

**ESTUDIO COMPARATIVO, TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE POZOS
VERTICALES Y HORIZONTALES PARA POTENCIAR EL DESARROLLO DE
UN CAMPO DE CRUDO PESADO**

**ANA MARÍA SALCEDO GALVIS
JADER ANDRÉS PELÁEZ GAVIRIA**

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

2021

**ESTUDIO COMPARATIVO, TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE POZOS
VERTICALES Y HORIZONTALES PARA POTENCIAR EL DESARROLLO DE
UN CAMPO DE CRUDO PESADO**

**ANA MARÍA SALCEDO GALVIS
JADER ANDRÉS PELÁEZ GAVIRIA**

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

**EMILIANO ARIZA LEÓN
Doctor en Ingeniería Química**

Co-director

**EDGAR ALEXANDER GARZÓN NAVARRO
Ingeniero en Petróleos**

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

2021

DEDICATORIA

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por haberme permitido lograr uno de mis más grandes sueños, por esta experiencia que he vivido y por lo que vendrá, por todo lo que he podido aprender para formarme profesional y personalmente durante toda mi vida universitaria.

A mis papás Cristian y María Isabel, mi hermano Cristhian David, por ser mi apoyo siempre, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por ser mi polo a tierra, por la paciencia, amor y felicidad que me brindan, por creer en mí, motivándome a salir adelante para continuar en la búsqueda de mis sueños. Mami eres una heroína, muchas gracias por todo.

A mis nonitos Esther Duran y Roberto Galvis (QEPD), por ese gran amor que siempre me han brindado, por su apoyo incondicional, por todos esos momentos de felicidad que hemos vivido y por siempre guardare en mi corazón.

A mi familia, mis tíos, mis primos, por acompañarme y animarme, por todos los momentos de felicidad que hemos compartido juntos, todos esos hermosos recuerdos, por siempre los tendré presentes.

A mis amigos que me regalo la universidad y mis amigos de toda la vida, que me han acompañado, animado, motivado siempre, muchas gracias.

A nuestros Directores y Codirectores los ingenieros Emiliano y Edgar, por su gran apoyo incondicional, por todas sus enseñanzas y por ser nuestros mentores durante este camino.

A Andrés quien fue mi compañero en este proyecto, muchas gracias por vivir esta experiencia conmigo, por la paciencia, y el apoyo.

Ana María Salcedo Galvis

DEDICATORIA

A Dios gracias darme la alegría de culminar el pregrado, por las bendiciones dadas a lo largo de mi vida y por haberme permitido nacer dentro de una maravillosa familia que sin ellos no estaría logrando este gran sueño.

A mis padres, por enseñarme los valores de la vida, por su apoyo en todo momento, por el esfuerzo que tuvieron para permitirme a mí ser la persona que soy ahora, por su amor, paciencia, que son mi motivación para seguir adelante,
gracias.

A mi abuela, por su gran esfuerzo, amor y dedicación para formarme, por ser para mí una madre, por su entrega para enseñarme a ser una mejor persona cada día,
a ti abuelita, gracias.

A mis tíos, primos y mis familiares que ya no nos acompañan, porque sin ustedes, sin su motivación enseñanzas y alegrías no lo hubiera logrado.

A mis amigos y a las personas que hicieron de esta etapa de mi vida algo inolvidable, por haberme motivado y acompañado en todo este proceso.

A nuestro Director y Codirector que fueron para mí unos mentores, por su apoyo y guía en todo este camino

A mi compañera de proyecto de grado, por darme la oportunidad de haber vivido todo este proceso, por el apoyo y la paciencia en todo este camino.

Andrés Peláez Gaviria

AGRADECIMIENTOS

Los Autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestras familias por su apoyo incondicional durante todos estos años

Al ingeniero Edgar Garzón por su apoyo incondicional, confianza, por las enseñanzas, consejos, atención y orientación profesional en el desarrollo de este trabajo de grado.

Al ingeniero Emiliano Ariza por ser estar pendiente de nuestro proyecto, por sus orientaciones, aportes y apoyo que nos brindó siempre.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su cuerpo docente por la formación y orientación durante nuestra carrera.

A todos los que de una u otra forma hicieron aporte durante la realización de nuestro proyecto de grado

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS	19
1.1 POZOS VERTICALES	19
1.1.1 Perforación convencional (Pozos verticales)	19
1.1.1.1 Pozos petroleros	20
1.1.1.2 Clasificación de pozos petroleros	21
1.1.1.3 Pozos verticales	21
1.1.2 Tecnología de pozos verticales.....	22
1.1.3 Diseño de pozos	23
1.1.3.1 Generalidades.....	24
1.1.3.2 Profundidad del pozo	24
1.1.3.3 Drift del pozo	24
1.1.3.4 Tool fase	24
1.1.3.5 Hidráulica de la perforación	25
1.1.3.6 Información de referencia	25
1.1.3.7 Estabilidad del pozo	26
1.1.3.8 Riesgos y grado de dificultad	26
1.1.4 Ventajas y desventajas de la perforación de pozos verticales	27
1.2. POZOS HORIZONTALES.....	27
1.2.1 Características Pozos horizontales	28
1.2.2 Tecnologías Pozos horizontales	29
1.2.3 Tipos de pozos horizontales.	30
1.2.4 Clasificación de los Pozos horizontales.	32
1.2.4.1 Radio Ultra Corto	32

