementación de los sistemas de levantamiento, teniendo en cuenta las variables de productividad que puede tener un pozo horizontal multi fracturado, con las lecciones aprendidas de las aplicaciones desarrolladas en las cuencas productoras de petróleo en roca generadora teniendo en cuenta que deben ser más eficientes que los sistemas de levantamiento artificial en pozos de yacimientos convencionales y que deben tener en cuenta el comportamiento complejo de la producción. Este trabajo de investigación es una herramienta que permitirá describir los sistemas de levantamiento que se están utilizando actualmente en el VMM en convencionales, y aquellos que se usarían a futuro asociados a roca generadora con respecto a ciertos parámetros operacionales de estudio.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Jorge Andrés Sachica Ávila.

ABSTRACT

TITLE: MANAGEMENT PLAN ORIENTED TO THE SELECTED ARTIFICIAL LIFTING SYSTEMS FOR THE DEVELOPMENT OF THE VMM GENERATING ROCK RESOURCES*

AUTHOR: ANGIE DANIELA GONZALEZ MORENO**

DUVAN ALFONSO MIER SARMIENTO**

KEY WORDS: ARTIFICIAL LIFT, GENERATING ROCK, MANAGEMENT PLAN, VMM BASIN

DESCRIPTION: The exploitation of hydrocarbons associated with generating rock is a challenge for Colombia. For the development of these resources to be profitable, the experiences carried out in the basins with the greatest development in the world must be incorporated and this information must be correlated with the the study basin (VMM) which has non-conventional deposits, being "La Luna" formation the area of greatest prospectivity for the development of hydrocarbons in generating rock in Colombia, according to studies carried out. That is why it is necessary to adequately plan the implementation of the lifting systems, taking into account the productivity variables that a multi fractured horizontal well can have, with the lessons learned from the applications developed in the oil producing basins in generating rock, taking into account that they must be more efficient than the artificial lifting systems in conventional reservoir wells and that they must take into account the complex behavior of the production. This research work is a tool that will describe the lifting systems that are currently being used in the VMM in conventional, and those that would be used in the future associated with generating rock with respect to certain operational parameters of study.

* Degree work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Jorge Andrés Sachica Ávila.

INTRODUCCIÓN

El panorama de la industria del petróleo en Colombia se encuentra en un escenario donde la inversión en exploración y producción (E&P) ha venido disminuyendo a medida que pasan los años, debido a diversos factores que impiden obtener resultados favorables, es por ello que el desarrollo de los YNC se convierte en una buena alternativa para asegurar la demanda energética, trayendo consigo beneficios tanto para la industria petrolera como para la nación. En la actualidad se lleva a cabo la reglamentación para la implementación de los pilotos en la cuenca del VMM por lo que se hace necesario la implementación de un plan de gestión que permita ver la estrategia más óptima para la ejecución de cada sistema de levantamiento artificial seleccionados para usarse en la explotación de estos yacimientos, permitiendo así tener una herramienta que proporciona las mejores prácticas en el desarrollo de un proyecto en Shale Oil.

Para poder entrar en contexto primero se hablará de las generalidades de los yacimientos no convencionales, donde se mostrarán los tipos de YNC que existen, así como también todo lo inherente al método más relevante con el cual se extraen los fluidos en este tipo de proyectos que es el fracturamiento hidráulico (fracking), seguido se dará a conocer los diferentes métodos de producción que se emplean cuando la energía natural de los pozos empieza a ser insuficiente en el levantamiento de los fluidos, llamados sistemas de levantamiento artificial (SLA) los cuales se pueden clasificar en convencionales, no convencionales y combinados.

Luego se dará a conocer la importancia de estos YNC y el potencial técnicamente recuperable con el que cuenta Colombia en especial la cuenca del VMM que es la seleccionada para el estudio, siendo significativa para la adición de reservas y autosuficiencia energética, convirtiéndola en un gran horizonte prospecto en el desarrollo de estos yacimientos en Colombia.

Se dará a conocer los sistemas de levantamiento artificial más usados actualmente en la cuenca, que cuenta con más de 100 años de producción y donde se han implementado la gran mayoría de los que existen en el mercado, también cuáles fueron los parámetros y premisas que se deben tener en cuenta para la selección de los sistemas en roca generadora cuando se tiene la información del yacimiento, luego se mostrará la selección que se tuvo en cuenta, la cual se basó en analogías y un análisis cualitativo. Una vez elegidos los SLA se hizo todo lo relacionado con el gerenciamiento de estos durante fase de planeación de un proyecto de Shale Oil&Gas teniendo en cuenta un escenario deseable técnicamente y un escenario probable, los cuales fueron propuestos para entender mejor las etapas presentes en la vida productiva de un pozo tipo.

Se describirá algunas generalidades de la gestión de proyectos indispensables para la ejecución del plan, de igual manera se mostrará el plan de proyecto el cual se enfocó en los procesos de iniciación y planeación, mostrando así que es una buena alternativa para preparar todas las áreas del conocimiento que están involucradas en un proyecto permitiendo un óptimo desarrollo.

Se demostró que los SLA seleccionados para el desarrollo de la roca generadora (formación La Luna) fueron BM y BHJ, los cuales fueron elegidos por medio del resultado de una matriz de análisis cualitativa, también se evidenció que el gerenciamiento de estos sistemas bajo los lineamientos del PMI es una herramienta ideal en la dirección de un proyecto en YNC tipo Shale Oil. Finalmente, con el fin de complementar este trabajo investigativo, se recomienda la realización del plan de gestión para los SLA a usarse en la cuenca Cesar Ranchería, la cual es prospecto especialmente en Shale Gas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un plan de gestión que permita preparar la estrategia adecuada para administrar los sistemas de levantamiento que se emplearán para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos asociados a roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Mostrar el potencial y la importancia de los recursos en yacimientos no convencionales con el que cuenta Colombia.
- Describir los sistemas de levantamiento que actualmente operan en la cuenca del VMM en yacimientos convencionales y aquellos que se usarían a futuro asociados a roca generadora.
- Construir un plan de gestión estratégico para la administración de los sistemas de levantamiento que se empleará en el desarrollo de los recursos de hidrocarburos asociados a roca generadora en la cuenca del VMM.
- Analizar los resultados obtenidos y mostrar algunas recomendaciones que garanticen una valoración cualitativa y cuantitativa en la implementación de los diferentes sistemas de levantamiento seleccionados.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En este capítulo se muestran las definiciones, características y todo el marco teórico acerca de los yacimientos no convencionales (YNC), la técnica principal para el desarrollo de estos yacimientos que es el fracturamiento hidráulico, y finalmente sobre los sistemas de levantamiento artificial existentes en la industria.

1.1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

Según la resolución 181495 de 2009 del ministerio de minas y energía, los yacimientos no convencionales, “Son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas”.¹

Según la ACP, “Estos tipos de yacimientos se caracterizan por presentar una rápida y temprana declinación, por lo cual se hace necesario el uso de sistemas de levantamiento artificial específicamente diseñados como parte de la estrategia de producción a implementar en los mismos”.

Características del desarrollo de un yacimiento no convencional:

- Campañas extensivas de perforación

¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 del 2 de septiembre 2009. Bogotá, D.C; 2009. p. 19.

- Requerimientos de capital altos y constantes a lo largo de la vida de los proyectos
- Aplicación tecnológica tiene un rol muy importante
- Vida de las reservas (>30 años)
- Sinergias muy importantes con midstream y downstream
- Riesgo exploratorio menor que en HC convencionales.²

1.1.1. TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Para poder hablar sobre los tipos de yacimientos no convencionales existentes se debe entender que estos se dividen dependiendo del sistema petrolífero en el que se encuentran almacenados originalmente los hidrocarburos. Estos grupos son:

Almacenados en Roca Reservorio: En estos se producen hidrocarburos de buena calidad dentro de reservorios de buena calidad (con baja porosidad y baja permeabilidad)³. Estos son:

- Tight gas y tight shale (arenas compactas o apretadas)⁴: Son formaciones sedimentarias de permeabilidad relativamente baja, sin esquisto, que pueden obtener petróleo y gas. Al igual que en las lutitas, el petróleo y el gas están contenidos en el espacio poroso de la formación. Las formaciones compactas pueden incluir areniscas, limolitas y carbonatos, entre otras.

² FUENZALIDA H, A. ECOPETROL. Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales. Bogotá-Colombia. 2017.

³ SCHNEIDER, Frédéric. Yacimientos no convencionales. Bogotá, D.C.: Beicip Frenilab, 2014.

⁴ EPA. Assessment of the Potencial Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas Drinking Water Resources [en línea]. Washington D.C. EE.UU. Junio 2015. Citado 2 Noviembre 2020. Disponible en: <https://acortar.link/uKrpq>. p. 4.

- Tar Sand (arenas bituminosas), crudos pesados y extrapesados⁵: Son sedimentos o rocas sedimentarias compuestas de arena, arcilla, minerales, agua y crudo en forma de bitumen, un líquido muy pesado o un sólido negro pegajoso con baja temperatura de fusión. El porcentaje de bitumen de estos depósitos está normalmente entre el 5% y el 15%.

Almacenados en Roca Madre: Se producen hidrocarburos entrampados dentro de la roca madre (lo que no ha sido expulsado)⁶, estos son:

- Shale gas y shale oil (Lutitas)⁷: Las lutitas negras ricas en materia orgánica son las rocas generadoras en las que se forman el petróleo y el gas en escalas de tiempo geológicas. El petróleo y el gas están contenidos en el espacio poroso de la lutita. Algunas lutitas contienen predominantemente gas o petróleo; muchas formaciones de esquisto contienen ambos.
- CBM (coalbed methane): En los lechos de carbón, el metano (el componente principal del gas natural) generalmente se adsorbe al carbón en lugar de estar contenido en el espacio poroso o atrapado estructuralmente en la formación. Bombear el agua inyectada y nativa fuera de los lechos de carbón después de la fracturación sirve para despresurizar el carbón, lo que permite que el metano se desorbe y fluya hacia el pozo y hacia la superficie

⁵ BOLL STIFTUNG, Heinrich. La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública. Bogotá: AIDA, 2018. ISBN 978-958-56503-3-6

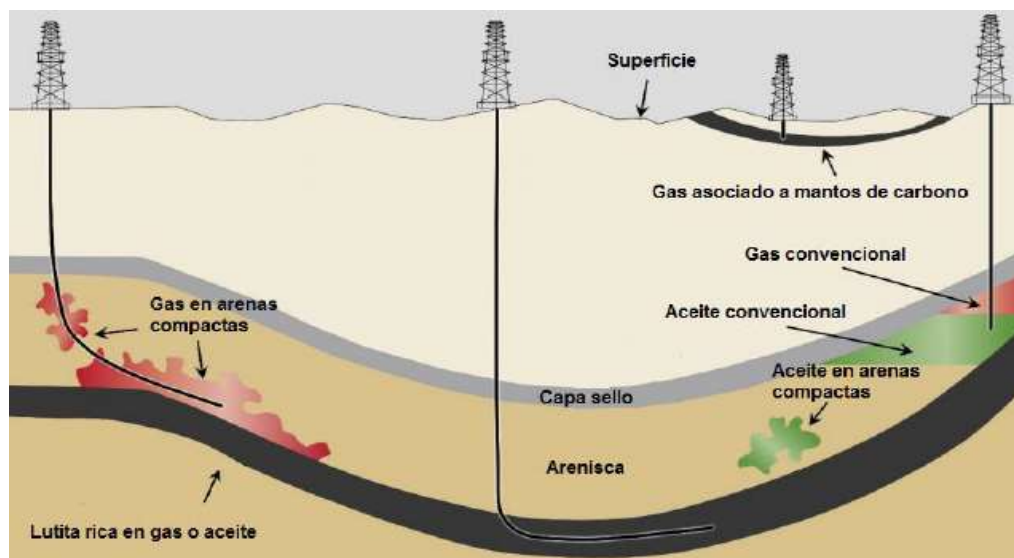
⁶ SHENEIDER, Frédéric. Op. cit, p.12.

⁷ EPA. Op. cit., p. 4.

- Hidratos de gas⁸: Básicamente, hielo con gas encerrado en su estructura cristalina; donde el gas es principalmente metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica en sedimentos de fondos marinos, aunque también puede ser termogénico atrapado en la estructura cristalina de ese hielo en su migración hacia la superficie.

En la siguiente figura se muestra los tipos de yacimientos no convencionales y su respectiva ubicación en el subsuelo, diferenciándose cada uno en su profundidad y características de yacimiento.

Figura 1. Tipos de yacimientos no convencionales

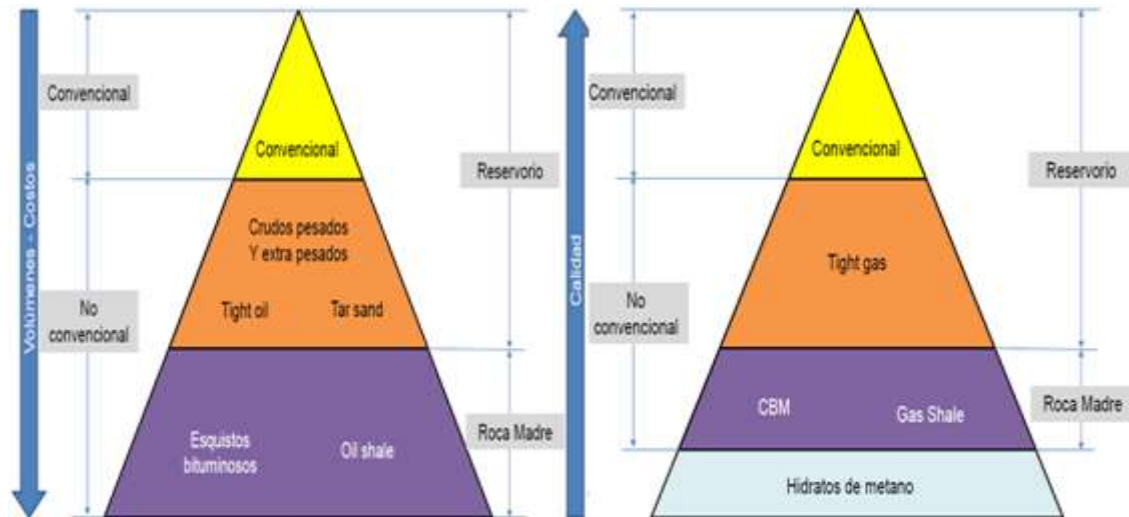


Fuente: Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (Environmental Protection Agency, EPA).

⁸ CABANILLAS, Luis, et a. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Argentina: Asociación argentina de geólogos y geofísicos del proyecto. 2012-2014. Citado 3 Noviembre 2020. Disponible en: <https://acortar.link/hR81w>. p. 4.

En la siguiente figura se puede observar los tipos de yacimientos no convencionales líquidos y gaseosos que existen.

Figura 2. Hidrocarburos líquidos y gaseosos no convencionales



Fuente: SCHNEIDER, Frédéric. Yacimientos no convencionales. Bogotá, D.C.: Beicip Frenilab, 2014. p.13.

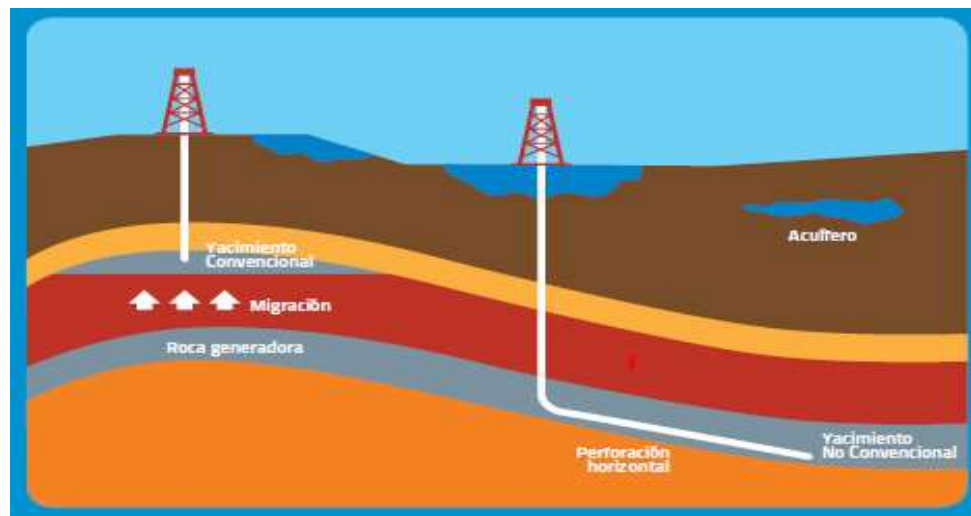
En la figura anterior se muestran los yacimientos en forma piramidal siendo el tope y la base una representación de la profundidad en la que se encuentran estos yacimientos, también se puede ver el tipo de roca en la que se encuentra que puede ser roca madre o almacén y otros parámetros inherentes a los YNC como costos, calidad y volumen.

1.1.2. DIFERENCIAS ENTRE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, se trata del mismo gas y del mismo petróleo, lo que los hace distintos es el tipo de yacimiento en el que se encuentran. En los yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen

características de alta porosidad y permeabilidad, el hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie. Por su parte, los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables⁹. Un esquema sencillo de la diferencia entre estos yacimientos es el siguiente.

Figura 3. Diferencia entre YC y YNC



Fuente: ACP

En la figura se puede observar la diferencia que existe entre un pozo en YC y uno en un YNC visto desde el subsuelo, donde el yacimiento es el mismo para ambos, sin embargo, la roca en la que se encuentran almacenados los hidrocarburos es diferente y además existen otros parámetros y/o características que difieren entre

⁹ ACP. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD PARA COLOMBIA [en línea]. Bogotá-Colombia. 7 noviembre 2018. [Consultado 19 de junio de 2020]. Disponible: <https://acortar.link/rKSPO>. p. 4.

sí para cada tipo de roca. Algunos de ellos se muestran en la siguiente tabla comparativa.

Tabla 1. Características entre YC y YNC.

CONVENCIONALES	NO CONVENCIONALES
Hidrocarburo atrapado	Baja porosidad efectiva
Propiedades petrofísicas aceptables (porosidad efectiva y permeabilidad)	Baja permeabilidad
Fáciles de desarrollar	Mecanismos de adsorción
Condiciones de flujo favorables	Trabajos de estimulación para fluir
Profundidades entre 2500 y 5000	Profundidades > 10,000 ft
Formaciones comúnmente de: Areniscas/Limolitas	Formaciones comúnmente de: Lutitas/Arenas compactas/ Mantos de carbón

Fuente: Autores

1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es una técnica de estimulación utilizada para aumentar la producción de petróleo y gas de formaciones rocosas subterráneas. La fracturación hidráulica implica la inyección de fluidos bajo presión lo suficientemente grande como para fracturar las formaciones productoras de petróleo y gas. El fluido generalmente consiste en agua, productos químicos y apuntalante (comúnmente arena). El apuntalante mantiene abiertas las recién creadas fracturas después de que se libera la presión de inyección. El petróleo y el gas fluyen a través de las fracturas hasta la superficie.¹⁰

¹⁰ EPA. Op. cit., p. 3.

El proceso de fracturamiento hidráulico¹¹, consiste en inyectar un fluido a la capa objetivo que contiene el hidrocarburo, que debido a la alta presión con el que es inyectado, crea microfisuras (de un grosor menor a una hebra de cabello) en las formaciones rocosas que permiten la liberación del crudo o gas a través del pozo. Este proceso se repite en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal lo que se denomina estimulación multi-etapa. Las microfisuras creadas se extienden en un radio de 100 a 200 metros del centro del pozo perforado. Este proceso dura aproximadamente dos semanas.

Figura 4. Fracturamiento hidráulico.



Fuente: <https://n9.cl/1b8l>

FLUIDO DE FRACTURA

El fluido inyectado a alta presión, empleado para generar las microfisuras, tiene una composición de agua (90%), propante que puede ser arena o cerámica granulada (9,5%) y aditivos químicos (0,5%), muchos de los cuales se encuentran en productos de uso doméstico como el maquillaje, los detergentes y desodorantes. Una vez la estimulación hidráulica es completada, parte del fluido

¹¹ ACP. LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA. Op. cit., p. 9.

inyectado retorna hacia la superficie, lo que se denomina flujo de retorno (flowback), seguido del hidrocarburo a extraerse.

El fluido de retorno es separado en superficie. El agua puede ser reutilizada en nuevos procesos de estimulación hidráulica o tratada hasta cumplir el estándar de calidad establecido en la normatividad ambiental.

Las principales propiedades del fluido de fractura se caracterizan por presentar las siguientes condiciones¹²:

- Compatibilidad con el material de la formación.
- Compatibilidad con los fluidos de la formación.
- Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
- Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
- Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
- Poder removerlo fácilmente de la formación.
- Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
- Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
- Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
- Costos bajos.

La siguiente figura muestra los porcentajes en la composición del fluido de fractura como el agua, arena, aditivos químicos y el uso de estos aditivos en el diario vivir de las personas.

¹² Navarro Arce, M. E., Angel Londoño, D. F. Evaluación Técnica para Determinar la Viabilidad de Aplicar un Proyecto de Shale-Oil en Colombia. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2014. 129p.

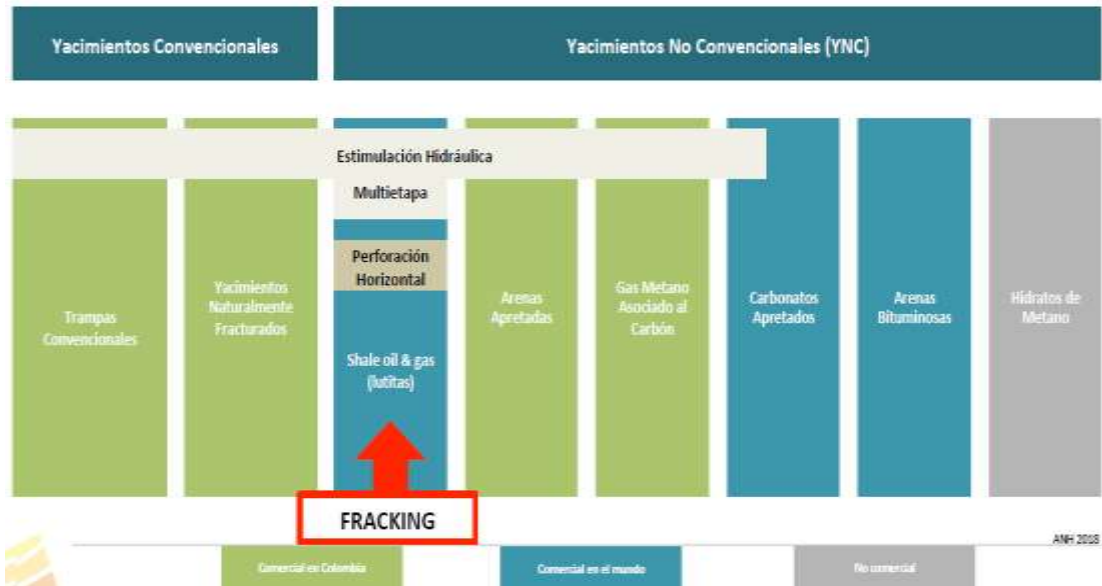
Figura 5. Aditivos utilizados en la estimulación hidráulica y su uso doméstico.



Fuente: Ecopetrol

A continuación, se muestra un esquema entre los tipos de YC y YNC en el cual se puede ver cuáles de estos son comerciales en el mundo y en Colombia.

Figura 6. Alcance del fracturamiento hidráulico en YC y YNC.



Fuente: ANH

También se puede observar en la figura aquellos YNC que pueden ser explotados mediante la implementación de esta técnica y además el alcance que tiene esta técnica en cada uno de ellos.

1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Un SLA¹³, es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar el crudo desde la formación hasta superficie a una tasa determinada, estos sistemas son implementados cuando la energía natural del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo, o cuando la tasa de producción es menor que la deseada, son el primer mecanismo que se usa cuando se requiere

¹³ Muñoz Rodríguez, A. F., Torres Torres, E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2007. 250p.

incrementar la producción de un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o aumentar la tasa de flujo de pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos fluidos.