1.2.4.2 Radio Corto.....	33
1.2.4.3 Radio medio.....	33
1.2.4.4 Radio Largo	33
1.2.5 Ventajas de los Pozos Horizontales.....	33
1.2.6 Desventajas de los Pozos horizontales.	34
1.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	34
1.3.1 Bombeo Mecánico	35
1.3.1.1 Ventajas Bombeo Mecánico	36
1.3.1.2 Desventajas Bombeo Mecánico.....	36
1.3.2 Bomba electro sumergible	36
1.3.2.1 Ventajas Bomba electro sumergible	37
1.3.2.2 Desventajas Bomba electro sumergible.....	37
1.3.3 Sistema de levantamiento por Gas lift.	38
1.3.3.1 Ventajas Gas Lift.....	38
1.3.3.2 Desventajas Gas Lift:.....	39
1.3.4 Bombeo hidráulico tipo jet.....	39
1.3.4.1 Ventajas Bombeo hidráulico tipo jet.....	40
1.3.4.2 Desventajas Bombeo hidráulico tipo jet	40
1.3.5 Bombeo por cavidades progresivas.....	40
1.3.5.1 Ventajas bombeo por cavidades progresivas	41
1.3.5.2 Desventajas bombeo por cavidades progresivas.....	41
2. PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO MARCELLUS	42
2.1 UBICACIÓN	42
2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA	42
2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	45
2.3.1 Reservorios.....	46
2.3.2 Sellos	46
2.3.3 Trampas.....	46
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA.....	46
2.4.1 Composición litológica.	46

2.5 DATOS DEL CAMPO.	47
2.5.1 Información general de pozos.....	47
2.5.2 Información del yacimiento	47
2.5.3 Información del fluido.....	48
2.5.4 Contaminantes del fluido.....	48
2.6 OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO CAMPO	
MARCELLUS	49
2.6.1 Perforación.....	49
2.6.2 Completamiento.....	49
2.7 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	53
2.7.1 Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico.....	53
2.7.1.1 Generalidades.....	53
2.7.1.2 Equipo de superficie.	54
2.7.1.3 Equipo de fondo.....	56
2.7.1.4 Ciclo de Bombeo.....	58
2.7.1.5 Ventajas y Desventajas Bombeo mecánico	59
2.7.2 Problemas Presentados Durante La Producción.	60
3. COMPORTAMIENTO DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES EN EL	
CAMPO MARCELLUS.....	64
3.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE CAMPO	69
3.1.1 Producción Promedio Mensual Anual Pozos Verticales	71
3.1.2 Producción Promedio Mensual Anual Pozos Horizontales:	73
3.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	77
3.2.1 Perfil de producción	79
3.2.2 Análisis de inversión.	80
3.2.3 Análisis de costos de operación.....	80
3.2.4 Análisis de ingresos	83
3.2.4.1 Precio de venta del crudo	83
3.2.4.2 Regalías.....	84
3.3 ANALISIS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	84

3.3.1 Declinación Producción Pozos Verticales	86
3.3.2 Declinación Producción Pozos Horizontales.....	88
3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	91
3.4.1 Valor Presente Neto (VPN).....	91
3.4.2 Tasa interna de retorno (TIR).....	93
3.4.2.1 Periodo de pago.....	94
3.4.2.2 Relación costo / beneficios	94
3.4.3 Análisis de la evaluación financiera	95
4. SELECCIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APROPIADO PARA EL CAMPO.....	97
4.1 SCREENING DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	97
4.1.1 Bombeo electro sumergible.	99
4.1.2 Gas lift.....	101
4.1.3 Bombeo hidráulico tipo Jet.....	104
4.1.4 Bombeo por cavidades progresivas.....	105
4.1.5 Bombeo Mecánico.	107
4.2 EVALUACIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APROPIADO PARA EL CAMPO.....	109
4.2.1 Evaluación cuantitativa de los sistemas de levantamiento.....	109
4.2.1.1 Asignación de porcentaje a las variables de evaluación.....	111
4.2.2 Aplicación metodología de selección de SLA.	113
4.2.2.1 Información requerida.	114
4.2.2.2 Resultados.	115
4.2.3 Selección sistema BES.....	116
4.2.4 Selección sistema bombeo mecánico.....	117
4.2.5 Selección sistema de levantamiento para pozos horizontales.....	118
4.2.6 Resultado del uso de la metodología de selección.....	119
4.3 PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO MARCELLUS	121
4.3.1 Arenamiento.....	121

4.3.1.1 Ventajas del Liner con Mallas Pre empacadas:	124
4.3.2 Desgaste de Varillas.	126
4.3.3 Producción.	127
5. CONCLUSIONES	129
6. RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	133