De manera general, los sistemas de levantamiento se pueden clasificar como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2. Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial.

MÉTODOS	CONVENCIONALES	NO CONVENCIONALES	HÍBRIDOS
Que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo	Gas lift (GL)	Plunger lift Chamber lift	Electrosumergible con bomba de cavidades progresivas (BES-PCP)
Que aplican la acción de una bomba para suministrar energía	Bombeo mecánico (BM) Bombeo electrosumergible (BES) Bombeo por cavidades progresivas (PCP) Bombeo hidráulico tipo pistón y jet (HPP Y HPJ)	Recoil Bors	Bombeo electrosumergible con gas lift (Electrogas) Bombeo de cavidades progresivas con gas lift Electrosumergible con bombeo hidráulico tipo jet

Fuente: Autores.

2. IMPORTANCIA Y POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

La industria del petróleo es un patrimonio nacional en Colombia, esta ha permanecido por más de 100 años aportando grandes beneficios en diferentes áreas. El aporte del sector de los hidrocarburos en los últimos 8 años al país, ha generado COP \$153 billones en ingresos fiscales, la renta petrolera representa el 12% de los ingresos corrientes de la Nación, el 29% del presupuesto total de inversión viene de la renta petrolera y las exportaciones del sector representan el 60% del total del país.¹⁴

2.1. IMPORTANCIA DE LOS YNC EN COLOMBIA

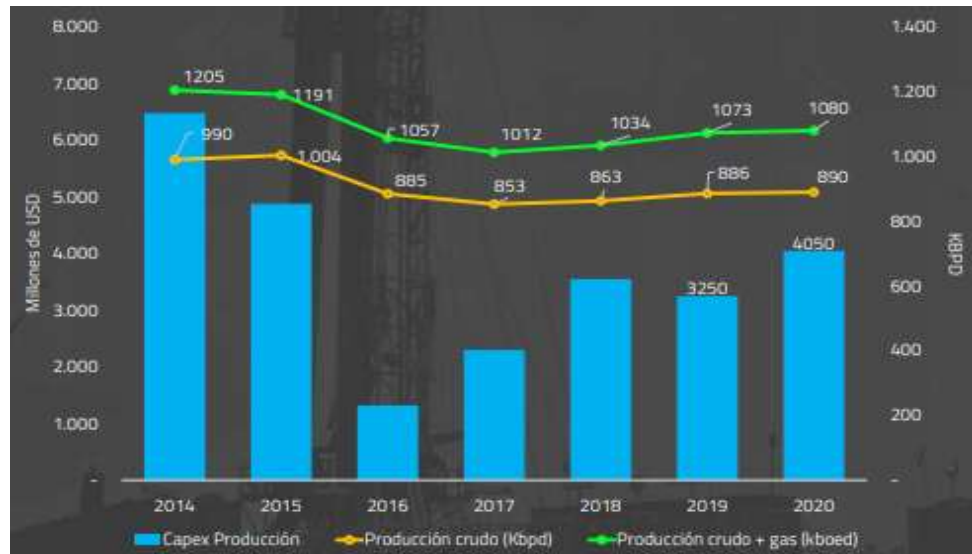
El panorama de las reservas de petróleo en Colombia es cada vez más impresionante, dado a que los años de autosuficiencia energética se están acabando por la caída y la falta de inversión en el sector petrolero en áreas de exploración y producción. La dificultad en el marco legal y el acoplamiento con el territorio donde se realizan las operaciones son otro de los aspectos que obstaculizan el desarrollo de la industria en especial el área de exploración actualmente en el país. Por lo tanto, el gobierno nacional deberá garantizarle a la nación un escenario estable y duradero en lo que respecta al sector petrolero, el cual aporta un impacto significativo en la economía y el sostenimiento energético del país.

Sin embargo, a pesar de ser tan significativo su aporte la respuesta del gobierno no ha sido favorable para el sector petrolero, ya que en materia de inversión en

¹⁴ Bueno, E., & ANH. Yacimientos en roca generadora: una mirada desde lo institucional. Bogotá-Colombia. Diciembre de 2018.

exploración y producción en los últimos años ha sido variable con tendencia a disminuir, esto hace que el país se estanque en estos aspectos técnicos (E&P). A continuación, se presentan los panoramas en materia de inversión en exploración y producción que se han venido desarrollando en la última década en Colombia.

Figura 7. Inversión en producción.



Fuente: ACP Y ANH

Según la ACP en su informe de tendencias inversión E&P en Colombia 2019 y Perspectivas 2020 “La inversión en producción cayó en un 8% con respecto al 2018, no obstante, logró compensar la declinación natural de los campos (18% promedio país). También permitió un incremento en producción de petróleo (+3%) y de gas (+ 9%, 1.066 MPCD)”.¹⁵

¹⁵ Tendencias inversión E&P en Colombia 2019 y Perspectivas 2020 [en línea]. Asociación Colombiana del Petróleo. 2019. [Fecha de consulta: 26 enero 2021]. Disponible: <https://acortar.link/sNG1X>

Figura 8. Inversión en exploración.



Fuente: ACP

En cuanto a la inversión en exploración está cayó en un 3% respecto al 2018, representa el 75% de la ejecución presupuestal y fueron postergados más de 250 MUSD en offshore, YNC y pozos onshore.

A continuación, se muestra el panorama nacional en cuanto a reservas y seguridad energética.

Reservas¹⁶: De acuerdo con el reporte preliminar de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en 2019 las reservas probadas de petróleo de Colombia llegaron a 2.036 millones de barriles frente a los 1.958 millones de barriles reportados el año anterior, lo cual representa un aumento del 4%. Por cada barril producido en 2019 el país logró incorporar a sus reservas probadas 1,24 barriles. En consecuencia, la vida media útil de dichas reservas aumentó de 6,2 años a 6,3 años.

¹⁶ Reservas probadas de crudo en Colombia aumentaron a 6,3 años en 2019 [en línea]. Revista Portafolio. 2020. [Fecha de consulta: 26 enero 2021]. Disponible: <https://acortar.link/F9gnc>

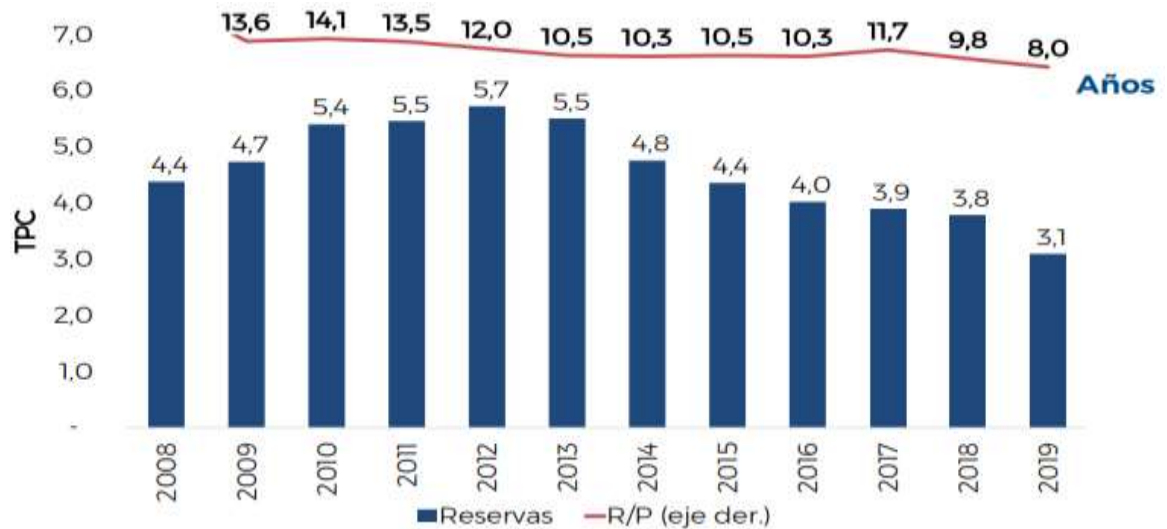
Figura 9. Reservas de petróleo en Colombia.



Fuente: ANH - EIA

Sin embargo, en el caso del gas las reservas probadas del país cayeron en un 16,7%, al pasar de 3.782 giga pies cúbicos en 2018 a 3.149 giga pies cúbicos en 2019. Por cada giga pie cúbico producido en 2019 se dejaron de incorporar 0,62 en las reservas. En consecuencia, la vida media útil se redujo de 9,8 a 8 años.

Figura 10. Reservas de gas en Colombia.



Fuente: ANH.

Seguridad energética¹⁷: En lo relacionado con seguridad energética, los YNC se proyectan como grandes aliados, pues permitirían incrementar las reservas de hidrocarburos en el país, necesarias para satisfacer la demanda nacional en el mediano y largo plazo. Lo anterior, teniendo en cuenta que las reservas existentes se encuentran en declinación por tratarse de campos maduros, así como la insuficiencia para reponer las reservas consumidas, como bien señala el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (UPME, 2018).

Lo anterior genera preocupaciones, y por ello se están buscando acciones bajo tres pilares para lograr garantizar la autosuficiencia energética del país en el corto, mediano y largo plazo, dichos pilares son:

- Aumento del factor recobro (Métodos de recobro)

¹⁷ ACP. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD PARA COLOMBIA [en línea]. Bogotá-Colombia. 7 noviembre 2018. [Consultado 19 de junio de 2020]. Disponible: <https://acortar.link/rKSPO>. p. 3.

- Desarrollo de la actividad costa afuera (Offshore)
- Desarrollo de la actividad en yacimientos no convencionales (YNC).

DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.

El desarrollo de los yacimientos no convencionales (YNC), ha demostrado en los últimos años ser una opción bastante representativa en países en los cuales se han implementado las diversas técnicas para el aprovechamiento de estos recursos naturales, que anteriormente no se tenían en cuenta por las dificultades técnicas y políticas que traía consigo su aplicación. Países del continente americano como Estados Unidos, Argentina y Canadá han obtenido resultados muy favorables en autosuficiencia energética, ingresos monetarios, empleos y demás factores relacionados directa e indirectamente a la industria del petróleo, además de esto han logrado adquirir un alto conocimiento y experiencia en el desarrollo de este tipo de yacimientos.

En Colombia, se han venido realizando diferentes estimaciones del potencial y la importancia de los YNC en esta última década por parte de entidades como la ANH, Arthur D. Little y algunas compañías petroleras reconocidas tales como Canacol Energy, Conoco Phillips, Exxon y Shell, los resultados de estos estudios en su mayoría en cuencas como Magdalena Medio, Los Llanos y Maracaibo/Catatumbo, tienen un gran conocimiento por el aporte del petróleo y gas de yacimientos convencionales a lo largo del tiempo, que lleva la industria en el país. Estos resultados se centran en el desarrollo de formaciones de Shale Oil&Gas como fuente de suministro. Dichas formaciones prospecto tienen analogías con formaciones que ya se han venido produciendo en otros países como Estados Unidos (Fm Eagle Ford).

La UPME y la ANH estiman un gran potencial de recursos, cuyo desarrollo tendría un gran impacto en la economía nacional, no solo por la generación de recursos fiscales para la Nación, sino por la posibilidad de satisfacer las necesidades de la demanda de manera local, impactando el mercado energético nacional y generando beneficios económicos para los diferentes usuarios.¹⁸

2.1.1. APORTES DE LOS YNC AL PAÍS

Los yacimientos no convencionales generan significativos aportes a la economía del país, entre los más importantes se destacan:

- Con la exploración de YNC el país se beneficiará con mayores recursos provenientes de regalías para apoyar el desarrollo económico y social de las regiones.
- Generación de empleo para mano de obra no calificada y calificada en las áreas de influencia del proyecto.
- Estimulación de la actividad comercial local en las regiones del Magdalena Medio y de la Cordillera Oriental.
- Incremento de la inversión extranjera directa.
- Desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura.
- Incremento de las reservas y aumento en la producción de barriles por día, para la consolidación de una autosuficiencia energética.
- Mayor inversión social e inclusión de comunidades.¹⁹

¹⁸ ACP. El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia: beneficios para el país de desarrollar los YNC en el próximo cuatrenio y con posterioridad [en línea]. Bogotá-Colombia. 20 marzo 2019. [Consultado: 17 de junio de 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/kSDPj>. p. 2.

¹⁹ Asociación colombiana del petróleo ACP. LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA [en línea]. Bogotá, Colombia. mayo de 2014 [consultado: 9 diciembre 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/v4pyd>. p. 7.

El desarrollo de los Yacimientos No Convencionales (YNC), representaría para Colombia una oportunidad de generar ingresos fiscales de 1,5 billones de pesos anuales en impuestos, derechos económicos contractuales, dividendos y regalías, durante la vida útil de un proyecto tipo. Así lo señala el más reciente informe económico elaborado por la Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios de la ACP, que presenta un análisis de los beneficios económicos que traería en el futuro el eventual desarrollo de este tipo de yacimientos con la técnica del fracking. El Informe económico de la ACP analiza los beneficios que traería el desarrollo de un proyecto tipo de yacimientos no convencionales.

- Un proyecto tipo generaría 2.500 millones de dólares en regalías.
- Durante su vida útil podría generar 5.000 empleos, entre directos e indirectos.
- Los YNC serían aliados estratégicos para la financiación del Estado.²⁰

Según Francisco José Lloreda, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, “las estadísticas muestran que los países que han desarrollado sus yacimientos no convencionales mejoran sus índices económicos y de calidad de vida y los de las comunidades donde se adelantan estos proyectos, por eso consideramos que Colombia se merece la oportunidad de desarrollar estos recursos”.²¹

²⁰ ACP. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD PARA COLOMBIA. Op. cit., p. 3.

²¹ ANDI - Asociación Nacional de Empresarios de Colombia. Yacimientos no convencionales: retos y oportunidades [en línea]. Abril 8 de 2019. [Consultado: 29 junio 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/IgKJP>

ESCENARIO PROSPECTO PARA EL DESARROLLO DE LOS YNC

Las siguientes proyecciones de producción fueron presentadas por la ACP, es un ejercicio donde se incluyen 4 proyectos asociados al desarrollo de no convencionales, iniciando en su fase piloto y posteriormente pasando a fase de desarrollo en estos proyectos. Estos pilotos se desarrollarían en las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería que actualmente cuentan con un amplio conocimiento en materia de yacimientos no convencionales.

A continuación, se muestran proyecciones de las áreas con mayor incidencia de la industria de los hidrocarburos en Colombia.

Figura 11. Proyecciones Esperadas



Fuente: ACP. El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia: beneficios para el país de desarrollar los YNC en el próximo cuatrenio y con posterioridad [en línea]. Bogotá-Colombia. 20 marzo 2019. [Consultado: 17 de junio de 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/kSDPj>. Modificado por autores.

Según Arthur Little (2017)²², en Colombia la formación geológica La Luna puede tener un potencial de reservas de más de 5.000 millones de barriles equivalentes (BOE), correspondiente a más de tres veces las reservas actuales del país, 1665 millones de barriles. Solo el desarrollo de esta formación puede representar entre 100.000 y 350.000 barriles de petróleo por día (BOED), casi la mitad de la producción actual de Ecopetrol.

2.2. POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

El presente trabajo de investigación se enfoca en el potencial de los yacimientos no convencionales clasificados como Shale (Lutita) Oil&Gas o roca generadora con los que cuenta Colombia para su desarrollo en los próximos años. Siendo la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) el área de estudio seleccionada debido a su potencial, criterios técnicos y la información disponible. Sin embargo, se muestra el potencial de otras cuencas conocidas por su aporte en yacimientos convencionales y que actualmente están en producción en las cuales existen estimaciones documentadas de sus reservas en lo que respecta a yacimientos no convencionales.

2.2.1. POTENCIAL DE SHALE EN EL NORTE DE SUDAMÉRICA²³

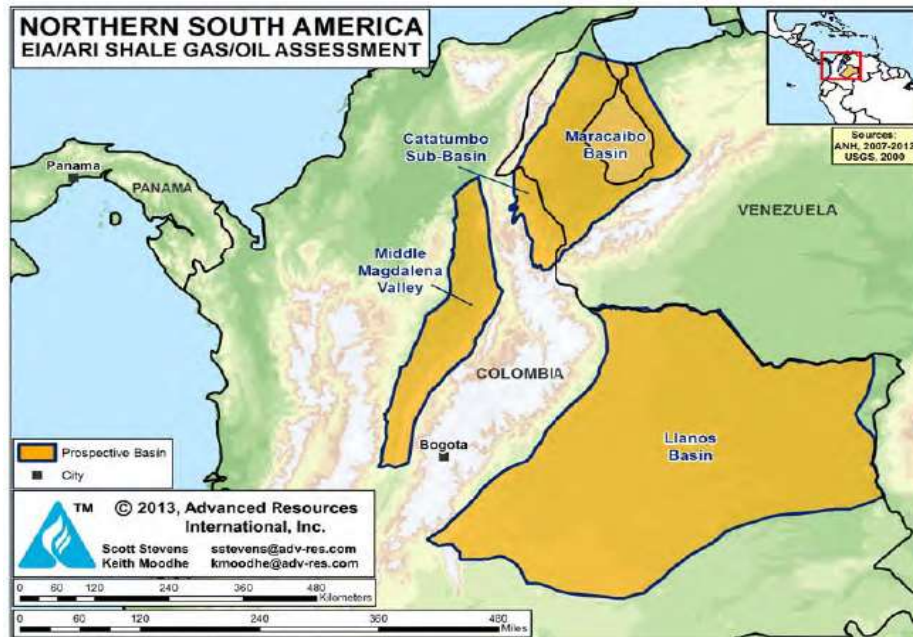
El norte de Sudamérica tiene un potencial prospectivo de gas y petróleo tipo Shale del Cretáceo depositadas en tres cuencas principales: Valle Medio del Magdalena, Llanos y las cuencas de Maracaibo/Catatumbo de Venezuela y Colombia. Los Shale (lutita) cretácicos ricos en materia orgánica (La Luna, Capacho y Gachetá)

²² El fracking en Colombia [en línea]. Bogotá: Universidad de los Andes, 2016. [fecha de consulta: 25 enero 2021]. Disponible en: <https://acortar.link/OnYPk>

²³ U.S. Energy Information Administration. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, (June), 707. p. 187-206

son la fuente de gran parte del gas y el petróleo convencional que se producen en Colombia y en el oeste de Venezuela.

Figura 12. Cuencas prospectivas de Shale del Norte de Sudamérica.



Fuente: U.S. Energy Information Administration. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, (June), p. 707.

Según el estudio que realizó EIA/ARI en 2013 titulado Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: And Assessment of 131 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, los recursos técnicamente recuperables (TRR) de Shale Gas y Shale Oil en el norte de Sudamérica se estiman en aproximadamente 222 TCF y 20.2 billones bbl. En el caso de Colombia esta cuenta con 120 Billones bbl de Shale Oil y 308 TFC de Shale Gas de los cuales 6.8 billones de barriles y 55 TFC serían técnicamente recuperables²⁴ como se muestra en la siguiente figura.

²⁴ Ibid., p. 188.

Figura 13. Recursos de Shale Oil&Gas técnicamente recuperables en Colombia

Continent	Region	Country	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)	Risked Oil In-Place (Billion bbl)	Technically Recoverable (Billion bbl)
North America	I. Canada		2,413	573	162	8.8
	II. Mexico		2,233	545	275	13.1
	Total		4,647	1,118	437	21.9
Australia	III. Australia		2,046	437	403	17.5
South America	IV. N. South America	Colombia	308	55	120	6.8
		Venezuela	815	107	209	13.4
	Subtotal		1,123	222	389	20.2
	V. Argentina		3,244	802	480	27.0
	VI. Brazil		1,279	245	134	5.3
	VII. Other S. South America	Bolivia	154	36	11	0.6
		Chile	228	48	47	2.3
		Paraguay	350	75	77	3.7
		Uruguay	13	2	14	0.6
	Subtotal		744	162	150	7.2
Total		6,390	1,431	1,152	59.7	

Fuente: U.S. Energy Information Administration. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, (June), p. 9.

Estos recursos pueden ser una buena alternativa tanto social, energética, económica y tecnológica, ya que actualmente el panorama nacional es poco favorable en estos 4 aspectos, así que, el desarrollo de estos nuevos proyectos puede ser puente estratégico para llegar a un beneficio general.

2.2.2. POTENCIAL DE YNC POR CUENCA EN COLOMBIA

Colombia cuenta con 23 cuencas sedimentarias que proporcionan el hidrocarburo convencional en la actualidad, siendo 8 de estas, grandes prospectos para el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

Figura 14. Potencial de Yacimientos No Convencionales por cuenca en Colombia



Fuente: Estimaciones Ecopetrol: VMM, Cat, CR, C-P.

De estas 8 cuencas se ha venido produciendo el hidrocarburo convencional del país, por lo tanto, existe información acerca de las formaciones y los tipos de roca existentes allí, es por ello que estas se convierten en un prospecto de YNC. Teniendo en cuenta que, “la mayoría de las cuencas sedimentarias que tengan establecido un potencial hidrocarburífero convencional, en teoría también deberían tener un potencial de explotación de hidrocarburos no convencionales”.²⁵

Colombia cuenta con varios prospectos potenciales de Shale Oil los cuales están ubicados en las cuencas Valle Medio del Magdalena, Los Llanos y Maracaibo/Catatumbo. Las formaciones de mayor relevancia son La Luna,

²⁵ Vásquez Zuluaga, H. Definición del potencial de recursos no convencionales en shales para la Formación Gachetá, por medio de la Caracterización y evaluación del contenido de materia orgánica, espesores y madurez térmica, a partir de registros de pozo e información geológica disponible para el Departamento del Casanare. Medellín. Tesis de geología. Universidad EAFIT. Departamento de ciencias de la tierra. 2014. 105p.

Capacho y Gachetá, las cuales generan la mayor parte del gas y petróleo convencional que se produce en Colombia y en el oeste de Venezuela. Estas se componen de una serie de lutitas del Cretácico, ricas en materia orgánica y presentan gran similitud con las formaciones Eagle Ford y Niobrara (Estados Unidos)²⁶.

Figura 15. Propiedades de yacimientos de Shale Oil en Colombia

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho	
	Geologic Age		U. Cretaceous		U. Cretaceous	U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,390	200	1,820	7,280	4,290
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Oil	Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		57.0	26.1	28.0	92.3	41.0
	Risked OIP (B bbl)		76.3	2.9	12.6	235.1	61.6
	Risked Recoverable (B bbl)		4.58	0.18	0.63	11.75	3.08

Fuente: U.S. Energy Information Administration, op. cit., p.189.

Grandes compañías han iniciado gestión de diversos bloques para la búsqueda de hidrocarburos no convencionales en Colombia como Ecopetrol, Conoco Phillips, Shell. Por ello, se espera que el Shale Oil&Gas tenga un papel cada vez más importante en las bases de recursos energéticos y perspectivas económicas del país.

²⁶ Ibid., p.187.

Los grandes descubrimientos de Shale gas en Colombia, se encuentran en el oriente del país en la cuenca del Valle Medio del Magdalena con las formaciones La Luna y Tablazo que contarían con un volumen de gas técnicamente recuperable de 18 TPC, en la cuenca de los Llanos Orientales con la formación Gachetá con una cantidad de gas técnicamente recuperable de 2 TPC y por último la cuenca Catatumbo con la formación Capacho que se extiende hasta Venezuela igual que la formación La Luna, tendría un volumen de gas técnicamente recuperable de 18.3 TPC.

Figura 16. Propiedades de yacimientos de Shale Gas en Colombia

Basic Data	Basin/Gross Area		Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)		Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)	
	Shale Formation		La Luna/Tablazo		Gacheta		La Luna/Capacho	
	Geologic Age		U. Cretaceous		U. Cretaceous		U. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,390	200	1,820	7,280	4,290	5,840
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000	6,000 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		88.0	150.3	40.4	71.8	176.1	255.7
	Risked GIP (Tcf)		117.8	16.8	18.2	183.0	264.4	522.6
	Risked Recoverable (Tcf)		14.1	4.2	1.8	18.3	52.9	130.7

Fuente: U.S. Energy Information Administration, op. cit, p.189.