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Flujo de trabajo de la planeación de un pozo horizontal	30
Figura 2. Secciones de un pozo horizontal, dos curvaturas.....	31
Figura 3. Fases de un pozo horizontal, una curvatura	32
Figura 4. Columna estratigráfica campo Marcellus	43
Figura 5. Sección estratigráfica campo Marcellus.....	44
Figura 6. Sección estructural cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	45
Figura 7. Completamiento típico pozos verticales en Campo Marcellus.....	51
Figura 8. Estado mecánico típico pozo horizontal en Campo Marcellus.....	52
Figura 9. Partes estructurales unidad de bombeo Campo Marcellus.....	55
Figura 10. Elementos estructurales cabeza de pozo Campo Marcellus	56
Figura 11. Mecanismo de funcionamiento bomba de subsuelo	57
Figura 12. Ciclo de funcionamiento Bombeo mecánico	59
Figura 13. Horas y servicios acumuladas por equipo según tipo de pozo	61
Figura 14. Horas acumuladas por servicio según tipo de pozo	62
Figura 15. Historial de producción campo Marcellus	70
Figura 16. Historial de producción según tipo de pozo de campo Marcellus	71
Figura 17. Tasa de Barriles por día promedio obtenidos según tipo de pozo	74
Figura 18. Relación barriles / MMBTU inyectado.....	76
Figura 19. Petróleo acumulado según tipo de pozo en campo Marcellus.....	77
Figura 20. Comportamiento de producción del campo Marcellus	79
Figura 21. Declinación de la producción pozos Verticales.....	87
Figura 22. Declinación de la producción pozos Horizontales.....	89
Figura 22. Liner con mallas Pre empacadas o Pre packs.....	125

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Comparativo referente al grado de dificultad entre pozos horizontales y verticales.....	26
Tabla 2. Ventajas y desventajas de la perforación vertical.	27
Tabla 3. Información de pozos campo Marcellus.....	47
Tabla 4. Características del yacimiento	47
Tabla 5. Propiedades del fluido.....	48
Tabla 6. Contaminantes del crudo campo Marcellus	48
Tabla 7. Producción en frío de los pozos horizontales en campo Marcellus.	64
Tabla 8. Producción en frío pozos verticales campo Marcellus.	65
Tabla 9. Producción en caliente pozos horizontales campo Marcellus	67
Tabla 10. Producción en caliente pozos verticales campo Marcellus	67
Tabla 11. Producción promedio mensual obtenida por año en los pozos verticales.	71
Tabla 12. Producción promedio mensual por año obtenida en pozos horizontales	73
Tabla 13. Barriles de crudo día según tipo de pozo.....	74
Tabla 14. Producción en frío Vs Producción en caliente	75
Tabla 15. Relación barril obtenido por MMBTU inyectado	76
Tabla 16. Inversión inicial	80
Tabla 17. Barriles evaporados de agua para la inyección de vapor Pozos Verticales en campo Marcellus.	81
Tabla 18. Barriles evaporados de agua para la inyección de vapor Pozos Horizontales en campo Marcellus	82
Tabla 19. Costo asociado a la producción de vapor Campo Marcellus	83

Tabla 20. Precio de venta de crudo para cada año del estudio.	83
Tabla 21. Producción promedio mensual obtenida por año en los pozos verticales.	86
Tabla 22. Barriles promedio de diferencia por año Pozos Verticales.....	88
Tabla 23. Producción promedio mensual obtenida por año en los Pozos Horizontales.....	88
Tabla 24. Barriles promedio de diferencia por año Pozos Horizontales.....	90
Tabla 25. Flujo de caja de los egresos obtenidos a causa de la operación de los pozos	92
Tabla 26. Flujo de caja de los ingresos percibidos por la compañía operadora. ...	93
Tabla 27. Resultado evaluación financiera pozos horizontales.....	95
Tabla 28. Resultado evaluación financiera pozos verticales.....	95
Tabla 29. Características de yacimiento, producción y rango de uso de método de levantamiento por bombeo electro sumergible.	99
Tabla 30. Características de las propiedades de fluido producidos por bombeo electro sumergible.....	100
Tabla 31. Características de las facilidades para uso de bombeo electro sumergible	101
Tabla 32. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas lift.....	102
Tabla 33. Características de las propiedades de los fluidos producidos para gas lift	103
Tabla 34. Características de las facilidades de superficie para gas lift.....	103
Tabla 35. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo hidráulico.	104
Tabla 36. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo por cavidades progresivas	105
Tabla 37. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.	107
Tabla 38. Características de los fluidos para Bombeo mecánico.....	108
Tabla 39. Rangos de puntuación establecidos	109

Tabla 40. Parámetros de evaluación.	110
Tabla 41. Propiedades de crudo campo Marcellus.	113
Tabla 42. Propiedades promedio del campo Marcellus, para desarrollo por medio de pozos convencionales.....	114
Tabla 43. Resultado comparación variables de influencia para la selección de sistema de levantamiento	115
Tabla 44. Propiedades promedio del campo Marcellus, para desarrollo por medio de pozos horizontales.	118
Tabla 45. Resultado comparación variables de influencia para la selección de sistema de levantamiento	119
Tabla 46. Tipos de liner para pozos térmicos	122

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO COMPARATIVO, TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES PARA POTENCIAR EL DESARROLLO DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO*

AUTOR: ANA MARÍA SALCEDO Y JADER ANDRES PELAEZ**

PALABRAS CLAVE: Factibilidad, Perforación, Pozos Verticales, Pozos Horizontales, Costos

Descripción

Dentro de la industria petrolera el desarrollo de tecnología y optimización de procesos es un campo de suma importancia, es por esto que la elección y diseño del tipo de pozo que se va a ejecutar en el desarrollo de un campo de crudo es realmente importante con el fin de obtener los índices de producción esperados y las rentabilidades estimadas bajo costos de producción reducidos y que permitan llevar a cabo procesos a largo plazo, es por esto que se hace necesario de una planeación que permita determinar el tipo de pozo que resulte más productivo para el tipo de campo en desarrollo y que se ajuste adecuadamente a las características que posee el yacimiento.