Según estudio de la firma de análisis de riesgo IHS, “Colombia es el tercer país en Sur América con mayor potencial de gas en yacimientos no convencionales después de Argentina y Brasil”²⁷. Es por ello que el país puede ser un gran prospecto en el tema.

²⁷ Petroleras aún no aprovechan pozos no convencionales [en línea]. Revista La Republica. 2013. [Fecha de consulta: 26 enero 2021]. Disponible: <https://acortar.link/JBqAR>

En la siguiente tabla, se muestran posibles lugares y cuencas en Colombia que representan un potencial en cuanto al desarrollo de estos tipos de yacimientos no convencionales.

Tabla 3. Lugares potenciales de YNC en Colombia.

RECURSO NO CONVENCIONAL	POSIBLE POTENCIAL EN COLOMBIA
Gas de lutita (shale)	Cuencas del Magdalena Medio, Cordillera oriental y del río Ranchería
Petróleo de lutita (shale)	Regiones del alto valle del Magdalena (Sinclinales Media Luna y Ataco) y el Pacífico sur
Gas asociado a mantos de carbón	Las zonas carboníferas de La Guajira, Cesar, Boyacá y Cundinamarca
Gas y petróleo en rocas apretadas	Valle del Magdalena Medio
Arenas bituminosas	Ríos Nare, Sogamoso, Guejar, San Vicente y Florencia
Hidratos de metano	Cuencas del mar Caribe y el océano Pacífico

Fuente: King (s.f) y Schlumberger (2018); posibles potenciales en Colombia, Arthur D. Little, Inc (2011). Modificado por los autores.

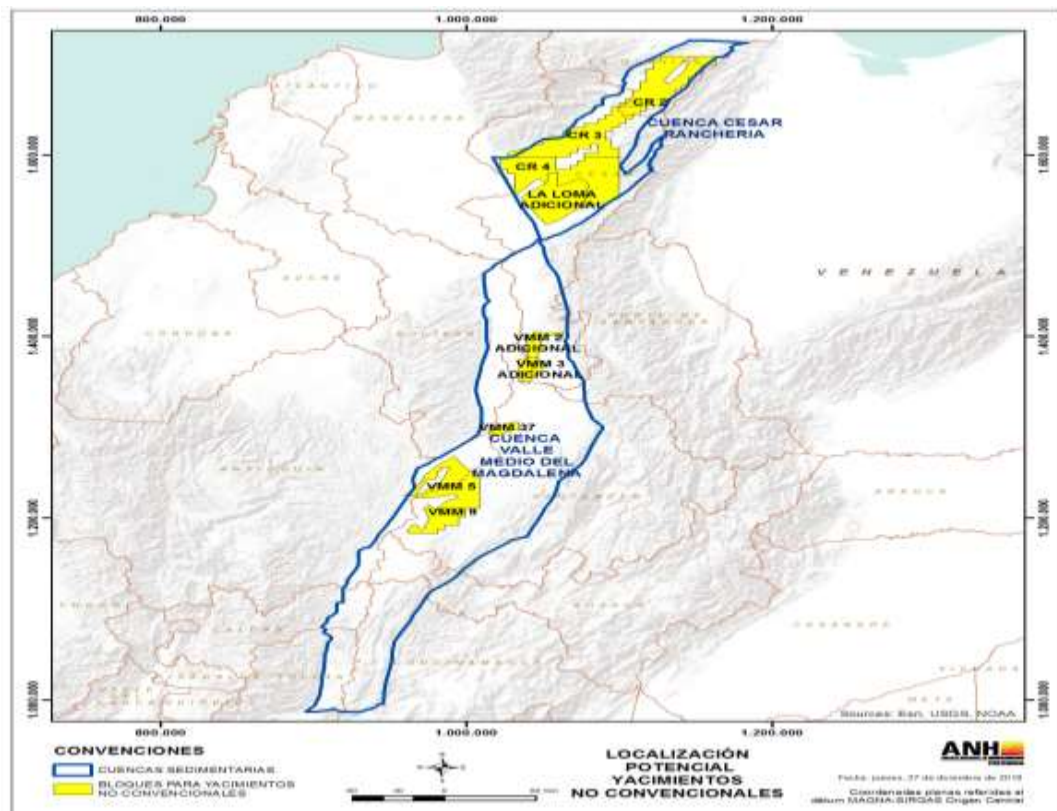
Se puede ver como existe información valiosa acerca de los YNC en el territorio nacional, la cual le será útil a las empresas interesadas en el desarrollo de estos yacimientos, dándole así el valor agregado a cada tipo de YNC y una ligera disminución en la incertidumbre de encontrarlos.

En materia de YNC, “existe una oportunidad importante para que Colombia mantenga su autosuficiencia energética. En el Valle Medio del Magdalena y la cuenca Cesar-Ranchería donde se tiene un gran potencial para la exploración y producción de hidrocarburos en YNC. En conjunto estas dos cuencas tienen una

extensión de 2,9 millones de hectáreas (Valle Medio del Magdalena abarca 1,8 millones de hectáreas y Cesar Ranchería 1,1 millones de hectáreas)".²⁸

A continuación, se muestran las 2 principales cuencas con potencial de YNC en el territorio nacional.

Figura 17. Principales zonas con potencial de YNC en Colombia



Fuente: ANH.

En la figura se puede ver la localización y extensión de estas dos cuencas sedimentarias en el territorio, así mismo, los diferentes bloques adjudicados por la ANH para la fase de pilotos de investigación inicialmente y luego la fase de desarrollo de un proyecto de este tipo.

²⁸ ACP. El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia. Op. cit., p. 2.

La alta prospectividad con la que cuenta Colombia en la cuenca VMM para el desarrollo de los yacimientos no convencionales trae un alto aprovechamiento para el país, no solo en aportes económicos, sino también en autosuficiencia energética. Es por ello, que se hace necesario cumplir con la reglamentación y las buenas prácticas para empezar a implementar esta tecnología de manera adecuada, puesto que trae beneficios como los son²⁹:

- Mayor aporte económico al país y a las regiones provenientes del pago de regalías.
- La generación de empleo para mano de obra no calificada y calificada en las áreas de influencia del proyecto, alrededor de 120 mil empleos durante los 30 años de desarrollo del proyecto.
- Incremento de actividad comercial local en las regiones del Magdalena Medio.
- Incremento de la inversión extranjera directa.
- Aseguramiento de carga de crudos livianos para refinerías para años posteriores al 2025.
- Desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura.
- Mayor inversión social e inclusión de comunidades.

²⁹ ACP. LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA. Op. cit., p. 7.

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS ACTUALMENTE EN LA CUENCA VMM Y LOS SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE ROCA GENERADORA

La cuenca del valle medio del Magdalena es una de las más importantes en Colombia, se evidencia que ocupa el segundo puesto de las zonas más productoras del país, esta cuenca actualmente tiene 102 años de estar produciendo comercialmente, en la cual durante estos años de funcionamiento se han operado un sin números de pozos a lo largo de su extensión.

3.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS ACTUALMENTE EN LA CUENCA VMM

La alta experiencia adquirida en la cuenca VMM, ha conllevado a la implementación de casi todos los sistemas de levantamiento artificial principales de la industria de los hidrocarburos como lo son (BM) Bombeo Mecánico, (BCP) Bombeo por Cavidades Progresivas, (LG) Levantamiento pro Gas, (BES) Bombeo Electrosumergible, (BHP y BHJ) Bombeo Hidráulico tipo pistón y Bombeo Hidráulico tipo Jet, (LEE) Levantamiento por Elevación de Embolo conocido en la industria como Plunger Lift, y, (BES-PCP) el sistema híbrido Bombeo Electrosumergible con Bomba de Cavidades Progresivas, han sido implementados en el VMM.

Otros sistemas de levantamiento artificial no convencionales han sido implementados a manera de piloto o investigados bajo evaluaciones técnico – económicas analíticas, como el sistema Recoil, el sistema Chamber Lift, o el sistema Staircase Lifting, o derivaciones de los sistemas convencionales como las Unidades de Bombeo Hidráulico-Mecánico, o las unidades Rotaflex, y los sistemas

de Bombeo Electrosumergible con levantamiento con gas (Electrogas)³⁰. Sin embargo, la implementación de estos sistemas de levantamiento no ha sido expandida en la cuenca, por tal razón no se tuvieron en cuenta en el presente trabajo de investigación, se tuvieron en cuenta únicamente aquellos con mayor implementación a lo largo de la cuenca VMM y que por ende se tiene más información y aprendizaje.

3.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SLA MÁS IMPLEMENTADOS EN LA CUENCA VMM

Las ventajas y desventajas se mostrarán por medio de tablas con información recopilada con base en la revisión de la bibliografía disponible, teniendo en cuenta todas aquellas lecciones técnicas aprendidas a lo largo de la implementación de los diferentes SLA descritos anteriormente.

Tabla 4. Ventajas relativas de los SLA.

BM	BCP	GL	BES
Diseño de sistema relativamente simple	Algunos tipos son recuperables con varillas	Puede manejar grandes volúmenes de sólidos con el menor problema	Puede levantar grandes volúmenes, 20000 B/D en pozos superficiales con casing largo
Unidades fáciles de cambiar a otros pozos con costo mínimo	Costo moderado	Maneja grandes volúmenes en pozos con alto IP, 50000 B/D	Discreto en locaciones urbanas
Eficiente, simple y fácil de operar	Bajo perfil	Discreto en locaciones urbanas	Fácil de operar
Aplica a Slim hole y completamientos múltiples	Pueden usar motores eléctricos en fondo para	La fuente de energía puede ser colocada	Fácil de instalar el sensor de presión de fondo para la

³⁰ SÁCHICA J. A., ARRIETA V., COHEN E., PÁEZ W., AMAYA R., QUIÑONEZ C., PEDRAZA J., FERREIRA U., QUINTERO N., GONZALEZ Y., CAMACHO A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019.

	manejar pozos con arena y fluidos viscosos		medida de presión a superficie via cable
Puede bombear un pozo con muy baja presión	Alta eficiencia eléctrica	Fácil de obtener presiones de fondo y gradientes	Los pozos desviados no presentan problemas
El sistema usualmente se ventila naturalmente por la separación de gas		Levantar pozos de gas no es un problema	Aplica costa afuera
Analizable		Algunas veces aplica con una unidad de wireline	Tratamientos de corrosión y escala fáciles de realizar
Puede levantar crudos con altas temperaturas y viscosidades		Los pozos desviados no presentan problemas	Disponible para diferentes tamaños
Puede usar gas o electricidad como fuente de energía		La corrosión no es un problema	Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos
Tratamientos de corrosión y escala fáciles de realizar		Aplica costa afuera	
Aplicable a bombeo fuera de control si es electrificada			
Disponible para diferentes tamaños			

BHP	BHJ	LEE
No hay límite de profundidad – puede levantar grandes volúmenes de grandes profundidades	Recuperables sin tirar del tubing	Recuperables sin tirar del tubing

500 B/D desde 15000 ft han sido instalados a 18000 ft	No tiene partes móviles	Instalación muy económica
Pozos desviados presentan problemas mínimos	No hay problemas en agujeros desviados o torcidos	Automáticamente mantiene los tubos limpios de parafina
Discreto en locaciones urbanas	Discreto en locaciones urbanas	Aplicable para pozos con alta relación de gas/aceite
Fuente de energía puede ser localizada remotamente	Aplicable en Offshore	Puede ser usado en conjunto con el sistema gas lift intermitente
Analizable	Puede usar agua como fuente de energía	Puede usarse para descargar líquido de pozos de gas
Puede usar gas o electricidad como fuente de energía	El fluido de energía no tiene que estar tan limpio como en el bombeo hidráulico tipo pistón	
Bombas de fondo de pozo pueden ser circuladas en sistemas libres	Escala de corrosión con tratamiento de emulsión fácil de realizar	
Aplica a completamientos múltiples	La fuente de energía puede ser localizada remotamente y puede manejar altos volúmenes (30.000 B/D)	
Aplica offshore		
Sistemas cerrados combaten la corrosión		
Fácil bombeo en ciclos de periodos de tiempo		

Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157

Tabla 5. Desventajas relativas de los SLA.

BM	BCP	GL	BES
Pozos desviados presentan problemas de fricción	Elastómeros en el estator en algunos fluidos del pozo	Levantamiento de gas no siempre está disponible	No aplica para recopilaciones múltiples
La alta producción de sólido es un problema	Perdida de eficiencia con la profundidad	No es eficiente en el levantamiento de campos pequeños o en un pozo rentado si el equipo de compresión es requerido	Solo funciona con energía eléctrica
Los pozos de gas usualmente disminuyen la eficiencia volumétrica	Las varillas rotatorias usan tubería	Es difícil levantar emulsiones y crudos viscosos	Altos voltajes son necesarios (1000 V)
Esta limitado por la profundidad, debido principalmente a la capacidad de varillas		Problemas de congelamiento de gas e hidratos	Poco práctico en pozos poco profundos de bajo volumen
Molesto en locaciones urbanas		Problemas con líneas de superficie sucias	El cable causa problemas en el manejo de los tubulares
Pesado y voluminoso en operaciones offshore		No se puede producir efectivamente en pozos profundos para su abandono	Los cables se deterioran en altas temperaturas
Susceptible a problemas de parafina		Requiere gas adicional en sistemas rotativos	La profundidad del sistema está limitada, 10000 ft debido al costo del cable y la incapacidad para instalar suficiente energía en el fondo
La tubería no puede ser cubierta internamente ante la corrosión		Problemas de seguridad con la alta presión de gas	La producción de gas y de sólidos es un problema
H ₂ S limita la profundidad en la cual se puede ajustar una bomba			No es fácil de analizar

de gran volumen			
La limitación del diseño de la bomba de fondo en pequeños diámetros de casing			La falla de producción flexibiliza la tasa

BHP	BHJ	LEE
Los sistemas de alimentación de aceite son un peligro de fuego	Método relativamente ineficiente	No puede tomar bien la depleción; por lo tanto, eventualmente requiriere de otro sistema
Se requiere un gran inventario de aceite en los sistemas de alimentación la cual resta rentabilidad	Requiere al menos 20% la inmersión para aprovechar la mejor eficiencia	Es bueno para pozos de baja tasa normalmente menos que 200 B/D
La alta producción de solidos es un problema	El diseño del sistema es completo	Requiere más ingeniería de supervisión para ajustar correctamente
Los costos de operación algunas veces son altos	La bomba puede cavilar bajo ciertas condiciones	El peligro existe alcanzando una alta velocidad y causando daños en superficie
Por lo general, es susceptible a la interferencia de gas, ya que no tiene ventilación	Muy sensible a cualquier cambio en la presión de retorno	La comunicación entre el tubing y el casing requiriere buen funcionamiento a menos que se use en conjunto con gas lift
Las instalaciones de ventilación son más costosas porque se requiriere tubería adicional	La producción de gas libre a través de la bomba causa reducción de la capacidad para manejar líquidos	

No es fácil para el personal de campo para la solución de problemas	Los sistemas de aceite son de fuego	
Es difícil obtener problemas de pozo validas en pozos de bajo volumen	Altas presiones en superficie del fluido de potencia son requeridas	
Se requiere dos cadenas de tubería para algunas instalaciones		
Los problemas en tratamientos de agua		
Problemas por la alta presión en superficie		

Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157

3.1.2. SCREENING DE LOS SLA MÁS IMPLEMENTADOS EN LA CUENCA VMM

Un screening es una recopilación de datos (criterios técnicos) el cual muestra de forma explícita los rangos y condiciones en las cuales un parámetro de estudio podrá operar, el siguiente screening se sustenta con base a las experiencias de dichos parámetros cuando son implementados en un determinado tiempo, se presentan unas variables y características técnicas por medio de cuadros que permitirán mostrar el rango de operatividad de los sistemas de levantamiento más usados en la cuenca VMM en esta ocasión no se tuvo en cuenta el sistema Plunger Lift debido a su poca expansión en la cuenca en comparación con los otros SLA.

Se escogieron rangos en los cuales el parámetro de estudio era más óptimo, siendo el SLA quien dio el funcionamiento deseable, tanto en su correcta actuación, como en su etapa de vida útil y por lo tanto es este el rango más preferible para su implementación según la literatura. El screening de cada

método se organizó sobre 3 características generales (yacimiento, propiedades de los fluidos y facilidades de superficie) en forma de tablas como se muestra a continuación.

Tabla 6. Características de yacimiento.

VARIABLES	BM	BES	PCP	BHJ	BHP	GL
Número de pozos	>1	>1	>1	>2	>2	>25
Tasa de producción (BPD)	50 – 300	10001 – 20000	1501 – 2000	151 – 500	101 – 600	10001 – 15000
Profundidad del pozo (ft)	1 – 2500	1 – 5000	1 – 2500	12001 – 15000	12001 – 15000	10001 – 15000
Tamaño de Casing (in ID)	4 1/2	>7	4 1/2	2 3/8	2 3/8	>7
Grado de inclinación respecto a la vertical (°)	0 – 5	0 – 10	0 – 3	0 – 10	0 – 10	0 – 30
Severidad Dogled (ft/100ft)	0 – 3	0 – 3	0 – 2	0 – 3	0 – 3	0 – 50
Temperatura (°F)	1 – 150	71 – 150	71 – 150	71 – 150	71 – 150	101 – 150
Presión de fondo fluyente Pwf (psi)	51 – 100	>500	500 – 1000	501 – 1000	301 – 800	>2000
Completamiento	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple
Recobro	Primario	Primario	Primario	Primario	Primario	Primario

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., Torres Torres, E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2007. p. 97-116.

Tabla 7. Propiedades de los fluidos.

VARIABLES	BM	BES	PCP	BHJ	BHP	GL
BSW (%)	0,1 – 15	0,1 – 70	0,1 – 6	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 10
Viscosidad (cp)	101 – 500	0,1 – 10	5001 – 6000	1 – 10	1 – 50	41 – 70
Presencia de fluidos corrosivos	No	No	No	No	No	No

Contenido de arena abrasiva (ppm)	0 – 10	0 – 5	0 – 50	0 – 2	0 – 2	0 – 200
GOR (scf/stb)	0 – 100	0 – 50	0 – 50	0 – 100	0 – 30	>5000
Presencia de contaminantes	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula
Tratamientos aplicados	Sin tratamiento	Sin tratamiento	Sin tratamiento	Solventes	Inhibidores	Sin tratamiento

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., Torres Torres, E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2007. p. 97-116.

Tabla 8. Características de las facilidades de superficie.

Variables	BM	BES	PCP	BHJ	BHP	GL
Tipo de locación	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Oshore	Offshore
Energía eléctrica	Comprada	Comprada	Comprada	Comprada Generada	Comprada Generada	Comprada Generada
Espacio restringido	Amplio	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., Torres Torres, E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2007. p. 97-116.

Para poder contrastar estos rangos de los parámetros técnicos mostrados anteriormente, es conveniente tener en cuenta cierta información antes de desarrollar un proyecto de producción en roca generadora en la cuenca VMM, dicha información se describe a continuación.

INFORMACIÓN PREVIA PARA LA SELECCIÓN DEL SLA EN ROCA GENERADORA

La elección del sistema de levantamiento artificial adecuado para la producción de cualquier tipo de yacimiento petrolero, demanda ciertos criterios y parámetros que hacen que la selección sea la más apropiada, de modo que permiten que se optimicen las utilidades.

Para este estudio no existe ningún documento que metodológicamente explique cómo se debe hacer la selección de los SLA para los yacimientos no convencionales, es por ello que en este aparte se mencionan los parámetros que se deben tener y conocer al momento de hacer la selección de los sistemas de levantamiento de mayor conveniencia. Actualmente no se cuenta con datos exactos acerca del tema, puesto que la información que se encuentra disponible es poca y confidencial. Sin embargo, en la metodología de selección se agrupan variables como el conocimiento de los fluidos que se esperan producir, las características principales del fluido de retorno, el conocimiento adquirido en el área en cuanto a SLA se refiere, un componente donde se exponen algunas premisas a tener en cuenta antes de elegir un sistema y finalmente la curva tipo concerniente para el estudio. A continuación, se menciona cada uno de estos.

CONOCIMIENTO DE LOS FLUIDOS A PRODUCIR (PVT, API, SARA, VISCOSIDAD)

Los fluidos que se esperan producir serán aquellos que se encuentran ubicados en la cuenca VMM específicamente los de la formación La Luna, la cual ha demostrado ser un gran prospecto a la hora de llevarse a cabo su explotación, siendo el mejor horizonte que posee esta cuenca en cuanto a Shale Oil&Gas se

refiere, según estimaciones realizadas, por lo tanto, este trabajo se enfoca en el desarrollo de dicha formación. A continuación, en la figura se muestra algunas propiedades correspondientes a la formación de La Luna.

Figura 18. Propiedades del fluido y yacimiento de la formación La Luna

Metodo EOR		Formación La Luna
Propiedades del fluido	Gravedad (API)	20 - 35
	Viscosidad (cp)	8 - 14
	Composición	Alto porcentaje de C15 a C33
Propiedades del Yacimiento	Saturación de Aceite (%)	60 - 70
	Tipo de Formación	Carbonatos en su mayoría
	Espesor Neto (ft)	650 - 900
	Permeabilidad promedio (mD)	> 100nD
	Profundidad (ft)	4200 - 12000
	Temperatura (°F)	165 - 190

Fuente: Rocha Sánchez, J. A. Análisis del Recobro Mejorado para la Formación La Luna a partir de la Analogía con Shales Plays en Estados Unidos. Bucaramanga, 2019. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. p 70. (modificado por autores)

De acuerdo con la información provista por el área de yacimientos encontramos que La Luna corresponde a una formación de Lutitas (shales) y carbonatos naturalmente fracturados, con una porosidad promedio de 0.14, con un TOC promedio entre 2 – 6% y un espesor neto petrolífero de 230 ft; en cuanto a las propiedades de los fluidos se espera un crudo de 22°API con corte de agua de 0.4%.³¹

³¹ Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Los YNC tipo Shale Oil por lo general tienen crudos de tipo black oil a livianos. En cuanto al análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) es importante debido a que existen algunos SLA que pueden presentar problemas, por ejemplo, con la cristalización de las parafinas en donde habría la necesidad de inyectar química en cabeza de pozo.

CARACTERÍSTICAS PROBABLES DEL AGUA DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN

Las aguas residuales que retornan a superficie después del tratamiento de fracturamiento hidráulico, se clasifican en fluido de retorno y aguas de producción, estas pueden tardar diferentes períodos de tiempo (días, semanas o más) en volver a superficie (AEA, 2012). El fluido de retorno se compone principalmente del fluido fracturante que vuelve a superficie y que es inicialmente recuperado después de la estimulación hidráulica, mientras que las aguas de producción son aquellas que se generan de manera natural en la formación productiva y suben a superficie una vez el pozo o arreglo de pozos están en la etapa de producción (API, 2010) (US EPA, 2012).

En promedio aproximadamente el volumen del fluido de retorno puede estar en el rango de 10 a 50% del volumen inicial inyectado de fluido de fracturamiento. Las características de estas aguas dependen de la naturaleza de la formación productiva, química de los hidrocarburos y el agua (in-situ e inyectada), reacciones geoquímicas entre el fluido y la roca, condiciones operacionales, tipo de producción y de los aditivos químicos requeridos (SPE, 2011) (Fakhru'l-Razi Ahmaduna, 2009).³²

³² JIANG, Xi. Caracterización de la calidad de flujo de retorno para pozos horizontales en el campo de Wattenberg. Tesis de Magister en ciencias, Colorado: Universidad del estado Colorado. 2013, p3.

A continuación, se presentan de manera global los principales constituyentes y la descripción de estos:

Tabla 9. Principales características del agua de retorno.