Es así que se hace inicialmente una revisión y descripción del comportamiento de la producción para los tipos de pozo ejecutados en el campo de estudio, para ello se analizara las tasas de producción de crudo y la influencia del tipo de perforación y completamiento del pozo sobre la producción del mismo, se identifica los servicios a pozos que más se realizan en campo ya que indirectamente permiten identificar los factores que tienen influencia en el comportamiento de la producción, para así, desde el ámbito económico lograr determinar el tipo de pozo más ventajoso para el desarrollo del campo en estudio.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Emiliano Ariza León, Doctor en Ingeniería Química. Codirector: Edgar Alexander Garzón Navarro, Ingeniero en Petróleos

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE, TECHNICAL-ECONOMIC STUDY BETWEEN VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS TO PROMOTE THE DEVELOPMENT OF A HEAVY CRUDE FIELD*

AUTHOR: ANA MARÍA SALCEDO, JADER ANDRES PELAEZ**

KEY WORDS: Feasibility, Drilling, Vertical Wells, Horizontal Wells, Costs

Description

Within the oil industry the development of technology and process optimization is a field of utmost importance, that is why the choice and design of the type of well to be executed in the development of an oil field is really important in order to obtain the expected production rates and estimated profitability under reduced production costs and that allow carrying out long-term processes, that is why it is necessary to plan in order to determine the type of well that is more productive for the type of field under development and that fits properly to the characteristics of the reservoir.

Thus, initially a review and description of the production behavior for the types of wells executed in the field of study is made, for this purpose the crude oil production rates and the influence of the type of drilling and completion of the well on its production will be analyzed, the services to wells that are most performed in the field are identified, since they indirectly allow identifying the factors that influence the production behavior, in order to determine the most advantageous type of well for the development of the field under study from the economic point of view.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Emiliano Ariza León, Doctor in Chemical Engineering. Co-director: Edgar Alexander Garzón Navarro, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

El éxito de una perforación depende en gran medida de la planeación del mismo, es por esto que un estudio de correlaciones entre pozos ya ejecutados es muy importante para el diseño de un nuevo pozo de desarrollo, es así que una revisión de los pozos ya perforados en un campo es muy útil al momento de seleccionar el tipo de pozo que se desea ejecutar para la continuación del desarrollo de un campo, de tal manera que se hace necesario de una revisión del historial de tasas de producción que han tenidos los pozos ya existentes, además del tipo que completamiento se implementó y por ultimo las utilidades adquiridas gracias a estos, es por esto que al estimar tanto tasas de producción como los beneficios económicos de un pozo, estos no llegan a ser los más esperados a causa de un análisis integral comparativo de los ya existentes.

Hoy en día se ha llegado a determinar que los pozos horizontales pueden llegar a drenar un volumen mayor que los pozos verticales, por lo cual generar una reducción en la cantidad de pozos en proyectos de desarrollo y evita problemas como la conificación de gas y agua, para así obtener tasas de producción mayores a los pozos verticales, es por esto que la metodología de desarrollo de un campo de crudo va a ser la que determine qué tan fructífera va a ser la explotación de hidrocarburos en dicho campo, pero la ejecución de cada tipo de pozo no genera resultados iguales para cada campo, es por esto que se hace necesario de un estudio tanto técnico como económico para lograr determinar el pozo más ventajoso para el proyecto.

A causa de lo anterior, nace el propósito de desarrollar el presente trabajo, con el fin de estudiar qué tipo de pozo va a ser el de mejores resultados para el desarrollo de un campo específico de estudio, con el objetivo de evaluar tanto financieramente como técnicamente la mejor metodología de desarrollo del mismo y así mejorar la

productividad del mismo campo y evitar sobrecostos innecesarios dentro del proyecto. Para dar inicio con el trabajo de investigación, se procedió a recopilar de la base de datos el comportamiento de su producción durante toda su vida productiva, junto con esto, los servicios más comunes que se realizan a los pozos logrando a su vez identificar cuáles son los problemas que se dan en este campo, para que finalmente con la ayuda de los índices para evaluar proyectos como el TIR y el VPN utilizados en el estudio, determinar cuál es el tipo de pozo más beneficioso en el campo. Durante la lectura del presente trabajo se podrá encontrar inicialmente en el capítulo 1, lo relacionado a las generalidades de la perforación y producción de pozos, las características de los tipos de pozos tanto verticales como horizontales, los sistemas de levantamiento artificial mencionando ventajas y desventajas de cada uno, para así, abrirle paso a todo lo relacionado con el campo estudio como lo es su ubicación, geología estructural y estratigráfica, se menciona el bombeo mecánico puesto que es utilizado en campo junto con los estados mecánicos típicos para los pozos verticales y horizontales, toda esta información se encuentra en el capítulo 2. Para el capítulo 3, se muestra el análisis de la producción del campo, como ha sido el aporte de los pozos verticales contra los pozos horizontales, el procedimiento que se llevó a cabo durante la evaluación financiera, para que finalmente, en el capítulo 4, se encontrara todo lo relacionado a cómo sería el sistema de levantamiento artificial más apropiado para el campo y la propuesta que se planteó para el mejoramiento de producción en campo estudio. Es importante aclarar, que el campo recibe este nombre de "MARCELLUS" por cuestiones de confidencialidad.

1. GENERALIDADES DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS

Debido a que el petróleo es uno de los recursos más importantes en el mundo por las características que posee de las cuales se permite obtener diversos productos gracias a sus derivados, para poder llegar a él, es necesario de dos etapas en la industria del petróleo que son la perforación y producción de pozos. La perforación es el proceso de construir un hoyo en el subsuelo para explorar y/o extraer recursos naturales tales como agua, gas o petróleo, se pueden tener pozos exploratorios los cuales confirman la existencia de los hidrocarburos en el subsuelo y a su vez el pozo exploratorio se puede adecuar para ponerlo en producción. La producción de pozos se encarga del control y manejo de los hidrocarburos del yacimiento a las áreas de comercialización, así como el ritmo de explotación, diseño de facilidades de superficie y la optimización de los pozos para que se realice de manera ordenada y planificada, los pozos se adecuan para que estos no presenten problemas asociados a taponamiento por arena, mantengan la presión, protejan el ambiente en superficie y en acuíferos cercanos al pozo. A continuación, se mencionarán generalidades de pozos verticales y horizontales:

1.1 POZOS VERTICALES

1.1.1 Perforación convencional (Pozos verticales). Con la llegada de la revolución industrial, un mercado mundial altamente competitivo y constantes avances tecnológicos, han hecho que el desarrollo económico de los países esté girando en torno a la disponibilidad energía de cada uno, a causa de ellos, los países ricos en recursos energéticos se ha convertido en piezas claves para el desarrollo de la humanidad, es así, que el mundo se ha visto en la necesidad de establecer un portafolio más amplio de proyectos de explotación de recursos energéticos y

diversos, para ello, la tendencia del desarrollo de yacimientos de crudos pesados y extra pesados ha sido un atractivo muy importante para satisfacer la demanda energética mundial, siendo así el desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación rentable de estos, una tarea realmente importante.

Los yacimientos de crudo pesado en la actualidad se han convertido en un recurso sumamente importante a causa de que son una de las principales fuentes de adquisición de energía en la actualidad, representando alrededor de 70% de las reservas de crudo a nivel mundial, según ANH,2019¹. Siendo así Colombia uno de los mayores interesados en la explotación de este tipo de yacimientos, contando con unas reservas probadas de 2.036 millones de barriles a 2019, según Ministerio de minas y energía², en crudo mayormente pesado, es por esto, que con la necesidad de desarrollar campos en efecto más rentables y además que mantengan un equilibrio de producción y faciliten la incorporación de reservas, se han venido evolucionando las tecnologías para la explotación de estos, adelantando el avance de las prácticas de perforación más amigables y efectivas, para el aumento de producción de estos yacimientos, por lo tanto, el avance tecnológico de las técnicas de perforación de pozos verticales, direccionales y horizontales ha sido un foco muy valioso para lograr sustancialmente un aumento de rentabilidades de producción, además de cuidado a la formación y al personal que desarrolla estas actividades.

1.1.1.1 Pozos petroleros. El desarrollo de pozos petroleros es la única opción que se tiene como recurso para lograr establecer la existencia rotunda de hidrocarburos en el subsuelo terrestre, donde la investigación sísmica y geológica proponen posibles localizaciones de depósitos de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo petrolero la única manera de establecer la existencia real de estos.

¹ ANH. Presentación cifras de crudo pesado en Colombia. 2019

² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (Colombia). Reservas probadas de petróleo en Colombia. Bogotá. Disponible en: <https://bit.ly/2YqmpuS>

Siendo así, un pozo petrolero una obra ingenieril que permite poner en contacto yacimientos de hidrocarburos con la superficie, básicamente son perforaciones efectuadas en el subsuelo con brocas de diferentes diámetros y con revestimientos a distintas profundidades, para lograr la prospección y explotación de yacimientos de hidrocarburos.

1.1.1.2 Clasificación de pozos petroleros. La clasificación de pozos petroleros se ha visto definida por la función por la cual se han construido estos, es por esto que se establecen los siguientes tipos según su función.

- Por su objetivo: Sondeo estratigráfico, exploratorios, delimitador, desarrollo.
- Por su trayectoria: Verticales, horizontales, direccionales, multilaterales y de alcance extendido.
- Por su función: Productor, inyector, letrina, alivio.
- Por su ubicación: Terrestre, marino aguas someras, marino aguas profundas y La cumbre.