Constituyentes	Componentes	Efecto
Compuestos disueltos y dispersos de petróleo	En su mayoría son BETEX7, hidrocarburos poliaromáticos (PAH's), naftalina, fenoles, dibenzotofeno y fenantreno.	Las cantidades de sólidos disueltos y suspendidos depende de la composición del petróleo, pH, salinidad, temperatura, radio petróleo-agua y del tipo y cantidad de componentes estabilizadores (asfaltenos, sólidos finos, etc.).
Minerales disueltos de la formación	Aniones como Cl ⁻ , SO ₄ ²⁻ , CO ₃ ²⁻ , HCO ₃ ⁻ y cationes como Na ⁺ , K ⁺ , Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , Ba ²⁺ , Sr ²⁺ , Fe ²⁺ . Metales pesados como Cd, Cr, Pb, Hg, Ni, Ag y Zn. Así mismo, los NORM (Material Radioactivo de Origen Natural)	Afectan la química de las aguas de producción y la salinidad
Aditivos químicos	Inhibidores de corrosión, biocidas, agentes anti-espuma, entre otros.	Utilizados para tratar o prevenir problemas operacionales en la producción de hidrocarburos
Sólidos del proceso productivo	Sólidos de la formación geológica, productos derivados de la corrosión del pozo, bacterias, ceras y asfaltenos	Debido a la gran cantidad de sustancias tóxicas en las aguas de producción pocos microorganismos pueden sobrevivir, sin embargo, se ha visto que la gran mayoría de estos son bacterias aeróbicas Gram-Positivas
Gases	CO ₂ , O ₂ y H ₂ S	Hacen parte de la composición química de

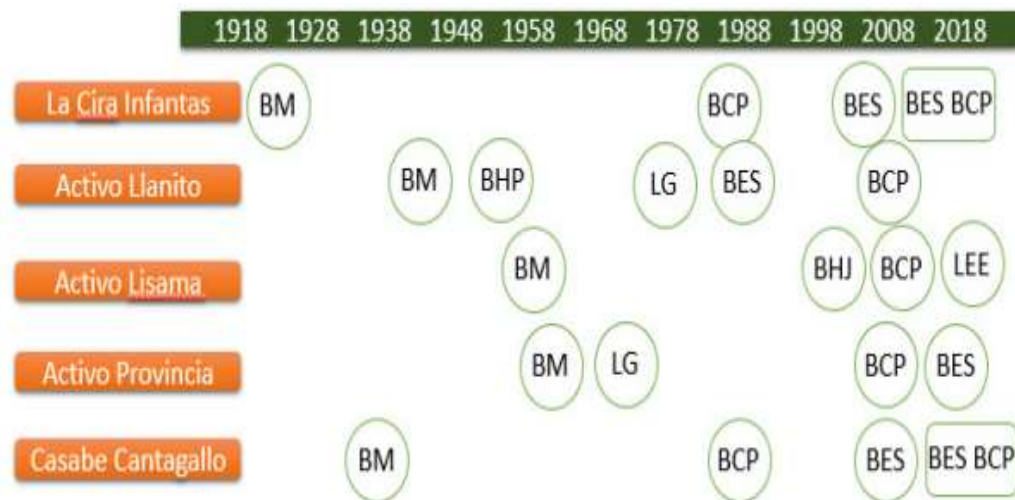
disueltos		la roca
-----------	--	---------

Fuente: JIANG, Xi. Caracterización de la calidad de flujo de retorno para pozos horizontales en el campo de Wattenberg. Tesis de Magister en ciencias, Colorado: Universidad del estado Colorado. 2013, p3. Modificado por los autores.

CONOCIMIENTO DEL SLA EN EL ÁREA (KHOWHOW)

Este es un factor muy importante al momento de elegir el SLA y todo lo que conlleva su implementación, dado a que con base en el aprendizaje y la experiencia en el área de desarrollo se puede saber cuales son las mejores prácticas efectuadas en estos yacimientos y sistemas de levantamiento, esto se puede gracias a que a lo largo del tiempo han sido documentadas los SLA implementados en los campos más representativos de la cuenca VMM. A continuación, se muestra la línea de tiempo de los SLA usados en los campos más representativos de la cuenca VMM

Figura 19. Línea del tiempo de los sistemas de levantamiento artificial en VMM.



Fuente: Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de

experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. p 5.

La figura anterior demuestra lo importante que es esta cuenca debido a su enorme experiencia en el desarrollo de sus campos, que a la fecha representa en tiempo 102 años de producción, los cuales se traducen en un amplio rango de lecciones y aprendizajes en cuanto a la implementación, monitoreo y alcance de los SLA anteriormente nombrados.

Teniendo en cuenta de manera adecuada cada una de estas variables mencionadas, se puede obtener una correcta elección del sistema de levantamiento en el área de influencia y así poder aprovechar su gran potencial en cuanto a producción de los hidrocarburos presentes. De la misma manera es necesario que las empresas encargadas de desarrollar estos recursos cumplan con los estándares legislativos, con el fin de disminuir considerablemente el riesgo inherente en la práctica de estos proyectos nuevos para el país.

PREMISAS A TENER EN CUENTA PARA EL DESARROLLO DE LOS YNC TIPO SHALE OIL&GAS

Antes de realizar el plan de gestión para los SLA seleccionados es necesario tener en cuenta algunos pilares importantes como la descripción del yacimiento sintetizada en una tabla, caracterización de fluido y modelo geomecánico y finalmente el análisis de una curva tipo esperada que permitirá entender con un enfoque mucho más amplio y práctico lo que implicaría la exploración y explotación de este tipo de yacimientos.

Figura 20. Variables y fuentes para la caracterización de Yacimientos en Roca Generadora.

Línea del conocimiento	Variable	Parámetro(s)	Medición	
			Laboratorio	Registros
Petrofísica	Porosidad	PHI	Método GRI	Densidad, fotoeléctrico, Neutrón compensado, RMN.
	Permeabilidad y flujo	K	Método GRI, CST	Resonancia Magnética Nuclear RMN
	Saturación de fluidos	Sgas, Sagua	Método GRI (Sgas)	Resistividad profunda, RMN (Sagua)
	Volumen de arcilla	XSH		Rayos gamma GR, GR espectral
Geomecánica	Módulo de Young	E	Prueba de esfuerzo triaxial	Sónicos
	Relación de Poisson	v	Prueba de esfuerzo triaxial	Sónico compresional y de corte
	Fragilidad/fracturabilidad	Br	Dureza Brinell	Sónicos, densidad, litológicos
	Estado de esfuerzos	VTI, HTI, orientación		Sónico dipolo orientado, imagen lodo.
Geoquímica	Carbono orgánico total	TOC	Análisis TOC	Resistividad profunda, GR, RMN (limita el volumen)
	Mineralogía	Qz	XRD, XRF, ICP, LIBS	Espectroscopia de captura elemental (mineralogía geoquímica)
	Grado de Madurez	Ro, Tmax	-Pirólisis Rock Eval (Tmax, PI) -Análisis de macerales (Ro) -Biomarcadores -Gradiente geotérmico	Registros sísmicos y velocidad sísmica Neutrón-Densidad, resistividad profunda.
	Tipo de materia orgánica	O:C, H:C	-Análisis pirolisis (S1, S2) + TOC -Estudio de Isótopos estables -Estudio de biomarcadores	
	Potencial de la roca fuente	S1, S2	-Pirólisis Rock-Eval	
	Nivel de Biodegradación		-Estudio de biomarcadores -Estudio de Isótopos estables	

XRD= Difracción rayos X, XRF= Fluorescencia rayos X, ICP= *Inductively Coupled Plasma*, CST= Tiempo de succión capilar, Br= Fragilidad (*brittleness*), LIBS= *Laser induced breakdown spectrometry*, VTI= *vertical transverse isotropy*, HTI= *Horizontal transverse isotropy*, RMN= Resonancia magnética nuclear, Xsh= Fracción vol. de arcilla, O:C= índice de oxígeno, H:C= índice de hidrógeno.

Fuente: BEJARANO, A. ORTIZ, R. PÉREZ, E. 2017. ACIPET.

La correcta determinación de propiedades petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas ya sea por métodos analíticos como registros o por métodos de laboratorio determinará el correcto cálculo de reservas y tendencias de producción. La siguiente tabla sintetiza, de forma general, los valores promedio mínimos necesarios en yacimientos en roca generadora para ser considerados comercialmente viables.

Tabla 10. Valores mínimos para Yacimientos en Roca Generadora económicamente viables.

PARÁMETRO	VALOR MÍNIMO
Contenido de Materia Orgánica (TOC)	>2%
Refrac. a Vitrinita (Ro)	>1%
Porosidad (\emptyset)	>4%
Saturación Agua (S_w)	<45%
Saturación Petróleo (S_o)	<5%
Permeabilidad (K)	>100nD

Fuente: GLORIOSO J.C & RATIA, A. “Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas”. SPE 153004. 2012

CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO Y MODELO GEOMECÁNICO

Así mismo, es importante iniciar la etapa exploratoria de un YNC con pozos verticales en donde se pueda adquirir información clave para estos análisis como la caracterización de fluidos (PVT), así como también la data que permita ajustar el modelo geomecánico (DFIT). De esta forma los pozos horizontales se pueden optimizar y a su vez el SLA.

Para la caracterización de un yacimiento es importante tener el concepto claro de las propiedades físicas de los fluidos, estas propiedades generalmente se determinan en laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de pozo o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie. En muchas ocasiones no se dispone de la información experimental necesaria debido a que no se puede obtener muestras representativas de los fluidos, en estos casos las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías mediante correlaciones empíricas³³, como es el caso

³³ López Uribe, C. F., Higuera Niño, J. G. Análisis del Impacto de las Propiedades PVT en la Producción de Shale Oil, Haciendo Uso de la Simulación Numérica. Bucaramanga. Tesis Ingeniero

de los yacimientos no convencionales en Colombia ya que de ellos no se tiene información alguna acerca de este tipo de análisis.

Los análisis PVT son parte fundamental en la caracterización y en la adecuada explotación y mantenimiento de un yacimiento de petróleo, la información obtenida en estos estudios es de vital importancia para la evaluación de reservas, en el desarrollo óptimo de un plan de recobro y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos. Las principales propiedades que pueden ser obtenidas en un estudio PVT son³⁴:

- Gravedad específica del aceite (γ_o)
- Gravedad API ($^{\circ}$ API)
- Presión de burbuja (P_b)
- Factor volumétrico de formación del aceite (B_o)
- Factor volumétrico de formación total (B_t)
- Relación gas disuelto en el aceite (R_s)
- Viscosidad del aceite (μ_o)
- Compresibilidad del petróleo (C_o)

En Colombia no existe un PVT hecho en roca generadora, lo que se tiene son muestras de crudo muerto de pozos estratigráficos que se ha recuperado pero estas muestras no sirven para hacer un PVT, es por ello que estos proyectos son un reto importante para las empresas encargadas del desarrollo de estos, los cuales no deben evitar realizar este tipo de pruebas, ya sea por motivos de costos u otros, puesto que traerá consigo no poder tener una buena descripción y estudio del yacimiento generando costos a futuro mucho más difíciles de manejar.

de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2015. 125p.

³⁴ Ibid., p. 38.

La realización de estos pozos verticales en el inicio de la exploración de YNC es sumamente importante y ha sido un éxito en países como EE. UU y Argentina en los cuales se han hecho estas pruebas PVT de los fluidos esperados y han servido como un referente para el mundo en materia de YNC.

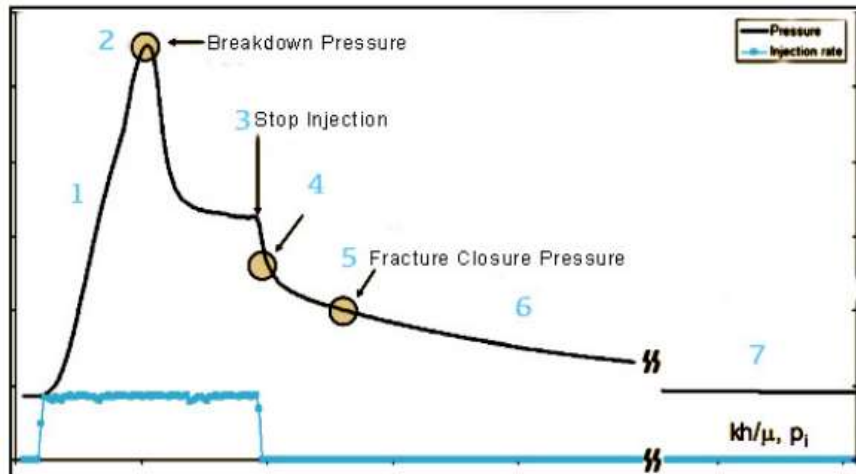
MODELO GEOMECÁNICO (DFIT)

La prueba DFIT es una prueba de presión realizada con el fin de evaluar el comportamiento de la presión y así poder predecir parámetros fundamentales para la caracterización de un yacimiento de baja permeabilidad. Además de esto, tienen como objetivo evaluar la propagación de la fractura y la permeabilidad del yacimiento; recientemente, ha sido aplicada satisfactoriamente a yacimientos no convencionales como: mantos de carbón, arenas compactas y shales.

Un beneficio adicional de realizar la prueba de presión DFIT, es que las propiedades geomecánicas, principalmente el mínimo esfuerzo *in-situ*, puede ser concluido mediante la identificación de características del cierre de la fractura en los datos de caída de presión.

Un diagnóstico típico de una prueba de presión DFIT comprende una secuencia como la mostrada en la figura

Figura 21. Respuesta típica de la presión en una prueba DFIT.



Fuente: Ardila Angulo, N. A., Sarmiento, S. L. Análisis de las Pruebas de Presión DFIT Aplicadas a Pozos Verticales de Arenas Apretadas por Medio de las Síntesis Directa de TIAB. Bucaramanga, 2014. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. p 34.

Cabe resaltar que actualmente en Colombia no se cuenta con estudios específicos en cuanto a los parámetros anteriormente expuestos tales como análisis y pruebas en lo concerniente a los YNC tipo Shale Oil, debido a que el desarrollo de estos yacimientos en el territorio nacional se encuentra en etapa piloto, los cuales se llevaran a cabo en las cuencas VMM y Cesar Ranchería. Por lo tanto, es necesaria la realización de estos proyectos piloto, para así poder tener con mayor claridad la caracterización del yacimiento y de los fluidos que se esperan producir, y así mismo poder contrastar dicha información con las cuencas análogas que se han tenido en cuenta en los diversos estudios y pronósticos realizados por la ANH, ACP, Ecopetrol y demás interesados.

ANÁLISIS DE LA CURVA TIPO

El análisis de la curva tipo esperada, se puede hacer ya sea simulando la misma, o a través de pozos análogos comparando las propiedades ya caracterizadas con las propiedades de las formaciones similares al área de estudio. Sin embargo, con respecto a la simulación del yacimiento, no se hizo ningún modelo de simulación debido a la poca información existente y confidencialidad de la misma, por lo tanto, el análisis fue realizado por medio de los horizontes productores y analogías, como lo son los miembros Eagle Ford y Wolfcamp de la cuenca Permian en EE.UU, teniendo en cuenta el estudio realizado por la ANH³⁵, en donde muestra la cercanía técnica de estas formaciones con la formación La Luna.

El enfoque de este trabajo investigativo con relación al tipo de YNC a desarrollarse en el horizonte prospecto que es la cuenca VMM, descarta los YNC tipo Shale Gas debido a que los pozos pilotos que se harán en el país serán únicamente en los YNC tipo Shale Oil en las cuencas seleccionadas.

³⁵ ANH, Ingrain Inc. Results and Methodology from ANH Unconventional Resources Core Project. Bogotá-Colombia. 2013. [consultado: 1 diciembre 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/yXjx9>

3.2. SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO PARA EL DESARROLLO DEL SHALE OIL EN LA CUENCA VMM

Para la selección de los SLA nos apoyamos en un artículo técnico de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos ACIPET, realizado por autores pertenecientes a la empresa colombiana de petróleo ECOPETROL, el cual se titula “Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora”.

La selección de los SLA que se pretenden usar para el desarrollo de los recursos en roca generadora en la cuenca del VMM, se hizo teniendo en cuenta analogías con otras formaciones principalmente en la curva tipo, característica de estos yacimientos, la experiencia de implementación de sistemas de levantamiento en el mundo, y finalmente una valoración cuantitativa de los SLA que tuvo en cuenta las mejores prácticas y lecciones aprendidas según la literatura disponible.

3.2.1. SELECCIÓN DE LOS SLA BASADOS EN LAS ANALOGÍAS

Actualmente Colombia no cuenta con pozos horizontales perforados en roca generadora, por lo tanto, se han incluido analogías para el estudio de áreas productivas, con el fin de poder desarrollar el potencial recuperable de Shale Oil&Gas de la cuenca del VMM principalmente en la formación La Luna.

Estas analogías se hicieron gracias a un estudio realizado por la ANH con Ingrain Inc., en el año 2013³⁶, la cual se basó en un análisis de corazones (DRP Digital Rock Physics) extraído del período cretácico, con el fin de caracterizar el potencial de recursos no convencionales de Colombia, donde se incluyó una comparación con áreas operativas reconocidas en Norteamérica, como lo son la formación

³⁶ Ibid., p. 22.

Eagle Ford y Wolfcamp, demostrando que las propiedades y por ende calidad del reservorio puede ser igual o mejor a estas dos formaciones, algunas propiedades se contrastan en la siguiente tabla.

Tabla 11. Tabla comparativa entre las formaciones de roca generadora de Colombia y de Estados Unidos.

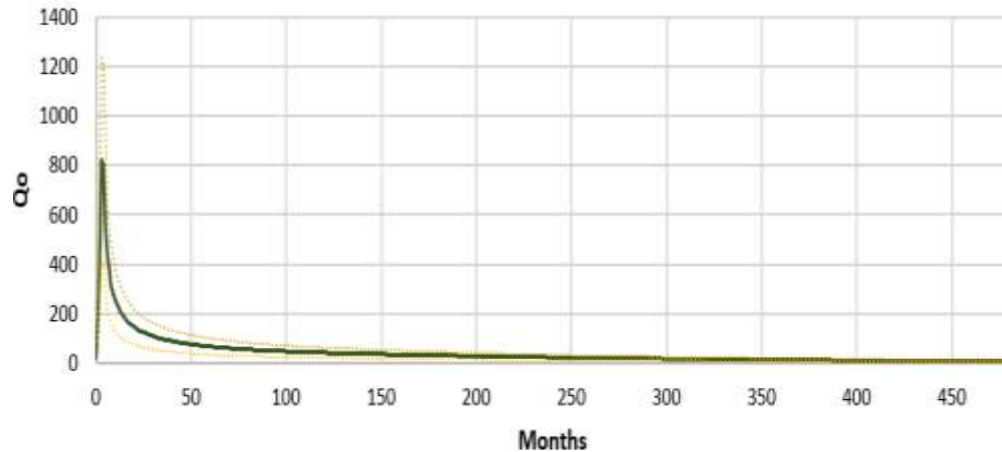
Averages	La Luna VMM	Middle Wolfcamp	Lower Eagle Ford
Depth Range (ft) Core Samples	2742- 12405	5600- 11000	3800- 13000
Porosity (%)	6.3	6.4	7.3
Organic porosity (% of Total Porosity)	47%	60%	67%
Solid Organic Material (vol %)	7.7	7.0	5.2
Porosity in Organic Material	29%	22%	39%
Permeability (K_horizontal)	920	200	730
Maturity (Ro), Kerogen Type	0.6 – 1.0 (Increasing to south & east) Type II	0.7-1.0	0.8 to 1.6
Likely Hydrocarbon Type	Mostly Oil	Oil to conden- sate	Oil to dry gas

Fuente: ANH, Ingrain Inc. Results and Methodology from ANH Unconventional Resources Core Project. p.3

Dada la similitud entre las propiedades de los yacimientos que demuestran la cercanía técnica, se ha usado una curva tipo asociada a la productividad de una de las unidades del miembro Wolcamp de la Cuenca Permian de los Estados Unidos, con el fin de poder estimar la producción en meses que se podría tener. La curva tipo muestra el valor más probable (En verde continuo) y una desviación de +50% y -50% (En naranja punteado), teniendo en cuenta que no se tienen antecedentes de pozos horizontales fracturados en la formación La Luna del VMM.

El tiempo de producción es de 480 meses (40 años), con el objetivo de extender el límite técnico del pozo.³⁷

Figura 22. Curva tipo de producción de petróleo para uno de los miembros de la formación la Luna.



Fuente: Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. p 7.

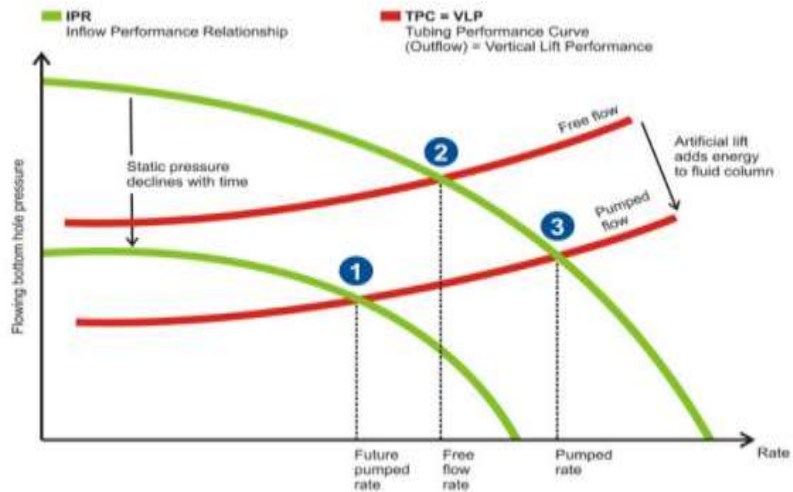
En los ejes de la curva están la producción de aceite (Q_o) vs los meses de producción del pozo, se puede observar que los primeros 50 meses de producción es el periodo más crítico, dado que es la parte donde la declinación cambia fuertemente y por ende el sistema de levantamiento artificial debe permitir operar con estos cambios de productividad, o debe ser cambiado en pro de conseguir la mayor eficiencia al menor costo.

Se pudo obtener una curva de oferta y demanda en la cual muestra en qué punto se necesita instalar un SLA, donde el punto 3 representa el primer sistema a

³⁷ Sáchica J. A., op. cit. p.7

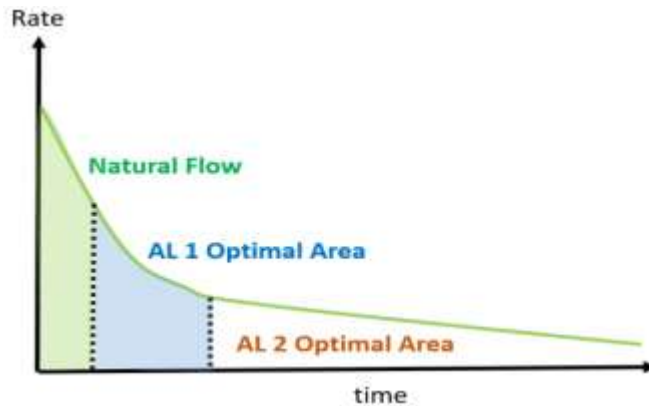
instalar y el punto 2 el segundo sistema a instalar. En este caso solo son consideradas dos etapas de sistemas de levantamiento y que representa en la curva de producción el periodo posterior al flowback.

Figura 23. Curvas de oferta y demanda para YNC en la cuenca del VMM.



Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. p. 7.

Figura 24. Representación de la producción y el número de etapas para YNC en la cuenca VMM



Fuente: Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. p. 7.

El primer periodo (AL 1) está asociado a la instalación del sistema de levantamiento una vez el pozo pierda energía para llevar los fluidos al separador de prueba y culmina en el modelo hasta el punto donde su eficiencia es baja. Posteriormente sigue el segundo periodo (AL 2) en donde es instalado un segundo sistema de levantamiento y culmina hasta el límite técnico del pozo.

La gran experiencia documentada de las cuencas que se encuentran en fase de desarrollo en roca generadora en los Estados Unidos ha demostrado que en un mismo pozo se han implementado hasta más de tres etapas en sistemas de levantamiento artificial convencionales, siendo algunos de estos sistemas adecuados para el desarrollo de los no convencionales en la cuenca VMM.