En consecuencia, con el objetivo principal de esta investigación se establecen definiciones conceptuales de diferentes terminologías técnicas para facilitar la comprensión de posteriores análisis.

1.1.1.3 Pozos verticales. Los pozos verticales se definen como estructuras ingenieriles que permiten la conexión entre el yacimiento de hidrocarburos y la superficie, a través de una trayectoria aproximadamente vertical, a causa de que la posibilidad de que sean totalmente verticales es nula, es por esto, que el desarrollo que pozos verticales se presenta como una operación que suele ser más desafiante que la perforación direccional.

Generalmente la perforación de pozos verticales tiende a desviarse, es decir, que no logran ser 100% verticales, a causa de la dificultad de mantener su dirección, es por esto que, según Escobar, et al (2013)³, los principales factores que influyen en el cambio de dirección de los pozos, son:

- ✓ Características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación
- ✓ Velocidad de rotación de la sarta
- ✓ Tipo de broca
- ✓ Peso de la sarta que se deja actuar sobre la broca, para que esta logre perforar la roca
- ✓ Tipo y características del fluido de perforación en uso, utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y el caudal de salida a través de las boquillas de la broca.

1.1.2 Tecnología de pozos verticales. En la búsqueda de nuevas tecnologías que faciliten la recuperación de mayores cantidades de hidrocarburos y la necesidad de optimizar los sistemas de explotación de los campos petroleros, la industria petrolífera se ha enfocado en el mejoramiento de las operaciones de perforación y desarrollo de los pozos, es por esto que con el tiempo se han generado tecnologías más eficientes de conexión de yacimiento con superficie, como lo han sido el desarrollo de pozos, Slim hole, direccionales, de alcance extendido, horizontales, entre otros, pero para lograr sacar el máximo provecho de estas tecnologías se hace necesario tener conocimiento de los parámetros adecuados para realizar operaciones más amigables sobre el yacimiento que reduzcan el daño a la formación, los costos de operación y ante todo que brinden una mayor seguridad para el personal de trabajo.

³ ESCOBAR, FREDDY Et al. Interpretation of pressure tests in hydraulically fractured wells in bi-zonal gas reservoirs. 2013.

A pesar de la existencias de nuevas tecnologías enfocadas al desarrollo de perforaciones de pozos petrolíferos, que teóricamente son más efectivas frente a al desarrollo de un campo, hay excepciones de aplicación, es por esto, que hay que seguir adelante con la optimización de procesos para lograr implementar tecnologías más avanzadas de perforación vertical, que a pesar de ser el método convencional, sigue presentándose en la actualidad como una técnica muy efectiva para lograr la explotación petrolífera, es por esto que se necesitan de minuciosos estudios para lograr cumplir con la elaboración de pozos de alta calidad, como lo son:

- Definición de los modelos geológicos del yacimiento, que se enfocan en la identificación y correlación de cuerpos rocosos objetivo, con el fin de lograr diseñar secciones estructurales y estratigráficas que logren cubrir el área de estudio para la perforación.
- Cálculos de presiones del yacimiento y además detección de acuíferos, si está presente.
- Identificación cartográfica de los cuerpos de arena y mapas isopacos estructurales, según Uribe (2012).
- Diseño de la perforación a realizar, teniendo en cuenta parámetros como lo son el tipo de rocas a perforar, la amplitud de alcance de perforación, los ángulos de desviación de trayectoria, la uniformidad del rumbo, el target-objetivo final de perforación, los posibles fluidos presentes en la operación y el tipo de equipo óptimo para la ejecución del plan.

1.1.3 Diseño de pozos. Las mejores operaciones de perforación se realizan cuando los diseños y planes de la operación son de alta calidad, definiendo de la mejor manera las óptimas direcciones del pozo a partir de parámetros geomecánicas, estructurales, estratigráfico, además operacionales, siguiendo los objetivos que conforman el programa de perforación de pozos de la forma más similar posible, para evitar incertidumbres operacionales a causa de situaciones no parametrizadas

en el diseño del pozo. Los programas de perforación deben incluir parámetros basados en el equipamiento específico y las experiencias anteriores, es común que durante la ejecución del programa de perforación se requieran de modificaciones a causa de eventualidades que indudablemente deben de tomarse en cuenta, normalmente esto genera niveles más altos de riesgo en la ejecución del plan, pero la mejor forma de afrontar estas situaciones es con la planeación a base de posibles situaciones adversas a la operación.

1.1.3.1 Generalidades. Dentro de esta sección son resumidos diferentes términos técnicos que facilitarán el entendimiento de diferentes estudios que se plasmarán en páginas posteriores. Las operaciones de perforación son muy similares para pozos de tipo vertical y horizontal, es por esto que los siguientes términos son colectivos y aplican para el análisis de ambos tipos de pozo.

1.1.3.2 Profundidad del pozo. La profundidad del pozo está definida por dos mediciones, la TVD (true vertical Depth) que hace referencia a la distancia vertical que existe entre un punto del pozo y un punto en la superficie, generalmente medido en la mesa rotaria. A su vez, una medida de profundidad del pozo es la MD (profundidad medida), que es la profundidad medida a lo largo del eje del pozo, equivalente a la profundidad perforada, es una medida utilizada para la medida del casing, y otras medidas de longitud dentro del pozo, esta puede ser igual o mayor a la TVD.