Se tienen cuatro sistemas de levantamiento, los cuales no solo son de mayor uso en las cuencas análogas, sino que también son los que más han influido en el desarrollo de la cuenca VMM en yacimientos convencionales, estos SLA son:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento por Gas
- Bombeo Hidráulico tipo Jet
- Bombeo Electrosumergible

3.2.2. EXPERIENCIAS DE LOS SLA USADOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

En países como EE.UU donde se han implementado diversos sistemas de levantamiento artificial en lo que respecta a la explotación de yacimientos no convencionales; siendo este el pionero a nivel mundial. Por lo tanto, se ha obtenido una gran experiencia en el progreso de estos sistemas de levantamiento a lo largo del tiempo en sus cuencas productivas (Permian & Bakken) trayendo consigo algunas lecciones aprendidas de estos sistemas las cuales serán expuestas a continuación.

BOMBEO MECÁNICO³⁸: Usualmente se implementa después de la etapa primaria de producción, cuando no se espera producir grandes volúmenes de fluidos; aunque cabe mencionar que en algunos campos se ha usado como SLA desde el inicio de la vida productiva, por ejemplo, Murphy Exporation & Production que cuenta con más de 400 pozos produciendo por medio de este SLA en la región de Eagle Ford, Texas. Al ser un sistema de cuerpo rígido se requiere especial atención en su proceso de instalación de manera que durante esta etapa no se comprometa la integridad del equipo y se reduzca su vida útil, para esto los ingenieros utilizan imágenes 3D que permiten planificar la sarta de varillas y la configuración de bombeo óptimas, incluyendo el emplazamiento de las guías de las varillas y la profundidad de colocación, el tipo y la longitud de la bomba de varillas (usualmente fabricadas en fibra de vidrio con el objetivo de superar las limitaciones de profundidad), con el fin de contrarrestar la severidad del dog-leg.

Otro aspecto por tener presente es el bloqueo de la bomba por intrusión de gas, para esto los operadores instalan separadores en la parte inferior de la sarta de

³⁸ JONES, Dave, et al. Bombeo mecánico en pozos de recursos no convencionales. En Oil field review [online], enero de 2016, no. 28. [citado el 15 de julio de 2020]. Disponible en: <https://url2.cl/7vcFz>

producción, cuya función es disminuir el contenido de gas en el fluido que pasa a través de la bomba de subsuelo, mejorando así la eficiencia de bombeo, ya que, si la velocidad de bombeo es muy alta, el llenado se reduce y puede llegar a ser tan crítico que no se levanta volumen de fluido alguno. Para corregir este fenómeno se ha implementado el uso de variadores de velocidad (VCDs) que se encargan de regular la velocidad del motor para llevar los niveles de llenado a un rango especificado.

GAS LIFT³⁹: El sistema de levantamiento gas lift puede ser especialmente efectivo en pozos horizontales con geometría ondulada, que generan patrones de flujo tipo “Slug”, dificultando la producción; ya que si se inyecta suficiente gas este ayuda a mover los líquidos y sólidos fuera de la sección lateral antes que tengan la oportunidad de acumularse en las partes bajas de esta. Los nuevos diseños de levantamiento con gas utilizan tubos grandes debajo del empaque en pozos horizontales y desviados para mantener tasas de flujo críticas en el área de flujo de sección transversal más pequeña. Se utilizan métodos especiales, como tubos en espiral y tractores de pozos, para instalar válvulas de elevación de gas en pozos altamente desviados y horizontales, ya que las técnicas de wireline sólo son eficaces en desviaciones del diámetro del pozo inferiores a 65-70 grados.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE⁴⁰: El sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible representa una buena alternativa al comienzo de la etapa productiva de pozos, periodo durante el cual la tasa de producción es elevada; Aunque hay varios factores para tener en cuenta:

³⁹ DUNHAM, Cleon; SARICA, Cem. Developing tools, practices for artificial lift applications critical in horizontal wells. [Base de datos en línea]. Junio de 2013. Revista The American Oil & Gas Reporter. (Recuperado en 15 julio 2020). Disponible en: <https://url2.cl/s542g>

⁴⁰ PRESLEY, Jennifer. Selecting the right technology is vital in horizontal wells. [en línea]. Mayo de 2012. Revista The American Oil & Gas Reporter. [citado 10 diciembre 2020]. Disponible en: <https://n9.cl/9sfps>

- Los yacimientos no convencionales se caracterizan por tener tasas de declinación acelerada y temprana.
- Al ser yacimientos sometidos a fracturamiento hidráulico, en etapas tempranas de producción presentan altos cortes de agua y aporte de material propante; para lo cual se requeriría la implementación de elementos filtrantes que impidan la entrada de sólidos a la bomba y se pueda así aumentar su tiempo de vida útil.
- El sistema ESP se puede aplicar a pozos horizontales siempre que exista una sección recta del pozo para asentar la bomba. Los ESP necesitan esa área recta porque la flexión del eje de transmisión en el motor o la bomba hará que los cojinetes fallen.
- El ESP no es eficiente en el Manejo de gas.

Puntualmente los ESP han encontrado un mercado en cuencas no convencionales que tienen mayor permeabilidad y, por lo tanto, curvas de declinación menos pronunciada.

Los ESPs⁴¹ se han utilizado durante muchos años en los pozos direccionales. Muchos ESPs se han utilizado para los pozos más profundos en las profundidades de ajuste de la bomba que proporcionan un aumento significativo en la elevación de hidrocarburos y en la tasa de producción. En los yacimientos no convencionales en los que la fractura forma parte de las prácticas de terminación de pozos, la arena de apoyo de la fractura y el gas producido se han convertido en el mayor desafío para operar continuamente los ESPs. Sin embargo, permitir tecnologías como bombas de compresión mejoradas, separadores de gas y dispositivos de manejo de gas permiten que los sistemas ESP proporcionen un mejor rendimiento en los pozos no convencionales.

⁴¹ PANKAJ, Piyush., ESCOBAR, Katherine, and LU Haidan., Schlumberger. Artificial Lift Selection and Its Applications for Deep Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. En: SPE [online] URTeC:2875180. Texas, USA, 23 July 2018 [citado 16 julio 2020]. Disponible en: www.onepetro.org

BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET: El BHJ introducido en los EE. UU. como bombas de limpieza de arena antes de la instalación de un sistema de levantamiento artificial destinado a levantar la producción en el último período de tiempo del pozo. La capacidad de las bombas de tipo jet para manejar sólidos y gas, su flexible y su facilidad de uso y su bajo o inexistente costo de reemplazo los convirtió en una atractiva opción de levantamiento para muchos operadores en los Estados Unidos. Como es de esperar, el bajo OPEX y el bajo precio de los productos básicos han ampliando el uso de las bombas tipo jet como una opción de elevación de mayor duración. La tendencia actual de utilizar bombas centrífugas de superficie horizontal con BHJ en lugar de las tradicionales bombas de desplazamiento positivo dúplex/triplex, mejora la eficiencia operativa y ayuda a optimizar el rendimiento del BHJ.

El efecto del gas en el rendimiento del BHJ es otra preocupación importante en la aplicación del BHJ. Aunque el BHJ no se bloquea con gas como otras "bombas", la eficiencia del sistema de BHJ se erosiona significativamente a altas fracciones de volumen de gas. Esta es la razón principal por la que ha habido un gran éxito del HPJ en los pozos subsaturados de alta presión de los yacimientos de Wolfcamp en la cuenca de Delaware.⁴²

La siguiente figura muestra diferentes SLA que han sido implementados en YNC tipo Shale Oil&Gas en plays de EE. UU y algunos criterios técnicos que podrían ser considerados a la hora de escoger alguno de estos SLA, según Weatherford.

⁴²OYEWOLE, Peter, BOPCO L.P. Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. En: SPE [online] SPE–181233-MS. Texas, USA, 25 octubre 2016. [citado 16 julio 2020]. Disponible en: www.onepetro.org

Figura 25. Características los SLA en pozos no convencionales Shale Oil/Gas



	Gas Lift	Rod Lift	Plunger Lift	Capillary	Electrical Sub. Pump	Jet Pump
Gas shales	Preferred	Low BHP	High GLR	Foam lift, inhibition	-	Frac fluid flow-back, Initial unloading
Oil shales	Limited	Preferred	-	Inhibition	High perm or choked	

Fuente: Internal research US shale plays, Weatherford

Cabe resaltar que existen otros sistemas de levantamiento artificial que se han usado en yacimientos no convencionales como el bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo hidráulico tipo pistón, plunger lift y el sistema híbrido gas lift con bombeo hidráulico tipo jet, siendo este último una alternativa costo – efectiva que permite adaptarse a las condiciones de los pozos. Sin embargo, este trabajo de investigación se enfocó con base en los 4 SLA que fueron descritos anteriormente y que han sido de mayor incidencia tanto en la cuenca VMM como en otras cuencas del mundo (Permian & Delaware).

3.2.3. VALORACIÓN CUALITATIVA DE LOS SLA

La valoración cualitativa de los SLA⁴³, incluyeron las lecciones aprendidas del VMM en una matriz, y se comparó con las mejores prácticas desarrolladas en la industria de los pozos horizontales multifracturados en las cuencas en desarrollo de recursos de hidrocarburos de roca generadora. Esta revisión cualitativa se

⁴³ SÁCHICA J. A., op. cit. p.8

dividió en tres partes, una primera parte donde se evalúa toda la vida del pozo una segunda parte donde se evalúa el primer periodo de la vida del pozo, y una tercera parte donde se evalúa el segundo periodo de vida del pozo.

Solo 10 variables fueron evaluadas en desempeño con la siguiente escala: 1 cuando el desempeño es pobre, 2 cuando el desempeño es normal y 3 cuando el desempeño es óptimo. Las variables se obtuvieron de la literatura.

Tabla 12. Ciclo completo. Criterios de selección cualitativa.

CICLO COMPLETO	BES	BHJ	GL	BM
Alta Desviación	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Manejo de Solidos	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>
Componentes	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Drawdown	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Vida del Pozo	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Riesgo Ocupacional	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Simplicidad/Seguridad	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Costo de Inversión	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Mantenibilidad/ Fallas	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>
Costos Operativos	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Puntaje	20	22	24	24

Fuente: Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. Modificado por los autores.

Tabla 13. Criterios de selección cualitativa.

PRIMER PERIODO	BES	BHJ	GL	BM
Alta Desviación	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Manejo de Sólidos	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>
Componentes	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Drawdown	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Vida del Pozo	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Riesgo Ocupacional	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Simplicidad/Seguridad	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Costo de Inversión	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>
Mantenibilidad/ Fallas	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Costos Operativos	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>
Puntaje	20	22	22	19

Fuente: Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. Modificado por los autores.

Tabla 14. Segundo ciclo. Criterios de selección cualitativa.

SEGUNDO PERIODO	ESP	HJP	GL	BM
Alta Desviación	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Manejo de Sólidos	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>
Componentes	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Drawdown	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Vida del Pozo	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Riesgo Ocupacional	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Simplicidad/Seguridad	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Costo de Inversión	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Mantenibilidad/ Fallas	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>
Costos Operativos	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Puntaje	17	19	24	24

Fuente: Fuente: Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019. Modificado por los autores.

De la anterior valoración cualitativa, se puede observar que para el ciclo de vida completo del pozo, el mejor desempeño lo tienen los sistemas de levantamiento

artificial por Levantamiento por Gas y Bombeo Mecánico, con una leve ventaja sobre el Bombeo Hidráulico tipo Jet. Al analizar los dos períodos de producción se observa que, en el primer periodo de producción, los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet y Levantamiento por gas presentan el mejor desempeño, seguidos del Bombeo Electrosumergible. En el segundo período, el Levantamiento por Gas y el Bombeo Mecánico cuentan con ventaja en dicho período.

Con base en el anterior análisis cualitativo y su interpretación se pueden determinar cuáles fueron los SLA óptimos para cada período o etapa de producción de un yacimiento no convencional tipo Shale Oil&Gas. A continuación, se muestra la manera en que se van a manejar estos sistemas.

GERENCIAMIENTO DE LOS SLA DURANTE EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE SHALE OIL&GAS

Para todo lo relacionado con el gerenciamiento de los SLA durante el desarrollo de un proyecto de este tipo se optó para mayor practicidad la construcción de un árbol de decisiones en el cual se tuvieron en cuenta 2 componentes principales los cuales en conjunto permitieron un mejor análisis en la elección más óptima de los SLA para un proyecto en YNC tipo Shale Oil en el VMM. Los 2 componentes son los siguientes:

- Análisis y comprensión de la curva tipo y los gráficos de producción IPR en distintos periodos de tiempo en un pozo en YNC tipo Shale Oil
- Dos escenarios los cuales se podrían presentar desde el inicio y a lo largo de la vida productiva de un pozo de YNC tipo Shale Oil

Teniendo en cuenta lo que se espera en cuanto a propiedades del pozo y yacimiento, los screening de aplicación de los SLA disponibles, el análisis cuantitativo de los parámetros con mayor incidencia de los sistemas de levantamiento, las experiencias y lecciones aprendidas de los SLA implementados tanto en la cuenca VMM como en los otros horizontes donde se han llevado a cabo proyectos en YNC y finalmente con todo el marco teórico y metodológico tenido en cuenta en la elaboración del presente trabajo de investigación, se llevó a cabo la realización del árbol de decisiones que permitió la adecuada selección de los sistemas de levantamiento con mayor conveniencia para cada escenario propuesto y el debido análisis de estos en los determinados tiempos de producción del pozo en el área de estudio.

PRIMER ESCENARIO (DESEABLE TÉCNICAMENTE)

El primer escenario es el más deseable técnicamente y el segundo es uno probable, junto con cada árbol de decisiones se muestran ciertas suposiciones y condiciones técnicas de los SLA que se deben considerar, teniendo en cuenta que se eligieron solo 3 etapas de implementación de sistemas de levantamiento a lo largo de la producción del pozo de estudio. La siguiente figura muestra el primer árbol para el escenario deseable técnicamente.

Figura 26. Escenario deseable técnicamente (GL-BHJ-BM).

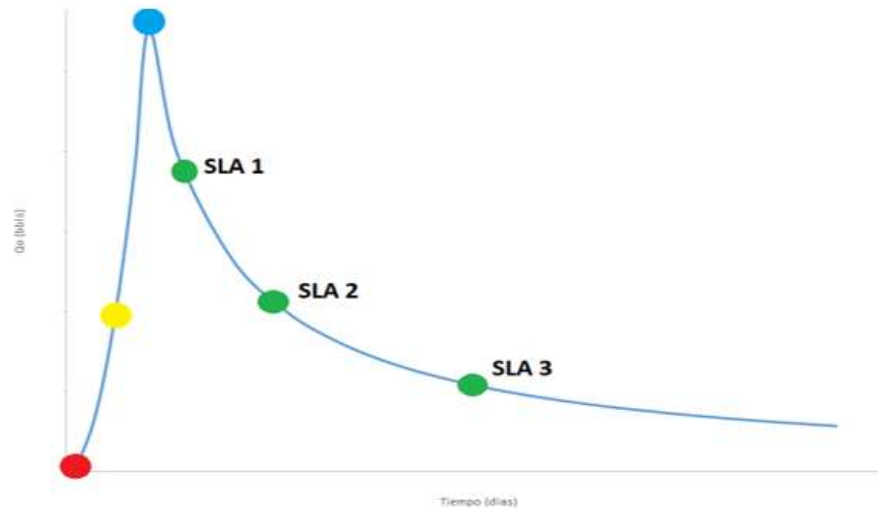


Fuente: Autores.

Los pozos fracturados de YNC, deben tener una fase inicial de flujo natural la cual se da por medio de las fracturas inducidas, la permeabilidad que adquiere la roca y también por la sobre presurización del yacimiento debido a la baja porosidad. En este escenario se espera que el pozo tenga una alta productividad por flujo natural hasta el pico de producción reflejado en la curva tipo, es llamado deseable ya que en este no hay gasto de energía externa, no hay daño a la formación, mayor recuperación de petróleo acumulado (EUR) y además se evalúa el yacimiento a la velocidad propia, es por ello que no hay necesidad de instalar un SLA en el tiempo temprano de la curva. Teniendo en cuenta esta condición de flujo se debe estar preparado para el debido control de pozo durante este periodo en el cual se obtiene información importante que permite definir la curva tipo de productividad.

La curva tipo de este primer escenario se muestra en la figura donde se analizan distintos puntos sobre la gráfica que representan una actividad y decisión que se lleva a cabo en el pozo.

Figura 27. Curva tipo del escenario deseable técnicamente



Fuente: Autores.

Desde que inicia la limpieza del pozo o molienda de los empaques (punto rojo), empieza a su vez la producción ascendente de forma exponencial, luego se pasa al periodo donde los fluidos de retorno también llamados “flowback” se desplazan hasta la superficie (punto amarillo) y es allí donde los operadores cierran el pozo y lo unen a las conexiones de las facilidades de superficie, posteriormente se hace un manejo del choque manifold a conveniencia del operador sin generar daño a la formación debido al flujo natural, el corte de agua empieza a bajar y el aporte de petróleo sube hasta llegar al pico de producción (punto azul) el cual se llega aproximadamente entre 15 - 45 días según la experiencia en estos pozos, este punto es el más importante en toda la gráfica ya que representa el 70% de la producción del pozo. Después de este punto en el cual el pozo empieza su etapa de declinación se puede afinar la decisión del SLA a implementar y del mismo modo mejorar la curva tipo de productividad.

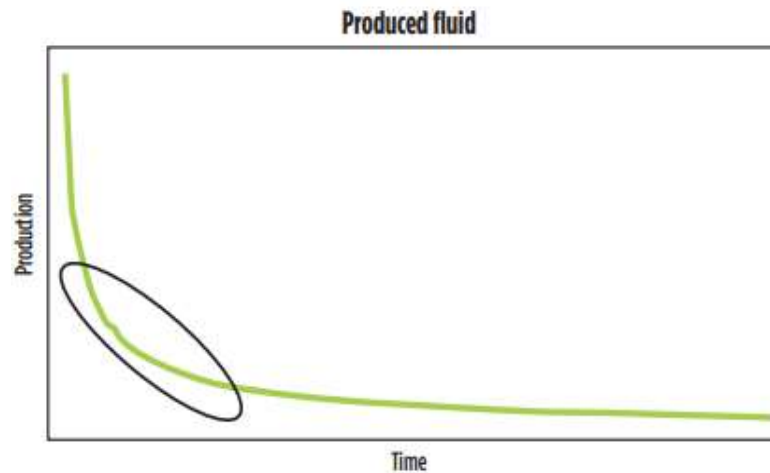
El primer punto después del pico de producción representa la decisión de instalar el primer SLA, esta puede ser por un concepto económico o técnico del operador, después de este punto empieza a declinar la producción; se pueden presentar declinaciones entre el 40 al 80%. Este periodo es el más crítico de la curva debido a los cambios abruptos con el tiempo, por lo tanto, el SLA debe comprender estos cambios de productividad.

El SLA Gas Lift es una alternativa adecuada para ser el primer SLA a instalar. En este caso cuando el Coiled Tubing termina la limpieza se instala un plato, controlando la producción y luego se baja la tubería de producción con el SLA (Gas Lift). Este sistema es mucho más conveniente cuando hay alta producción de gas en el pozo.

Luego se pasa a un punto donde el pozo viene en una constante caída de la producción a una tasa de declinación alta, por lo tanto el SLA seleccionado para instalarse en este punto es el Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ). Cuando se instalan y operan correctamente, las bombas tipo jet optimizan eficientemente la producción durante los primeros años de vida, mejorando así la economía a un costo de operación comparable a otras formas de levantamiento.⁴⁴ Las bombas tipo jet son a veces, pero no siempre, reemplazadas con otras tecnologías de levantamiento. Los operadores serán capaces de manera efectiva de "bajar" el descenso de la producción como se ve en la figura.

⁴⁴ CHRIS CLARK, Liberty Resources, and RYAN KOSMICKI, Weatherford. Hydraulic jet pumps prove worth for lifting early production [en línea]. USA. World Oil. MAY 2014. pages D141-D144. [Consultado: 25 de agosto de 2020]. Disponible en: Bakken shale HJP application.

Figura 28. Curva tipo de producción representativa para un pozo de esquisto.



Fuente: CHRIS CLARK, Liberty Resources, and RYAN KOSMICKI, Weatherford. Hydraulic jet pumps prove worth for lifting early production [en línea]. USA. World Oil. MAY 2014. pages D141-D144. [Consultado: 25 de agosto de 2020]. Disponible en: Bakken shale HJP application. P. 2.

Los operadores se enfrentan al reto de encontrar la mejor solución de elevación artificial que maneje adecuadamente la transición entre las secciones empinadas y de meseta de la curva de descenso, de manera que optimice producción.⁴⁵ Una empresa operadora con sede en Denver ha registrado un incremento de primer año, la mejora del flujo de caja de aproximadamente 850.000 dólares por pozo utilizando bombas tipo jet en lugar de las bombas de varilla (BM).

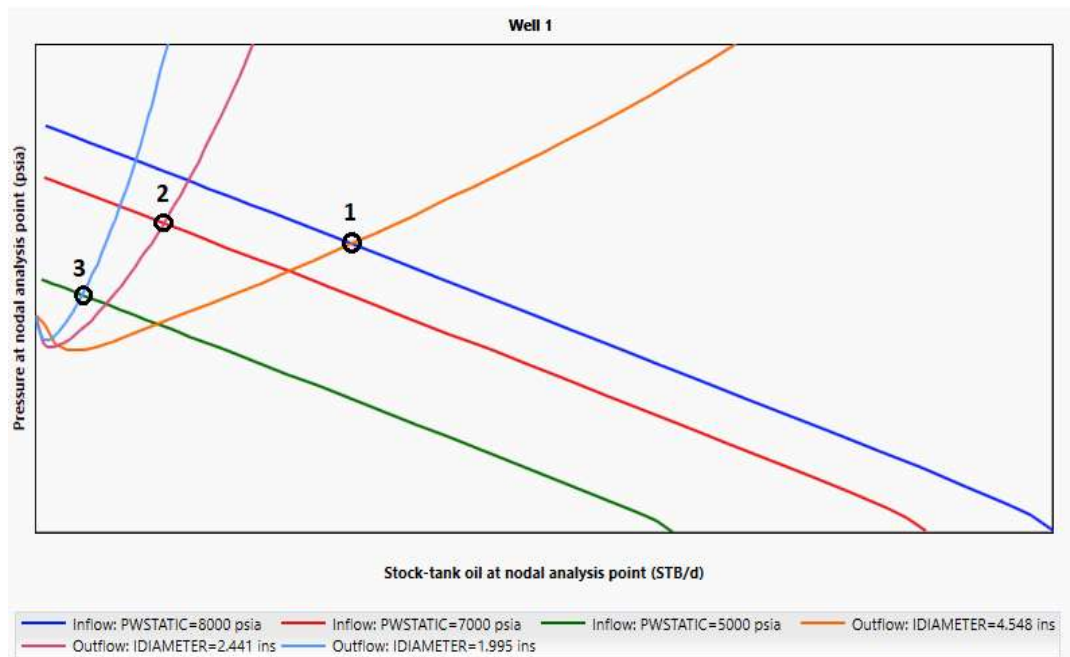
En este escenario no se recomienda instalar BES para evitar una intervención en donde se deba retirar tubería, la cual en este SLA puede demorar horas o a veces días, asimismo al hacer el cambio se debe realizar un control de pozo con un fluido de mayor peso, lo cual puede ocasionar un daño en la garganta poral del yacimiento que representaría un problema más complejo. Es el Bombeo Mecánico (BM) una alternativa muy común en la mayoría de estos pozos cuando se encuentran en el último periodo de producción. En este periodo, la

⁴⁵ Ibid., p1.

implementación de un SLA se ve altamente limitada al costo que este implique debido a la baja producción que se tiene del pozo. Por lo tanto, el BM es una alternativa viable porque tiene un costo relativamente bajo con respecto a los demás SLA y es eficiente para pozos que presentan baja presión.

Adicional al estudio hecho sobre la curva tipo, se realizó un análisis nodal en un gráfico IPR (inflow performance relationship) en el software PIPESIM 2017 de la empresa Schlumberger, en el cual se introdujo la data concerniente a un pozo de este tipo de yacimientos que fue necesaria para construir el grafico con las respectivas curvas de oferta y demanda (inflow y outflow), allí se hizo una interpretación donde se relacionan los puntos de intercepción de las curvas con los SLA a implementarse a lo largo de todo el proceso de explotación del pozo. A continuación, se muestra el grafico IPR para este escenario.

Figura 29. IPR escenario deseable técnicamente.



Fuente: Autores.

En el gráfico, la escala de los ejes aumenta en X de izquierda a derecha y en Y de abajo hacia arriba respectivamente, las líneas que tienen un comportamiento similar a una recta (inflow) representan 3 periodos de tiempo una vez que se inicia la producción en donde existe una declinación en la presión estática del pozo en cada periodo. Las otras curvas (outflow) representan las tuberías; un casing y dos tuberías de producción, las cuales se pretenden implementar en el estado mecánico del pozo.

El punto 1 representa el primer SLA a instalar, si el yacimiento está sobre presionado, o tiene una presión alta (inflow = 8000 psia), el SLA deberá producir a una alta tasa y sin tubería de producción, es decir puede fluir sin inconvenientes sobre el revestimiento (ouflow con ID = 4,548" que equivale a un revestimiento de 5").

El punto 2 representa el segundo SLA a instalar, al disminuir la presión (inflow = 7000 psia) es claro que el pozo puede seguir fluyendo, pero se puede optimizar la producción si se coloca la tubería de producción (outflow con ID = 2,441"), con tubería de 2-7/8", e inclusive se puede optar por tubería de 2-3/8".

El punto 3 representa el tercer SLA a instalar, ya cuando la presión disminuye notablemente (inflow = 5000 psia), el pozo tendrá que emplear tubería de producción y obligatoriamente un sistema de levantamiento que permita recuperar los fluidos para ganar tasa, en este caso es la tubería de producción (outflow con ID = 1,995") siendo este el último SLA en el escenario deseable técnicamente.

SEGUNDO ESCENARIO (PROBABLE)

Luego se hace el mismo análisis, pero ahora para el siguiente escenario de producción pronosticado partiendo del árbol de decisiones. La siguiente figura muestra el segundo árbol para el escenario probable.

Figura 30. Escenario probable (BHJ/GL – BES – BM).

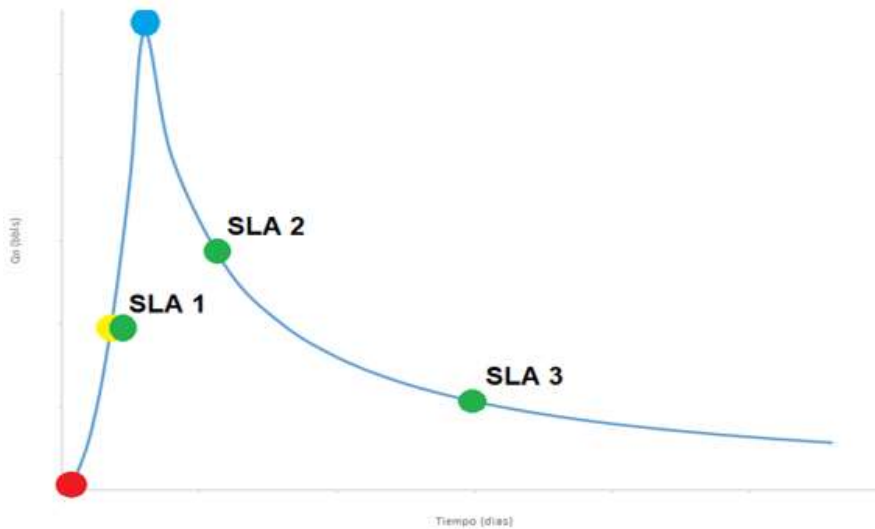


Fuente: Autores

En este escenario se va a tener baja productividad en el periodo de flujo natural y por decisión del operador de acelerar la producción se instala un SLA en este periodo, en este caso hay menor recuperación de petróleo acumulado (EUR).

La curva tipo de este segundo escenario se muestra en la siguiente figura donde se analizan distintos puntos sobre la gráfica que representa una actividad y/o decisión que se lleva a cabo en el pozo.

Figura 31. Curva tipo del escenario probable.



Fuente: Autores

Al principio de la producción del pozo, se tiene el inicio de limpieza la cual se debe al proceso de molienda que sufren todos los empaques puestos a lo largo de las diferentes secciones del pozo horizontal, hasta llegar a las conexiones de las facilidades de superficie en un corto periodo de flujo natural en ese tiempo corto (puntos amarillo y verde) se decide instalar el primer SLA debido a que este escenario probable puede ocurrir por baja productividad, en el periodo temprano o por decisión de acelerar la producción en dicho periodo hasta que se encuentra en el punto donde la declinación del pozo llega a ser aproximadamente de un 70%, después del pico de producción, es allí donde se decide instalar el segundo SLA, luego de un tiempo se opta por implementar el tercer SLA, el cual debe tener en cuenta las implicaciones técnicas que se requieren para el manejo de la baja producción en este último periodo hasta que finalmente el pozo llega a su cierre.

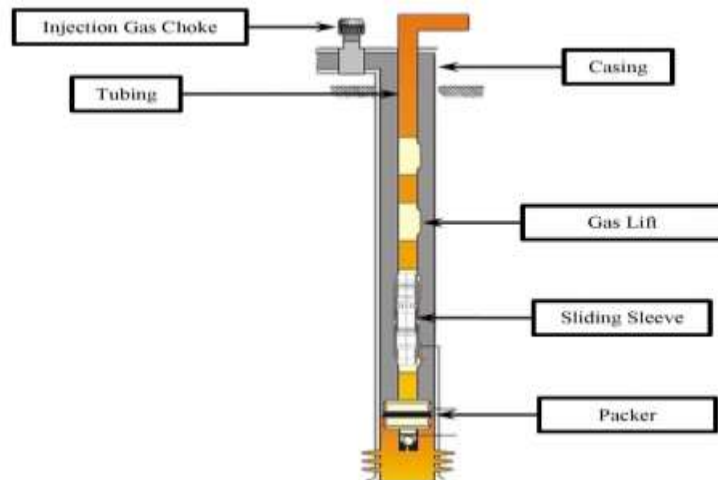
Dependiendo de las condiciones que presente el yacimiento para su producción en este escenario, existen varias opciones que pueden llevarse a cabo para tener un mejor desempeño. Se puede inducir a flujo el pozo por la tubería de producción, si fluye naturalmente se puede dejar horas o días, si no se inicia la

inyección de gas, o se baja el jet pump o se baja la bomba de bombeo mecánico con varillas.

Existen en el mercado SLA híbridos o combinados que permiten ampliar aún más su respectivo rango de operatividad al implementarse como es el caso del sistema Gas Lift – Bombeo Hidráulico tipo Jet (GL-BHJ) que representa una alternativa óptima en este periodo de producción. Este SLA híbrido ha sido implementado en la formación Cleveland en el estado de Oklahoma, EE. UU por la empresa Weatherford, teniendo buenos resultados en estos periodos de producción temprana⁴⁶.

Para tener una terminación de levantamiento de gas con la capacidad de aceptar una bomba hidráulica tipo jet, se instala una puerta de manga deslizante (o puerta lateral deslizante), por encima del obturador anular y por debajo del mandril de levantamiento de gas más profundo.

Figura 32. Completamiento Gas Lift – Bombeo Hidráulico Jet.



⁴⁶ Weatherford. Real Results Jet-Lift/Gas-Lift Combo Saves Pulling Costs, Minimizes Production Downtime. Oklahoma, EE. UU. 2010. Disponible en: www.weatherford.com

Fuente: Nunez Pino, O. A. Pugh, T. S, and Hubbard, J. Weatherford International Inc. Gas Lift-Jet Pump Hybrid Completion Redces Nonproductive Time During Unconventional Well Production. SPE-180958-MS. Buenos Aires, Argentina. 1-3. June 2016

La consideración acerca la Sliding Sleeve Door (SSD) esta representa uno de los dispositivos de control de flujo más utilizados en las terminaciones de pozos. Se instala típicamente como equipo de equalización y también para permitir la circulación del flujo desde el anular a la tubería y viceversa, siempre que sea necesario.

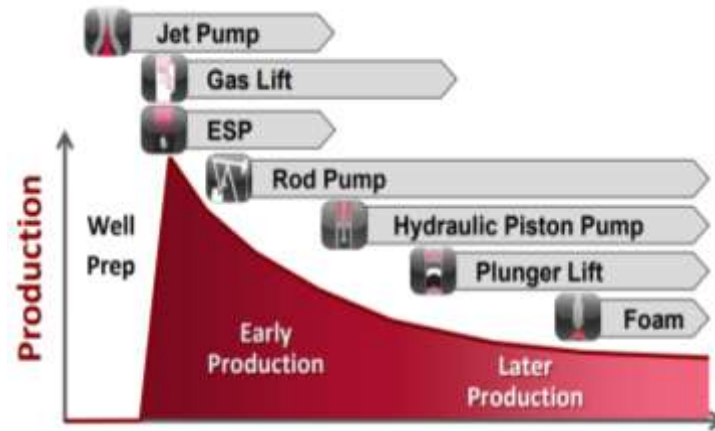
En el siguiente punto el SLA a instalar, es el Bombeo Electrosumergible (BES) el cual es altamente usado en pozos donde existen bajas tasas de producción. Puntualmente el BES ha encontrado un mercado en cuencas no convencionales que tienen mayor permeabilidad y, por lo tanto, curvas de declinación menos pronunciada.⁴⁷

Por último, se tiene un punto donde la declinación del pozo es bastante alta permaneciendo constante hasta el límite de presión del pozo. Es por ello, que el SLA bombeo mecánico (BM) al igual que en el escenario anterior es una elección óptima debido a su gran adaptación a las condiciones en las que se encuentra el pozo y por su relativo bajo costo en este periodo tardío de producción.

Para complementar la elección de estos SLA en este escenario de productividad, podemos ver la siguiente figura que muestra la planeación de los SLA, en una curva tipo característica de un pozo en YNC que fue implementado por la compañía Weatherford.

⁴⁷ OYEWOLE, Op. cit., p.5.

Figura 33. Planeación de sistemas de levantamiento.

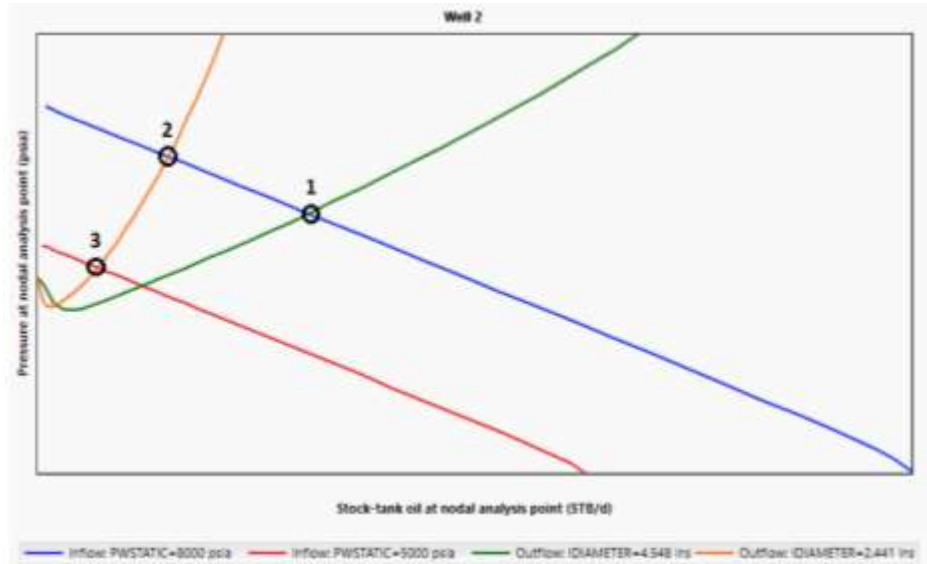


Fuente: Lane, W. Weatherford. Completion and Artificial Lift Strategies for the Life of the Well.

La figura anterior es un recurso de suma importancia debido a que esta empresa (Weatherford) posee una amplia trayectoria en el desarrollo de estos SLA en YNC principalmente en EE. UU, es por ello que podemos utilizar esta figura para complementar y contrastar la elección que hemos realizado en este escenario de productividad.

Al igual que en el escenario anterior, se realizó el respectivo análisis nodal en el software PIPESIM 2017 cambiando algunos parámetros propios de este nuevo escenario, en la siguiente figura se muestra el resultado.

Figura 34. IPR escenario probable.



Fuente: Autores.

En el gráfico, la escala y la nomenclatura de las líneas y curvas son las mismas a las del IPR del escenario anterior, sin embargo, en el inflow se tienen 2 periodos de tiempo una vez que inicia la producción y baja la presión estática del pozo; siendo uno el máximo (8000 psia) y el otro el mínimo (5000 psia), en el outflow solo se tuvieron en cuenta dos tuberías; un casing y una tubería de producción respectivamente en el estado mecánico del pozo. Esto se debe a que en este escenario se quiere aumentar la tasa de producción desde el periodo de flujo natural.

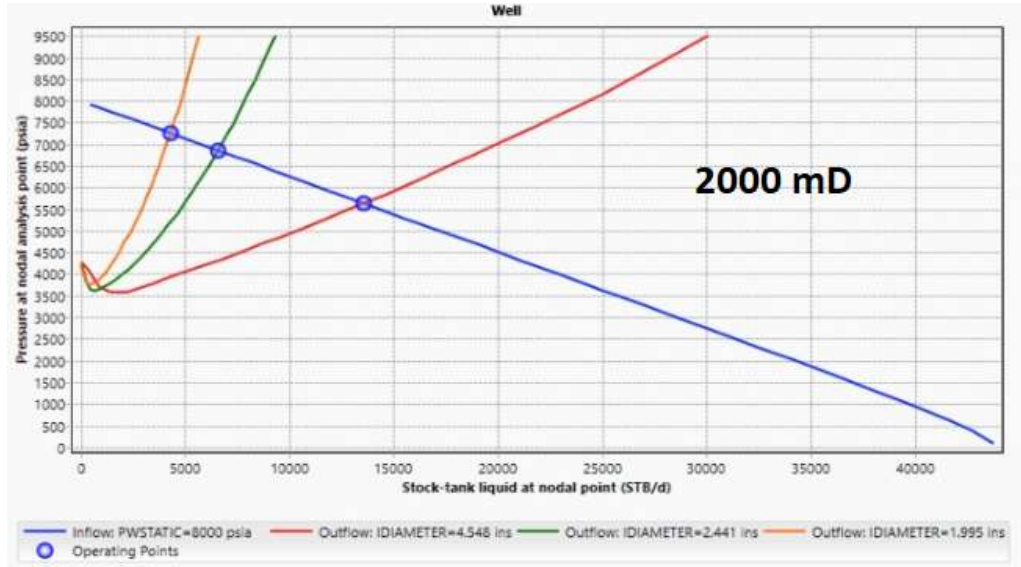
El punto 1 representa el primer SLA a instalar, en este momento el yacimiento tiene una presión máxima (inflow = 8000 psia) sin embargo se instala el primer SLA, con el propósito de aumentar la tasa de producción para fluir por medio de tubería de revestimiento (outflow con ID = 4,548") en la etapa de flujo natural del pozo.

El punto 2 representa el segundo SLA a instalar, aquí se pretende producir el pozo por medio de tubería de producción (outflow con ID = 2,441”) y además sobre una alta presión debido al SLA que se instaló en la etapa temprana de producción del pozo (inflow = 8000 pisa), por lo cual se podrían optimizar variables involucradas.

El punto 3 representa el tercer SLA a instalar, en este punto se produce a una tasa de declinación mayor a la del punto 2, es por ello que se opta por producir por medio de la misma tubería de producción (outflow con ID = 2,441”) pero sobre una presión estática de pozo mínima (inflow = 5000 pisa) la cual irá declinando notablemente hasta el límite de presión del pozo.

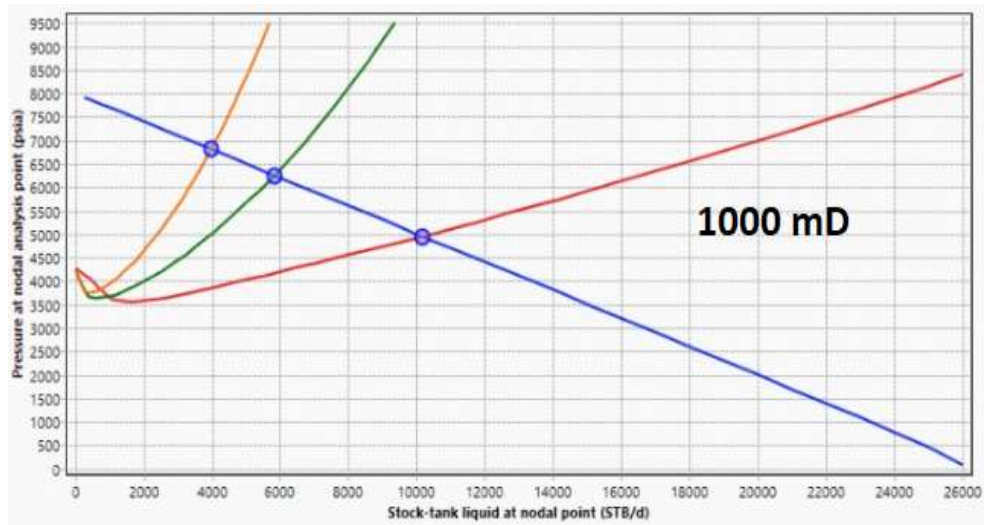
También se realizó una refinación de la data suministrada en el software para el análisis nodal en donde se comparó la incidencia de la permeabilidad perpendicular de la roca generadora en la producción de líquido, los escenarios fueron: 2000 mD, 1000 mD y 500 md cuando la presión del yacimiento es de 8000 psia, de esta forma se puede ver qué pasa cuando la fractura no fue lo suficientemente efectiva, o el pozo sufre un taponamiento. Las siguientes graficas muestran los resultados obtenidos.

Figura 35. Primer escenario de permeabilidades perpendiculares.



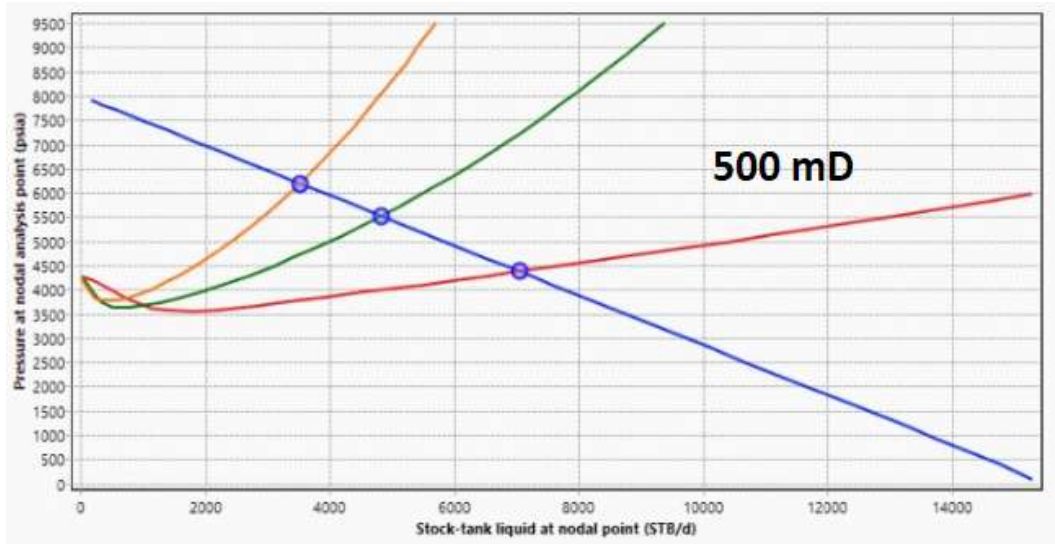
Fuente: Autores.

Figura 36. Segundo escenario de permeabilidades perpendiculares.



Fuente: Autores.

Figura 37. Tercer escenario de permeabilidades perpendiculares.



Fuente: Autores.

Se puede ver como el comportamiento de la producción del líquido es directamente proporcional a las permeabilidades perpendiculares de la roca generadora, asimismo se puede concluir que, si la fractura hidráulica no conecta efectivamente las fracturas naturales o no se extiende lo requerido por diseño, la productividad disminuye por lo que se requeriría instalar pronto la tubería de producción y el sistema de levantamiento.

4. PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LOS SLA SELECCIONADOS PARA EL DESARROLLO DE LOS YNC DE LA CUENCA VMM

La gestión de proyectos es un enfoque metódico para planificar y orientar los procesos de un proyecto de principio a fin por medio de unas etapas, todo esto con el objetivo de evitar un mal uso de recursos, tiempo y procedimientos, es por ello que en este capítulo se mostrará la gestión que se deberá tener en cuenta en las áreas de conocimiento de un proyecto que fue escogido para el estudio de la implementación de los SLA seleccionados en cada etapa de productividad de un pozo en un YNC tipo Shale Oil, teniendo en cuenta un escenario de producción deseable técnicamente mencionado en el capítulo anterior, para ello se debe entrar en contexto de lo que significa un plan de gestión y las diferentes áreas de conocimiento involucradas en un proyecto para este tipo de yacimiento.

4.1. PLAN DE GESTIÓN⁴⁸

El plan para la dirección de proyectos, es el proceso que consiste en documentar las acciones necesarias para definir, preparar, integrar y coordinar todos los planes subsidiarios, este define la manera en que el proyecto se ejecuta, se monitorea, se controla y se cierra. El plan tiene un contenido que variará en función del área de aplicación y de la complejidad del proyecto, el cual se desarrolla a través de una serie de procesos integrados hasta llegar al cierre del proyecto. En esta ocasión, para la realización del plan del proyecto se mostrará la planeación como tal, puesto que el desarrollo de los no convencionales y por ende un plan de gestión para la administración de los SLA a implementar es algo nuevo en Colombia, siendo este el elemento de mayor valor para lograr los objetivos del proyecto.

⁴⁸ Project Management Institute. Fundamentos de la Dirección de Proyectos. Cuarta Edición. Pensilvania: PMI Publications, 2008.

Importancia del plan de proyecto:

- Reduce los niveles de incertidumbre que se pueden presentar, mas no los elimina.
- Permite a la gerencia evaluar alternativas antes de tomar una decisión.
- Suministra las bases a través de las cuales operará el proyecto.
- Proporciona los elementos para llevar a cabo el control.
- Las decisiones se basan en hechos y no en emociones.
- Promueve la eficiencia, al eliminar la improvisación.
- Propicia el desarrollo del proyecto al establecer métodos de utilización racional de los recursos.
- Establece un sistema racional para la toma de decisiones, evitando las corazonadas o empirismo.
- Condiciona el equipo del proyecto al ambiente que lo rodea.
- Prepara a la gerencia para hacer frente a las contingencias que se presenten, con las mayores garantías de éxito.⁴⁹

LINEAMIENTOS DEL PMI

Con el fin de estructurar el plan de gestión para este proyecto, se recurrió a El Project Management Institute (PMI), teniendo en cuenta que es una organización internacional, que estandariza e implementa las mejores prácticas en la dirección de proyectos, además es una metodología muy aplicada en proyectos de Yacimientos no convencionales en Estados Unidos. El PMI es sin fines de lucro y asocia a profesionales relacionados con la Gestión de Proyectos, siendo desde principios de 2011, la más grande del mundo en su rubro, dado que se encuentra integrada por más de 380.000 miembros en cerca de 170 países.

⁴⁹ Project Management Institute. Op. cit., p. 76.

Sus principales objetivos son:

- Formular estándares profesionales en Gestión de Proyectos.
- Generar conocimiento a través de la investigación.
- Promover la Gestión de proyectos como profesión a través de sus programas de certificación.⁵⁰

4.2. QUÉ ES UN PROYECTO

Es un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único. La naturaleza temporal de los proyectos indica un principio y un final definidos. El final se alcanza cuando se logran los objetivos del proyecto o cuando se termina el proyecto porque sus objetivos no se cumplirán o no pueden ser cumplidos, o cuando ya no existe la necesidad que dio origen al proyecto.