1.1.3.3 Drift del pozo. Se denomina como Drift a la inclinación del pozo, es el ángulo que se genera entre el eje del pozo y el eje vertical, con ambas líneas en el plano vertical.

1.1.3.4 Tool face. El tool face se considera como el componente horizontal de la dirección del pozo respecto de la broca y herramienta de perforación, es una definición importante para tener claro la dirección azimutal del pozo.

1.1.3.5 Hidráulica de la perforación. La hidráulica de la operación de perforación debe ser diseñada anterior a la ejecución del proyecto, para así lograr asegurar un adecuado volumen y presión de lodo que ejerce sobre la formación, para así tener al óptimo funcionamiento las turbinas o motores de fondo y además garantizar la remoción de recortes que se generan a lo largo de la operación y demás funciones del fluido de perforación. Los cálculos de diseño hidrostático deben ser a base de la presión hidrostática de la columna de lodo y otras presiones basadas en la profundidad vertical verdadera para pozos de alto ángulo. La profundidad medida generalmente es suficientemente exacta para un pozo vertical o direccionales de bajo ángulo, pero existen diferencias considerables entre la profundidad medida y la verdadera para el caso de pozos horizontales y direccionales de alto ángulo.

1.1.3.6 Información de referencia. La información de referencia o el historial de registro de operaciones anteriores son de suma importancia para el diseño y mejoras de futuras operaciones de perforación, es por esto por lo que es necesario obtener la información de operación y datos de otros pozos cercanos al área de estudio, así como revisar los historiales del pozo para un diseño de referencia y datos de operación, esta información debe tener problemas de construcción, control, ángulo de caída de la perforación y problemas de formación.

Otras fuentes de referencia muy importantes pueden ser los registros de proveedores de equipos, rendimiento de trabajadores, y la literatura publicada. La importancia de investigar registros anteriores y la planificación detallada no puede ser obviada para que la operación se logre cumplir de la forma más adecuada.

Es de suma importancia intentar simplificar el diseño tanto como sea posible, puesto que los registros de operaciones anteriores y procedimientos de perforación direccional y horizontal son muy útiles para garantizar la estabilidad del pozo, pero sigue siendo operaciones no rutinarias, puesto que cada ejecución diferente de pozo es única y con problemáticas propias que con frecuencia aumentan el riesgo

y los problemas de perforación vertical se incrementan con la perforación direccional y horizontal.

1.1.3.7 Estabilidad del pozo. La estabilidad de pozo se puede ver afectada a causa de diferentes parámetros como lo pueden ser las formaciones inestables, fracturadas, además de problemas con la adquisición de ángulo del pozo, para ello, se realizan cálculos especiales de geo mecánica del yacimiento para permitir un mejor control de la estabilidad del pozo y prevención de problemas relacionados con esta.

1.1.3.8 Riesgos y grado de dificultad. La ejecución de un pozo petrolero se ve intrínsecamente asociada a diferentes problemáticas de realización en dependencia con el tipo de pozo que se desee realizar, dentro de los cuales existen problemas operacionales como lo son: exceso de arrastre y momento de rotación, posibles pegas, problemas dentro de las formaciones o en el casing, rupturas, entre otros riesgos operacionales, es por esto que dentro del siguiente caso de referencia se presenta un agujero vertical localizado en la misma área que los pozos direccionales y horizontales y se catalogan los costos económicos y de riesgo entre los tres tipos de pozo.

Tabla 1. Comparativo referente al grado de dificultad entre pozos horizontales y verticales.

"Grado de dificultad" Direccional/ horizontal		
Clasificación	Grado de dificultad	Costo relativo (% sobre un vertical)
VERTICAL	Bajo	0
DIRECCIONAL		
Curva simple	bajo	25
Doble curva	bajo a medio	50
Complejo	medio	100

"Grado de dificultad" Direccional/ horizontal		
Clasificación	Grado de dificultad	Costo relativo (% sobre un vertical)
Alcance extendido	medio a alto	150
Alta angularidad	alto	200
inclinación	bajo a medio	50
HORIZONTAL		
radio corto	alto	200
radio medio	medio a alto	150
radio largo	alto	200

Fuente: SHORT, J. A. Introduction to Directional and Horizontal Drilling. PremWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma. 143-179. 1993. Modificado por los autores

1.1.4 Ventajas y desventajas de la perforación de pozos verticales

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la perforación vertical.