Todo proyecto crea un producto, servicio o resultado único. Aunque puede haber elementos repetitivos en algunos entregables, esta repetición no altera la unicidad fundamental del trabajo del proyecto.

Sus características son:

- Es temporal ya que tiene un inicio y un fin.
- Es único ya que se realiza una sola vez.
- Tiene un costo.
- Requiere recursos.
- Tiene un financiador

⁵⁰Project Management Institute.[Sitio web]. Disponible en:
<http://www.pmicajamarca.org/portal/index.php/acerca-de/pmi-project-management-institute>
(26/05/2012)

4.2.1. RESTRICCIÓN DE UN PROYECTO

Todo proyecto debe cumplir unas restricciones, con el fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos, estas restricciones son:

- Alcance: cumplimiento de requerimientos, un resultado deseado.
- Tiempo: una fecha limite
- Costo: un presupuesto definido
- Calidad: cumplir con todas las expectativas de los involucrados.

Figura 38. Áreas a considerar en un proyecto según PMI.

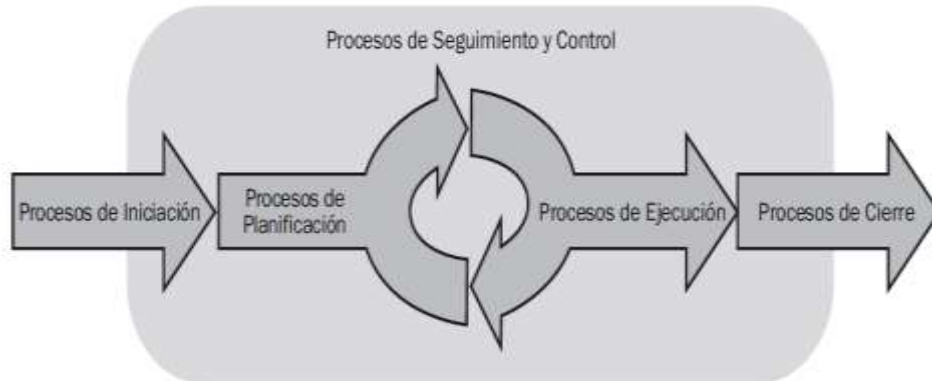


Fuente: Adaptación de Yamal Chamoun, Administración Profesional de Proyectos: La Guía. 2002. Mc Graw Hill. México.

4.2.2. DIRECCIÓN DE PROYECTOS

La dirección de proyectos es la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a las actividades del proyecto para cumplir con los requisitos del mismo. Se logra mediante la aplicación e integración adecuadas de los 42 procesos de la dirección de proyectos, agrupados lógicamente, que conforman los 5 grupos de procesos. Estos 5 grupos de procesos se muestran en la siguiente figura.

Figura 39. Grupo de procesos de la dirección de proyectos.



Fuente: Project Management Institute. Fundamentos de la Dirección de Proyectos. Cuarta Edición. Pensilvania: PMI Publications, 2008. P. 51.

El plan de gestión de este trabajo investigativo se enfoca con más rigurosidad al proceso de iniciación y planificación ya que el desarrollo de los YNC en Colombia todavía no ha iniciado su proceso de ejecución, debido a que aún no se cuenta con toda la legislación necesaria. A continuación, se dará a conocer en que consiste cada uno de los procesos de la dirección de proyectos:

Grupo del Proceso de Iniciación: El grupo de proceso de iniciación está compuesto por aquellos procesos realizados para definir un nuevo proyecto o una nueva fase de un proyecto ya existente, mediante la obtención de la autorización para comenzar dicho proyecto o fase.

Grupo del Proceso de Planificación: Son aquellos procesos requeridos para establecer el alcance del proyecto, refinar los objetivos y definir el curso de acción necesario para alcanzar los objetivos para cuyo logro se emprendió el proyecto. Los procesos de planificación desarrollan el plan para la dirección del proyecto y los documentos que se utilizarán para llevarlo a cabo.

Grupo del Proceso de Ejecución: Está compuesto por aquellos procesos realizados para completar el trabajo definido en el plan para la dirección del proyecto a fin de cumplir con las especificaciones del mismo.

Grupo del Proceso de Seguimiento y Control: Aquellos procesos requeridos para monitorear, analizar y regular el progreso y el desempeño del proyecto, para identificar áreas en las que el plan requiera cambios y para iniciar los cambios correspondientes.

Grupo del Proceso de Cierre: Aquellos procesos realizados para finalizar todas las actividades a través de todos los grupos de procesos, a fin de cerrar formalmente el proyecto o una fase del mismo.

4.3. ÁREAS DE CONOCIMIENTO DE LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS SELECCIONADAS

Son categorías que agrupan y organizan los 42 procesos de los grupos de dirección de proyectos mencionados anteriormente en nueve áreas de conocimiento de un proyecto que son: integración, alcance, tiempo, costos, calidad, recursos humanos, comunicaciones, riesgos y adquisiciones.

Sin embargo, las áreas de conocimiento en las cuales se definen y muestran los respectivos procesos generales a saber de cada una y fueron tenidas en cuenta en el plan de gestión son las siguientes:

Gestión del Tiempo: Incluye los procesos requeridos para administrar la finalización del proyecto a tiempo. Los procesos de Gestión del Tiempo del Proyecto y sus herramientas y técnicas asociadas, se documentan en el plan de gestión del cronograma.

- Definir las actividades
- Secuenciar las actividades
- Estimar los recursos de las actividades
- Estimar la duración de las actividades
- Desarrollar el cronograma
- Controlar el cronograma

Estos procesos interactúan entre sí y con otras áreas de conocimiento. Dependiendo de las necesidades del proyecto, cada proceso puede implicar el esfuerzo de un grupo o persona. Cada proceso se ejecuta por lo menos una vez en cada proyecto y en una o más fases, en caso de que el mismo este dividido en fases.

Gestión de los Costos: Incluye los procesos involucrados en estimar, presupuestar y controlar los costos de modo que se complete el proyecto dentro del presupuesto aprobado. Se compone de los siguientes procesos:

- Estimar los costos
- Determinar el presupuesto
- Controlar los costos

Los procesos de Gestión de los Costos del Proyecto, así como sus herramientas y técnicas asociadas, se seleccionan generalmente durante la definición del ciclo de vida del proyecto y se documentan en el plan de gestión de costos. El cual dependiendo de las necesidades del proyecto puede ser formal o informal, muy detallado o formulado de manera general.

La Gestión de los Costos del Proyecto trata principalmente acerca del costo de los recursos necesarios para completar las actividades del proyecto. La Gestión de los Costos del Proyecto también debe tener en cuenta el efecto de las decisiones del

proyecto en los costos recurrentes subsecuentes de utilizar, mantener y apoyar el producto, servicio o resultado del proyecto. Por ejemplo, limitar el número de revisiones de un diseño puede reducir el costo del proyecto, pero puede resultar en un incremento de los costos operativos del cliente.

Gestión de la Calidad: Incluye los procesos y actividades de la organización ejecutante que determinan responsabilidades, objetivos y políticas de calidad a fin de que el proyecto satisfaga las necesidades por la cuales fue emprendido. Implementa el sistema de gestión de calidad por medio de políticas y procedimientos, con actividades de mejora continua de los procesos llevados a cabo durante todo el proyecto, según corresponda. Se compone de los siguientes procesos:

- Planificar la calidad
- Realizar el aseguramiento de calidad
- Realizar el control de calidad

El proceso Gestión de la Calidad del Proyecto trata sobre la gestión tanto de la calidad del proyecto como del producto. Se aplica a todos los proyectos, independientemente de la naturaleza de su producto. Las medidas y técnicas relativas a la calidad del producto son específicas al tipo de producto generado por el proyecto.

Gestión de los Recursos Humanos: Incluye los procesos que organizan, gestionan y conducen el equipo del proyecto. El cual está conformado por aquellas personas a las que se les han asignado roles y responsabilidades para completarlo. El tipo y la cantidad de miembros del equipo del proyecto pueden variar con frecuencia, a medida que el proyecto avanza, los miembros del equipo del proyecto también pueden denominarse personal del proyecto. Se compone de los siguientes procesos:

- Desarrollar el plan de recursos humanos.
- Adquirir el equipo del proyecto.
- Desarrollar el equipo del proyecto.
- Dirigir el equipo del proyecto.

El equipo de dirección del proyecto es un subgrupo del equipo del proyecto y es responsable de las actividades de liderazgo y dirección, tales como iniciar, planificar, ejecutar, monitorear, controlar y cerrar las diversas fases del proyecto. Este grupo puede denominarse también equipo central, equipo ejecutivo o equipo líder.

Gestión de los Riesgos: Incluye los procesos relacionados con llevar a cabo la planificación de la gestión, la identificación, el análisis, la planificación de respuesta a los riesgos, así como su seguimiento y control. Los objetivos de la Gestión de los Riesgos del Proyecto son aumentar la probabilidad y el impacto de eventos positivos, y disminuir la probabilidad y el impacto de eventos negativos para el proyecto.

- Planificar la gestión de riesgos
- Identificar los riesgos
- Realizar el análisis cualitativo de riesgos
- Realizar el análisis cuantitativo de riesgos
- Planificar la respuesta a los riesgos
- Monitorear y controlar los riesgos

Los riesgos de un proyecto se ubican siempre en el futuro. Un riesgo es un evento o condición incierta que, si sucede, tiene un efecto en por lo menos uno de los objetivos del proyecto. Los objetivos pueden incluir el alcance, el cronograma, el

costo y la calidad. Un riesgo puede tener una o más causas y si sucede, uno o más impactos. Una causa puede ser un requisito, un supuesto, una restricción o una condición que crea la posibilidad de consecuencias tanto negativas como positivas.

4.4. PLANEACION EN LAS AREAS DEL CONOCIMIENTO

Debido a que de manera general el plan de gestión comprende el grupo de procesos de planeación, se adaptó cada área de conocimiento seleccionada a este enfoque el cual se explica a continuación:

Gestión del tiempo: La gestión del tiempo es una de las áreas claves para la planeación y ejecución del proyecto, puesto que acorde a la duración de cada periodo que se encontró en el análisis técnico que se hizo en este estudio, se puede planear con anticipación los cambios que se van a requerir ejecutar, e igualmente se pueden planificar los materiales de acuerdo a la vida útil que cada sistema de levantamiento pueda llegar a tener.

Gestión de costos: La gestión de costos es muy importante ya que la rentabilidad de estos proyectos depende fuertemente de los costos de inversión, es por ello, que en caso que se pueda anticipar el cambio de un SLA, se convierta en un elemento de mayor valor, puesto que esto se verá reflejado en ahorros significativos para el proyecto, así como también el evitar las fallas tempranas que se puedan presentar en los sistemas a usar, todo con el fin de obtener un costo operativo lo más bajo posible.

Gestión de calidad: La gestión de calidad hace referencia a los procesos y actividades que deben ejecutarse para el cumplimiento de los objetivos y políticas de calidad, con el propósito de cumplir las expectativas de los involucrados, para este proyecto en esta área se tiene en cuenta las características de los

hidrocarburos que se van a producir, ya que el SLA debe proveer las condiciones más importantes para satisfacer el periodo de producción que se ha establecido, también es importante establecer todos los requisitos y parámetros de calidad para el monitoreo y construir todas las simulaciones necesarias con el fin de tener la menor incertidumbre posible.

Gestión de recursos humanos: Con la gestión de talento humano lo que se busca es tener un personal competente en cada una de las áreas y periodos en los que se desarrolla el proyecto, que cumpla con las características del puesto para el que se requiere, en este caso, que tengan experiencia en instalación, manejo y monitoreo de los SLA a implementar, todo esto con el fin de tener un gran éxito, ya que si se cuenta con el personal que tenga habilidades y la suficiente experticia para la ejecución del proyecto se evitara tiempos no productivos, los cuales se ven reflejados en aumento de costos, de manera que se maximice el desempeño y las capacidades para el cumplimiento de este, y porqué no la de futuros proyectos.

Gestión de riesgos: Uno de los riesgos que puede tener un mayor impacto en el proyecto es la gestión logística, teniendo en cuenta el alto volumen de propante que se requiere y la anticipación que se debe tener durante la implementación de los sistemas de levantamiento.

Luego de esta descripción teórica acerca de la planeación en las áreas de conocimiento seleccionadas, se realizó mediante el uso de tablas la representación del plan de gestión, de forma general enfocado en la planeación para la dirección del proyecto de YNC en donde se encuentran por cada área de conocimiento las diversas actividades y/o acciones que se deben tener en cuenta al llevar a cabo el proyecto. Luego se realizaron otras tablas las cuales estuvieron enfocadas en los hitos representativos que hacen parte del desarrollo de la vida productiva de un pozo en YNC tipo Shale Oil en la cuenca del VMM, los cuales

fueron expuestos en capítulos anteriores y a su vez toda la actividad de la gestión de los sistemas de levantamiento artificial seleccionados. Cada hito tiene una tabla con las respectivas áreas y la descripción de los procesos a lo largo del proyecto. A continuación, se muestra la tabla la cual suministra una visión general en cuanto a la planeación del proyecto.

Cuadro 1. Plan de gestión general.

DIRECCIÓN DE PROYECTOS	AREAS DEL CONOCIMIENTO				
	Gestión del Tiempo	Gestión de Costos	Gestión de la Calidad	Gestión de Riesgos	Gestión del Talento Humano
PLANEACIÓN	Definir las actividades que se van a ejecutar durante la vida productiva del YNC, para de ese modo poder secuenciar y establecer el periodo de tiempo óptimo para cada uno de los SLA que se van a implementar en el desarrollo de este proyecto.	Estimar y determinar los recursos financieros que se necesitan para la implementación del proyecto, y de los diferentes SLA que se usaran en el desarrollo de los no convencionales el desarrollo y culminación del proyecto.	Establecer los requisitos y estándares de calidad de los equipos y procedimientos que se van a ejecutar en el proyecto, con el fin de cumplir las expectativas de los interesados.	La planeación de riesgos busca determinar las posibles situaciones que lleguen a afectar la buena ejecución del proyecto, con el propósito de establecer las mejores estrategias para prevenir cualquier situación	Definir el personal adecuado para toda la ejecución del proyecto, describiendo cuales son las funciones que deben tener a cargo, para de ese modo contar con el personal idóneo.

Fuente: Autores.

Una vez entendido el plan de gestión general con sus respectivos procesos, se procede a realizar el plan de gestión por cada hito presente en el proyecto. Para

poder entrar en contexto es necesario aclarar que para esta última sección del trabajo investigativo se escogió como premisa para la elaboración del plan de gestión, el análisis de la curva tipo representativa del primer escenario propuesto en el árbol de decisiones el cual es deseable técnicamente.

Para la realización del plan de gestión, en este caso existen 4 hitos o etapas presentes desde el inicio de la producción hasta llegar al límite de presión y a su vez el económico del pozo. Estos hitos son (1) el periodo de flujo natural que tiene un tiempo determinado hasta llegar al siguiente hito (2) la implementación del primer sistema de levantamiento artificial luego (3) el segundo SLA y por último (4) el tercer SLA a instalar respectivamente, una vez tenidas en cuenta estas etapas se contrastaron cada una de ellas con las áreas de conocimiento seleccionadas en los tiempos en los que pudimos observar que se podían gestionar y administrar los sistemas de levantamiento, para ello se aplicó un análisis identificando las necesidades técnicas que cada área debe implementar dependiendo del periodo del tiempo en que se encuentre el proyecto. El acoplamiento entre las áreas y los hitos se realizó en forma de tablas, en donde se simplifica toda la gestión a tener en cuenta.

A continuación, se explican cada uno de los 4 hitos importantes que fueron estudiados de manera rigurosa en conjunto con los análisis cualitativos, parámetros técnicos (screening) y experiencias documentadas que fueron mostradas. Además, el respectivo plan de gestión para cada uno estos hitos conforme al objetivo principal del trabajo investigativo, que agrupa todo lo relacionado con la gestión, administración, aspectos técnicos y económicos involucrados en un proyecto de YNC, logrando así crear una herramienta teórico – práctica que será de utilidad para el momento en que se lleve a cabo todo lo que se tiene previsto en cuanto al desarrollo de los YNC en Colombia.

PRIMER HITO (PERIODO DEL FLUJO NATURAL)

Es debido a la alta presión que tienen los YNC y al escenario deseable que se planteó en los anteriores capítulos, del cual se espera que estos pozos fluyan con alta energía durante periodos de tiempo que pueden durar de 15 y 45 días, según análisis estadísticos que tiene la industria. El objetivo principal del flujo natural para estos tipos de yacimientos es limpiar el pozo, ya que el proppante que se usa para sostener o crear las fracturas puede retornar, por lo que puede acumularse en el fondo del pozo. Por esta razón, es fundamental asegurar un periodo de limpieza eficiente, sin llegar a incurrir en el riesgo de que el caudal sea demasiado alto, por lo que se pueden usar simuladores de fracturas que permiten encontrar las presiones óptimas que se pueden llegar a manejar a través del chocke manifold.

En el siguiente cuadro se presenta con más detalle las áreas del conocimiento para esta primera etapa en el desarrollo de los no convencionales, donde se mostrará algunas recomendaciones y especificaciones técnicas que se deben tener al momento de empezar el periodo de flujo natural.

Cuadro 2. Plan de gestión para el periodo de flujo natural

PERIODO DE FLUJO NATURAL	
Principal objetivo	Permitir la limpieza eficiente del pozo (retorno del fluido inyectado) sin colocar en riesgo la productividad y sin afectar el sistema de fracturas.
Gestión del Tiempo	<ul style="list-style-type: none">- La posible duración del periodo es de 2 meses.- Incluir la operación de un coiled tubing para inducir a flujo el pozo.- Realizar un robusto seguimiento de las presiones en cabeza de pozo, así como de los caudales.- Gestionar el monitoreo pertinente para el seguimiento del periodo de flowback y las caracterizaciones que sean necesarias.

Gestión de la calidad	<ul style="list-style-type: none"> - Identificar los requisitos, normas, parámetros y criterios de calidad apropiados para monitorear y registrar los resultados obtenidos en este periodo altamente productivo del proyecto con base en las políticas de calidad de la empresa - Gestionar las simulaciones para el uso de N2 en caso de tener que inducir a flujo el pozo. - Realizar los cálculos para la operación del choque (choke Management) que se requiera para maximizar la vida del pozo en el periodo de flujo natural.
Gestión de Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> - Contar con los recursos y los vehículos contractuales para los equipos de limpieza y recolección del flowback. - Inadecuados cálculos podrían generar problemas en el manejo del choke y podrían generar daños al yacimiento.
Gestión de Talento Humano	<ul style="list-style-type: none"> - Establecer el personal idóneo para la realización y ejecución del proyecto, que cuenten con la capacidad de mantener una buena comunicación, que tenga conocimiento sobre el manejo adecuado de los equipos, y posea una amplia experiencia en control de producción de pozos. - Establecer las responsabilidades de los involucrados en el proyecto, para obtener un óptimo desarrollo.
Gestión de costos	<p>Acorde a las variables operacionales y las actividades que se deban realizar, para ello la tabla 14 muestra un estimado de costos para diferentes actividades.</p>

Fuente: Autores.

SEGUNDO HITO (PERIODO DEL PRIMER SLA: HYDRAULIC JET PUMP)

Cuando el yacimiento termina la etapa de flujo natural y entra en la etapa de declinación exponencial que puede llegar a ser de hasta un 70%, se hace necesario la implementación de un SLA el cual debe suplir las necesidades que el pozo presenta en ese momento, es por ello que el SLA que se eligió fue el bombeo hidráulico tipo jet (HPJ), inicialmente se había escogido en el árbol de decisiones del capítulo anterior el sistema de gas lift, sin embargo como solamente se tuvo en cuenta el Shale Oil y no el Shale Gas del yacimiento, se recomienda el uso este si se espera un alto flujo de gas en el pozo en ese intervalo de tiempo. Es por ello que por variables como el conocimiento, experiencia y practicidad en el

método, se optó por implementar el (HPJ) teniendo en cuenta toda la metodología usada en la investigación y las características del SLA que favorecen a la disminución de la incertidumbre tales como su diseño simple, la ventaja de no presentar problemas en agujeros desviados o torcidos y sin restricción de profundidad que representa un buen aspecto importante ya que la roca generadora de estudio que es la formación La Luna está a una profundidad entre 4,200 a 12,000 ft aproximadamente. Además, la capacidad de manejar los altos volúmenes de líquido que podrían llegar a tener en esta etapa o punto de la producción. En la siguiente tabla se muestra el plan de gestión concerniente al primer SLA a instalar en el pozo.

Cuadro 3. Plan de gestión para el primer SLA.

PERIODO DEL PRIMER SLA (HYDRAULIC JET PUMP)	
Principal objetivo	Maximizar la eficiencia de producción bajo un sistema flexible evitando las fallas prematuras.
Gestión del Tiempo	<ul style="list-style-type: none"> - Para este primer SLA se sugiere implementarlo por un periodo de 6 meses, ya que como se vio en los capítulos anteriores en los primeros meses se presentaría altos caudales, y técnicamente es el mejor para operar con estas condiciones. - Realizar el correcto almacenamiento del fluido motriz que se seleccione, así como la integridad de los equipos para prevenir fugas. - Preparar un plot plan para el esquema del uso de la locación teniendo en cuenta el espacio para los equipos de superficie de este sistema.
Gestión de la calidad	<ul style="list-style-type: none"> - Especificaciones técnicas de calidad del SLA a partir del juicio de expertos para el mejor desarrollo en este periodo de producción crítico. - Control de calidad en los equipos de superficie, subsuelo y el fluido motriz escogido - Ajustar la eficiencia debida del sistema para minimizar el uso del fluido motriz. - Realizar análisis geoquímicos, SARA y otros al crudo para determinar posible precipitados que se puedan presentar (Parafinas, asfaltenos, etc)
Gestión de Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> - Contar con los recursos y los vehículos contractuales para el SLA de HJP. - Seleccionar el flujo incorrecto del sistema puede llegar a causar problemas operacionales en los equipos. - No contar con la energía eléctrica suficiente para el funcionamiento del SLA.

Gestión de Talento Humano	<ul style="list-style-type: none"> - Contar con profesional con conocimientos en sistemas de levantamiento artificial, que pueda dirigir, controlar y supervisar la instalación de SLA de HJP. - Contar con personal encargada de la instalación y de llevar el seguimiento de los procesos que se desarrollaran en el proyecto.
Gestión de costos	- Depende del tiempo de las operaciones que se deban ejecutar para la instalación del sistema, también de si el Sistema se decide alquilar o comprar. Para ello en la tabla 14 se muestran algunos costos del SLA y Actividades.

Fuente: Autores.

TERCER HITO (PERIODO DEL SEGUNDO SLA: BOMBEO MECÁNICO)

A medida que pasa el tiempo la productividad va disminuyendo debido al depletamiento natural del yacimiento, en el caso de este tipo de proyectos de YNC se recomienda según la experiencia de países como EE.UU y Argentina que la instalación de más de un SLA (hasta 4 SLA) ha proporcionado buenos resultados a lo largo de la vida productiva de los pozos horizontales multilaterales, es por ello que una vez el primer SLA instalado no sea óptimo en aspectos técnicos y económicos, elegir por la implementación de un segundo SLA es de gran importancia para mejorar los aspectos que gobiernan la continuidad de estos proyectos. El SLA que mejor se acomoda a las condiciones del yacimiento es el Bombeo Mecánico este SLA, usualmente se implementa después de la etapa primaria de producción, cuando no se espera producir grandes volúmenes de fluidos; aunque cabe mencionar que en algunos campos se ha usado como SLA desde el inicio de la vida productiva. Algunos de los aspectos para tener en cuenta de este SLA que tienen mayor relevancia respecto a las condiciones de pozo en este intervalo de producción es que este es bueno cuando existe alta declinación del yacimiento y su costo operativo relativamente bajo además de ser el SLA más usado en el mundo. En la siguiente tabla se muestra el plan de gestión concerniente al segundo SLA a instalar en el pozo.

Cuadro 4. Plan de gestión para el segundo SLA.

PERIODO DEL SEGUNDO SLA (BOMBEO MECÁNICO)	
Principal objetivo	Continuar con una extracción eficiente de los volúmenes producidos, bajo un sistema confiable que permita iniciar a reducir costos.
Gestión del Tiempo	-En este periodo el SLA se puede usar por un periodo de tiempo de 8 meses. -Realizar la compra de la unidad de BM y de las herramientas de subsuelo con anterioridad (Bomba, Varillas, Ancla, Tubería de producción). -Incluir red de sistema eléctrico de energía, o generar energía con combustibles económicos (gas).
Gestión de la calidad	-Monitorear el cumplimiento de los parámetros de calidad de cada herramienta del SLA para satisfacer los requerimientos técnicos del proyecto en este periodo donde se cambia de un SLA a otro. Incluir la inyección de químicos que sea necesaria.
Gestión de Riesgo	-Realizar la compra de los materiales, y establecer la estrategia futura en caso de fallas. -Demoras en la instalación del sistema -Mal cálculo de la producción esperada y la presión podrían ocasionar daños y un mal funcionamiento en el sistema de levantamiento.
Gestión de Talento Humano	-Contar con profesional con conocimientos en sistemas de levantamiento artificial, que pueda dirigir, controlar y supervisar la instalación de SLA de bombeo mecánico.
Gestión de costos	-Depende del tiempo de las operaciones que se deban ejecutar para la instalación del sistema, también de si el sistema se decide alquilar o comprar. Para ello en la tabla 14 se muestran algunos costos del SLA y Actividades

Fuente: Autores.

CUARTO HITO (PERIODO DEL TERCER SLA: BOMBEO MECÁNICO)

En el último periodo de producción de un pozo en un YNC tipo Shale Oil se tienen condiciones donde la declinación del pozo es bastante alta, la cual permanecerá constante hasta el límite de presión del pozo y por ende baja producción de fluido. En este punto el aspecto que representa mayor relevancia a la hora de implementar un nuevo SLA o alguna intervención al pozo es lo que cuesta hacer

esta operación ya que el pozo no genera los activos suficientes para sobrellevar costos, es por ello que el tercer SLA para este periodo sigue siendo el mismo del anterior, es decir, el Bombeo Mecánico el cual sigue siendo óptimo por su bajo costo operativo, por lo tanto, se debe tener muy en cuenta el costo de mantenimiento del equipo de subsuelo y superficie para poder conservar la producción hasta que por decisión del operador del pozo se deba hacer el respectivo cierre. En la siguiente tabla se muestra el plan de gestión concerniente al tercer y último SLA a instalar en el pozo.

Cuadro 5. Plan de gestión para el tercer SLA.

PERIODO DEL TERCER SLA (BOMBEO MECÁNICO)	
Principal objetivo	Reducir los costos de extracción lo máximo posible, alargando su operabilidad
Gestión del Tiempo	En este periodo, el SLA se puede usar por un tiempo >100 meses
Gestión de la calidad	Evaluar el desempeño del SLA con el tiempo y si es necesario recomendar cambios para cumplir de manera óptima con el último periodo del proyecto.
Gestión de Riesgo	Generar una estrategia a bajo costo para atender las fallas
Gestión de Talento Humano	Contar con profesional con conocimientos en sistemas de levantamiento artificial, que pueda dirigir, controlar y supervisar la instalación de SLA de bombeo mecánico.
Gestión de costos	Depende de si el SLA está en óptimas condiciones o requiera mantenimiento para seguir operando, de ahí salen las otras actividades que se deban realizar.

Fuente: Autores.

RECOMENDACIONES PARA ALGUNAS ÁREAS DEL CONOCIMIENTO

Profundizando más en cada una de las áreas del conocimiento, estas serían las recomendaciones que se podrían tener:

- En la **gestión de costos** para el desarrollo del proyecto, estas serían las inversiones y los costos que se podrían manejar.

Tabla 15. Costos relativos

ACTIVIDAD	COSTOS
Iniciación del proyecto	Depende del requerimiento de obras civiles y logística que se requiera realizar
Facilidades de flowback	Se puede generar un modelo por barril recolectado y tratado (Tarifa esperada entre 2 y 3 dólares por barril)
Unidad de Coiled Tubing	USD 220,000 (Estimado por 12 días)
Instalación, alquiler o compra del bombeo Hidráulico	Alquiler mensual por 4000 dólares, o compra por USD 250,000 una vez se compruebe la productividad.
Instalación, alquiler o compra del bombeo mecánico	Alquiler mensual por 2000 dólares, o compra por USD 150,000 una vez se compruebe la productividad.
Facilidades de superficie	Set de well testing mensual por USD 300,000
Equipo de Workover	Costo día de USD 14,000 acorde al requerimiento
Obras Civiles	Adecuación de vías y locaciones acorde con las necesidades.
Recurso Humano	Presupuesto estimado de 500 millones de pesos mensuales.

Fuente: Autores.

La anterior tabla muestra los costos relativos de las actividades que se deben realizar a lo largo de la vida productiva de un pozo en YNC tipo Shale Oil, los cuales fueron traídos de otros proyectos que han sido desarrollados en la cuenca de VMM.

- Para la **gestión de riesgos** se sugiere hacer un análisis sencillo bajo la metodología what if, la cual es una técnica cualitativa de identificación de riesgos que se aplica en las industrias, que consiste en plantear preguntas direccionadas hacia cualquier condición no normal del diseño de la instalación u operación.

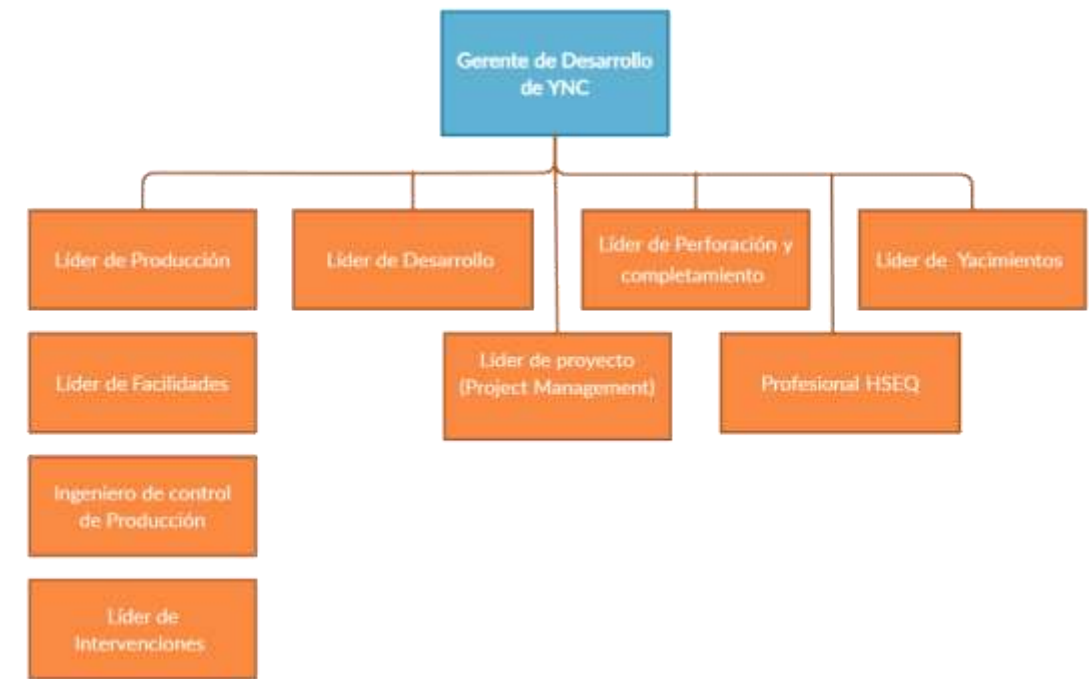
Tabla 16. Metodología what if.

¿Qué pasa sí?	Consecuencia	Recomendaciones
<p>¿Qué pasa si el pozo no fluye?</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pérdidas de producción en el tiempo. ➤ Daños a la formación por interacción de los fluidos de fracturas. ➤ Tiempos no productivos en los equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Anticipar el alquiler de una unidad de Coiled tubing con Nitrógeno para inducir a flujo el pozo.
<p>¿Qué pasa si se desboca el pozo?</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Saca el proponte del pozo, y hace que las unidades se colmaten. ➤ Las fracturas pueden llegar a cerrarse. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tener un choke Manifold robusto. • Contar con los equipos necesarios para el control de pozo (incluyendo sistema de control de fluidos, sólidos y presiones). • Identificar previamente el desarrollo de la fractura, con los softwares y simuladores indicados. Igualmente durante la ejecución, para identificar su crecimiento y el potencial periodo de flowback.
<p>¿Qué pasa si se selecciona el flujo incorrecto del sistema?</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los sistemas de levantamiento y las facilidades de superficie podrían tener fallas operacionales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar un buen estudio y caracterización del fluido a producir. • Contar con un segundo SLA a implementar en caso de tener un fuerte cambio en las condiciones esperadas.

Fuente: Autores.

- Para la **gestión de recurso humano** se recomienda establecer el personal con el que se contará para la ejecución del proyecto, así como instaurar las funciones y la experiencia requerida. Para ello, primero se mostrará la estructura organizacional, en la cual solo se hará mención a los cargos principales de la estructura, esta se mostrará de forma plana, dado que estos cargos no deben trabajar de forma aislada, sino con sinergia entre las áreas, trayendo consigo mayores niveles de satisfacción, compromiso y motivación, para una buena ejecución del proyecto. A continuación, se muestra la estructura de recursos humanos.

Figura 40. Estructura de recursos humanos



Fuente: Autores.

A continuación, se mostrarán unas tablas con cada una de las características establecidas para cada persona que participará en el proyecto.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Gerente de Desarrollo de YNC.
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Liderar el desarrollo de los yacimientos no convencionales.	
Controlar las diferentes actividades que se realicen durante el desarrollo de los yacimientos.	
Responder por los incidentes o accidentes que lleguen a ocurrir.	
EXPERIENCIA	Experiencia en desarrollo de YNC mayor a 15 años.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder de Yacimientos.
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Realizar la caracterización del subsuelo y hacer la estimación de potenciales recuperables de los yacimientos.	
Liderar toda la temática de Geociencias.	
Predecir el comportamiento primario y secundario del yacimiento	
Brindar una evaluación integrada y confiable del campo durante toda su vida	
Respaldar la planificación del desarrollo del campo.	
EXPERIENCIA	Experiencia mayor a 10 años en el área de yacimientos, preferiblemente en no convencionales.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder de perforación y completamiento.
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Liderar la planeación y ejecución de la perforación de los pozos.	
Responder por todo lo asociado a la planeación de la construcción del pozo.	
Diseñar y ejecutar el fracturamiento hidráulico, y limpieza del pozo	
Asesorar y dirigir técnicamente la optimización de los programas de perforación y completamiento.	
EXPERIENCIA	Experiencia en operaciones de perforación y completamiento mayor a 15 años.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder de Desarrollo.
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Liderar las operaciones de producción y mantenimiento del pozo.	
Coordinar el funcionamiento y las operaciones de las facilidades de superficie.	

Supervisar el desarrollo de los SLA a implementar en el proyecto.	
Monitorear todas las intervenciones que se deben realizar durante la vida del pozo.	
EXPERIENCIA	Experiencia mayor a 8 años, liderando operaciones en campo.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder del proyecto (Project Management)
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Planear, dirigir y controlar el proyecto. Control de costos, materiales, bodegas, compras, obras civiles y control de calidad.	
Analizar las estrategias planteadas y buscar nuevas para garantizar la adecuada ejecución del proyecto.	
Administrar adecuadamente el presupuesto del proyecto con el objetivo de maximizar los recursos y no incumplir con el mismo.	
Impulsar el equipo de trabajo, delegar funciones necesarias para el buen desarrollo del proyecto.	
EXPERIENCIA	Experiencia profesional mayor a 15 años, Con certificación en Gerenciamiento de Proyectos.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder del Producción
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Dirige, planea y coordina todas las actividades pertenecientes a la producción.	
Determinar la forma más óptima de la operación de los equipos relacionados con la producción.	
Monitorear el correcto funcionamiento de las líneas de producción durante la vida del proyecto.	
Supervisa el mantenimiento de los equipos involucrados en la producción de Hidrocarburos.	
EXPERIENCIA	Experiencia profesional mayor a 10 años en producción de Hidrocarburos

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Ingeniero de control de producción.
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Establecer y controlar todas las operaciones de producción, con el fin de tener un buen desarrollo del yacimiento. Diseñar los SLA requeridos para el proyecto.	
Mantener bajo control el caudal óptimo durante la vida útil del pozo	
Brindar soporte técnico cuando sea necesario	

EXPERIENCIA	Experiencia de más de 10 años en sistemas de levantamiento implementados en la industria Oil & Gas
--------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder de Intervenciones
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Planear y ejecutar las intervenciones que sean necesarias del well service y workover cuando se requieran.	
Elaborar y desarrollar las intervenciones asociadas a los cambios de los SLA	
Realizar y ordenar el mantenimiento a los equipos de subsuelo cuando sea requerido.	
Autorizar y controlar todas las actividades de las facilidades.	
EXPERIENCIA	Experiencia profesional de más de 10 años en el manejo y ejecución de intervenciones en la explotación y producción de Hidrocarburos.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Líder de Facilidades
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Inspeccionar las Facilidades con regularidad para determinar problemas y hacer el mantenimiento necesario. Diseñar los procesos requeridos para recolectar, tratar y entregar en calidad los hidrocarburos producidos, el agua producida y los sólidos producidos.	
Supervisar la puesta en marcha y operación de las facilidades de producción, buscando un excelente funcionamiento de las mismas.	
Hacer programas de mantenimiento según sea conveniente para los equipos.	
Autorizar y controlar todas las actividades de las facilidades.	
EXPERIENCIA	Experiencia profesional de más de 10 años en el diseño, manejo y control de las facilidades de superficie, y amplio conocimiento en SLA.

CARACTERIZACIÓN	
DENOMINACIÓN DEL CARGO	Profesional HSEQ
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	
Controlar programas de salud ocupacional	
Asesorar al personal involucrado en el proyecto en el buen anejo de los implementos de trabajo y las normas de seguridad industrial	
Controlar el buen manejo de los equipos y el adecuado uso de los implementos de protección personal.	
Programar y realizar auditorías de seguridad y salud ocupacional	

Aplicar las normas de manejo ambiental en el campo	
EXPERIENCIA	Experiencia de 10 años en operaciones de campo y producción de pozos.

5. CONCLUSIONES

La importancia de desarrollar los YNC cumpliendo con todos los estándares de normatividad, se convierte en una solución óptima para brindar un futuro energético y económico sostenible, ya que Colombia cuenta con un potencial técnicamente recuperable de 6.8 Billones de bbls de aceite, es decir 3.4 veces las reservas actuales y 55 TPC de gas que representan 18.3 veces las reservas actuales. El desarrollo de un proyecto tipo generaría aproximadamente 1,5 Billones de pesos en ingresos.

La gran mayoría de los sistemas de levantamiento existentes en el mercado han sido implementados en la cuenca, la cual tiene más de 102 años de producción, por lo tanto, existe un gran conocimiento en cuanto a la operatividad de estos SLA en el área.

Los SLA seleccionados para el desarrollo de la roca generadora (formación La Luna) fueron los SLA convencionales BM y BHJ, identificados por medio de un análisis cualitativo y cuantitativo donde se evaluaron parámetros de incidencia presentes en un YNC, lo que permitió distinguir que SLA presenta un desempeño óptimo en cada ciclo de implementación.

El gerenciamiento de los sistemas seleccionados tuvo en cuenta 4 hitos representativos que se esperan en el desarrollo productivo de un pozo, como el periodo de flujo natural y la implementación de 3 etapas de SLA con solamente 2 SLA en estas etapas siendo estos BHJ y BM respectivamente, usando en las dos últimas etapas el mismo sistema (BM) por la conveniencia económica y técnica que este representa en tiempos tardíos de producción en este tipo de yacimientos.

La planeación de un proyecto en YNC bajo los lineamientos del PMI es una de las más implementadas en otros países donde ya se han ejecutado estos proyectos, es por ello que la utilización de estos lineamientos en la estructura del plan de gestión resultó ser adecuado.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la realización de los proyectos pilotos en las áreas adjudicadas ya que este es un medio directo que tendrían las empresas encargadas de la ejecución de los procedimientos presentes en estos proyectos para poder conocer realmente si el desarrollo de la actividad de los YNC es viable para Colombia.
- Realizar el respectivo plan de gestión para el otro prospecto que tiene el país en YNC que es la cuenca Cesar Ranchería, teniendo en cuenta todo el conocimiento adquirido de los SLA en el área y así crear una herramienta de gerenciamiento útil con el fin de complementar el tema de los YNC en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

ACP. El legado de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia: beneficios para el país de desarrollar los YNC en el próximo cuatrenio y con posterioridad [en línea]. Bogotá-Colombia. 20 marzo 2019. [Consultado: 17 de junio de 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/kSDPj>

ACP. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD PARA COLOMBIA [en línea]. Bogotá-Colombia. 7 noviembre 2018. [Consultado 19 de junio de 2020]. Disponible: <https://acortar.link/rKSPO>

ALBA, Mario. Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petróleo. INGEPET 99 EXPL-6-MA-13. 1999

ANDI - Asociación Nacional de Empresarios de Colombia. Yacimientos no convencionales: retos y oportunidades [en línea]. Abril 8 de 2019. [Consultado: 29 junio 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/lgKJP>

ANH, Ingrain Inc. Results and Methodology from ANH Unconventional Resources Core Project. Bogotá-Colombia. 2013. [consultado: 1 diciembre 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/yXjx9>

Asociación colombiana del petróleo ACP. LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA [en línea]. Bogotá, Colombia. mayo de 2014 [consultado: 9 diciembre 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/v4pyd>

BEJARANO, A. ORTIZ, R. PÉREZ, E. "Caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales a partir de registros de pozos: Nuevo modelo de evaluación e interpretación". TEC-456. 2107. ACIPET.

BOLL STIFTUNG, Heinrich. La prohibición del fracking en Colombia como un asunto de política pública. Bogotá: AIDA, 2018. ISBN 978-958-56503-3-6

Bueno, E., & ANH. Yacimientos en roca generadora: una mirada desde lo institucional. Bogotá-Colombia. Diciembre de 2018.

CABANILLAS, Luis, et a. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Argentina: Asociación argentina de geólogos y geofísicos del proyecto. 2012-2014. Citado 3 Noviembre 2020. Disponible en: <https://acortar.link/hR81w>

CHRIS CLARK, Liberty Resources, and RYAN KOSMICKI, Weatherford. Hydraulic jet pumps prove worth for lifting early production [en línea]. USA. World Oil. MAY 2014. pages D141-D144. [Consultado: 25 de agosto de 2020]. Disponible en: Bakken shale HJP application.

CRAMER, D.D., NGUYENM, D.H, CONOCOPHILLIPS, “Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs”. Paper SPE 163863 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Confence, Woodlands, Texas, February 4-6, 2013.

CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE INGENIERÍA OCEANICA, MARÍTIMA Y ÁRTICA. (31: 81-06, JULIO, 2012: Río de Janeiro, Brasil). Artificial lift management: recommendations for unconventional oilfields. Rio de Janeiro, 2012, p. 3.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 181495 del 2 de septiembre 2009. Bogotá, D.C; 2009. p. 19

DUNHAM, Cleon; SARICA, Cem. Developing tools, practices for artificial lift applications critical in horizontal wells. [Base de datos en línea]. Junio de 2013. Revista The American Oil & Gas Reporter. (Recuperado en 15 julio 2020). Disponible en: <https://url2.cl/s542g>

EPA. Assessment of the Potencial Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas Drinking Water Resources [en línea]. Washington D.C. EE.UU. Junio 2015. Citado 2 Noviembre 2020. Disponible en: <https://acortar.link/uKrpq>

Franco Mora, J. C., Estupiñán Sepúlveda, J. E. Descripción de las Diferencias Operacionales y Petrofísicas que Determinan el Óptimo Drenaje de un Yacimiento de Oil Shale Comparado con un Yacimiento Convencional. Bucaramanga. Tesis

Ingeniero de Petróleos Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2012. 294p.

FUENZALIDA H, A. ECOPETROL. Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales. Bogotá-Colombia. 2017.

GLORIOSO J.C & RATIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas". SPE 153004. 2012

Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

JIANG, Xi. Caracterización de la calidad de flujo de retorno para pozos horizontales en el campo de Wattenberg. Tesis de Magister en ciencias, Colorado: Universidad del estado Colorado. 2013, p.3.

JONES, Dave, et al. Bombeo mecánico en pozos de recursos no convencionales. En Oil field review [online], enero de 2016, no. 28. [citado el 15 de julio de 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/Jb8jp>

King (s.f) y Schlumberger (2018); posibles potenciales en Colombia, Arthur D. Little, Inc (2011)

López Uribe, C. F., Higuera Niño, J. G. Análisis del Impacto de las Propiedades PVT en la Producción de Shale Oil, Haciendo Uso de la Simulación Numérica. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2015. 125p.

Muñoz Rodriguez, A. F., Torres Torres, E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2007. 250p.

Navarro Arce, M. E., Angel Londoño, D. F. Evaluación Técnica para Determinar la Viabilidad de Aplicar un Proyecto de Shale-Oil en Colombia. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2014. 129p.

OYEWOLE, Peter, BOPCO L.P. Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. En: SPE [online] SPE-181233-MS. Texas, USA, 25 octubre 2016. [citado 16 julio 2020]. Disponible en: www.onepetro.org

PANKAJ, Piyush., ESCOBAR, Katherine, and LU Haidan., Schlumberger. Artificial Lift Selection and Its Applications for Deep Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. En: SPE [online] URTeC:2875180. Texas, USA, 23 July 2018 [citado 16 julio 2020]. Disponible en: www.onepetro.org

Perea Pineda, C. A., Perez Arias, A. V. Plan de Gestión para la Implementación del Sistema de Levantamiento Artificial Seleccionado en un Campo Colombiano Bajo Lineamientos del PMI. Bucaramanga. Tesis Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas, Escuela de Petróleos. 2013. 301p.

Petroleras aún no aprovechan pozos no convencionales [en línea]. Revista La Republica. 2013. [Fecha de consulta: 26 enero 2021]. Disponible: <https://acortar.link/JBqAR>

PRESLEY, Jennifer. Selecting the right technology is vital in horizontal wells. [en línea]. Mayo de 2012. Revista The American Oil & Gas Reporter. [citado 10 diciembre 2020]. Disponible en: <https://acortar.link/n9xF9>

Project Management Institute. Fundamentos de la Dirección de Proyectos. Cuarta Edición. Pensilvania: PMI Publications, 2008

Reservas probadas de crudo en Colombia aumentaron a 6,3 años en 2019 [en línea]. Revista Portafolio. 2020. [Fecha de consulta: 26 enero 2021]. Disponible: <https://acortar.link/F9gnc>

Sáchica J. A., Arrieta V., Cohen E., Paez W., Amaya R., Quiñonez C., Pedraza J., Ferreira U., Quintero N., Gonzalez Y., Camacho A. Cien años de experiencia en

Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019.

Tendencias inversión E&P en Colombia 2019 y Perspectivas 2020 [en línea]. Asociación Colombiana del Petróleo. 2019. [Fecha de consulta: 26 enero 2021]. Disponible: <https://acortar.link/sNG1X>

U.S. Energy Information Administration. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, (June), 707. p. 187-206

Vásquez Zuluaga, H. Definición del potencial de recursos no convencionales en shales para la Formación Gachetá, por medio de la Caracterización y evaluación del contenido de materia orgánica, espesores y madurez térmica, a partir de registros de pozo e información geológica disponible para el Departamento del Casanare. Medellín. Tesis de geología. Universidad EAFIT. Departamento de ciencias de la tierra. 2014. 105p.

Weatherford. Real Results Jet-Lift/Gas-Lift Combo Saves Pulling Costs, Minimizes Production Downtime. Oklahoma, EE. UU. 2010. Disponible en: www.weatherford.com