Ventajas de la perforación	Desventajas de la perforación
Presenta diseño sencillo a comparación de los otros	El equipo debe estar posicionado sobre el objetivo
Menor costo	
Requieren menos herramientas y equipo para su perforación	
Menor tiempo de perforación	

Fuente: SHORT, J. A. Introduction to Directional and Horizontal Drilling. PremWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma. 143-179. 1993. Modificado por los autores

1.2. POZOS HORIZONTALES

La perforación horizontal de los pozos es una de las aplicaciones más destacadas para lograr llegar al objetivo planteado, ya que la capacidad que tienen sus ejes de ser flexibles para rotar las barrenas de perforación, lograr desplazamiento horizontal, alcanzar mayores longitudes, más profunda, precisos, permitir inyección

de calor, entre otras, todo esto para impulsar las tasas de producción y los factores de recuperación. Por lo general, la mayoría de yacimientos de petróleo y gas son mucho más amplios que sus dimensiones horizontales en su vertical. El perforar un pozo que intercepta dicho depósito en paralelo a su plano, es decir, la perforación horizontal, necesita perforar una mayor longitud que con una perforación vertical convencional⁴

1.2.1 Características Pozos horizontales. Después de la ejecución de los pozos horizontales, estos adquieren características similares entre sí, las cuales pueden ser:

- La parte vertical inicial de un pozo horizontal, se perfora utilizando la misma técnica de perforación rotatoria que se utiliza para los pozos verticales.
- Su sarta de perforación consta de más tuberías, collares de perforación y el tipo de broca.
- Por lo general, la sección curvada tiene típicamente un radio de entre 100 y 120 metros.
- Un solo pozo horizontal puede drenar un volumen mayor que un pozo vertical.
- Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral, un pozo horizontal da una mejor oportunidad de encontrar los mejores puntos de extracción.
- Es esencial cuando se tiene yacimientos fracturados, yacimientos propensos a producción de arena y conificación de agua y gas.
- Estos pozos horizontales son los adecuados para reducir el número de localizaciones, para reducir costos en zonas donde requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma

⁴ OIL PRODUCTION, Diseño de la Perforación de Pozos, 2015. P. 144. Disponible en: <https://bit.ly/3bXKqSn>

marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

- Un pozo horizontal puede revertir o retrasar significativamente la aparición de problemas de producción que provocan tasas de producción bajas, baja eficiencia de extracción y/o abandono prematuro. La perforación horizontal puede mejorar significativamente la recuperación de petróleo y gas, así como el retorno de inversión y la rentabilidad total.

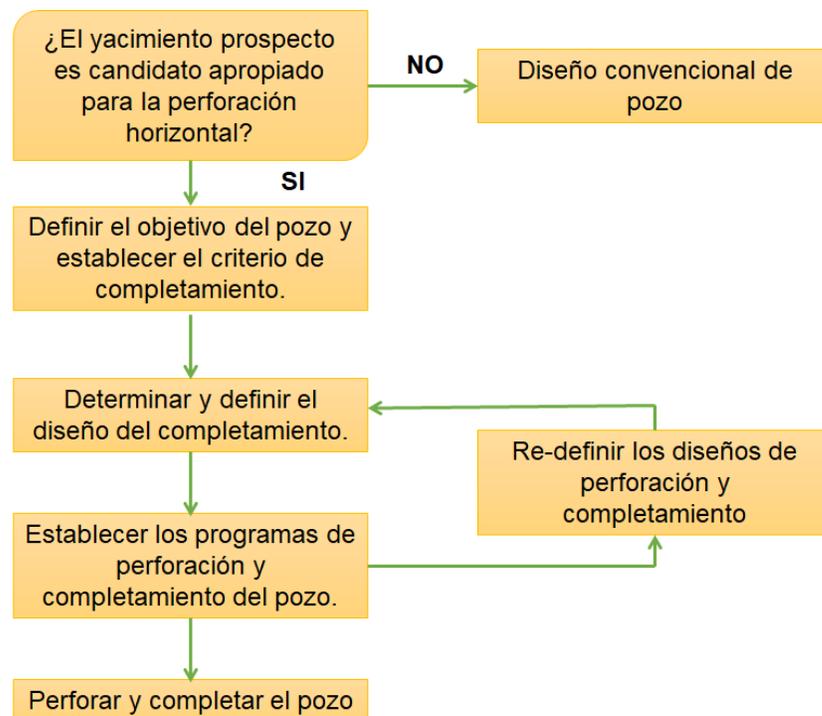
1.2.2 Tecnologías Pozos horizontales. Debido a los avances de la perforación horizontal, se deriva una nueva tecnología conocida como la perforación multilateral, enfocada en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento que han sido explotado con pozos convencionales (verticales). Para que esta tecnología sea exitosa, la planeación y construcción de este proyecto debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- 1. Identificación del potencial de la tecnología de multilaterales:** Esta fase preliminar incluye la identificación de como un pozo multilateral proveerá una mejora sobre el caso típico de desarrollo del yacimiento, se considera el análisis de curvas de declinación, sistemas de levantamiento artificial, beneficios potenciales, evaluación económica y simulación específica.
- 2. Requisitos del sistema:** Hace referencia al diseño de completamiento, requerimientos operaciones presión, temperatura y la necesidad de acceso al sistema.
- 3. Selección del sistema / propuesta técnica:** El objetivo de esta fase es confirmar el diseño previo de los pozos multilaterales para que puedan realizarse y cumplan con los requisitos, planificación direccional, requisitos del completamiento, costo operacional y análisis beneficio costo.
- 4. Operaciones:** Llevado a cabo el estudio de factibilidad, se procede a iniciar la programación detallada del proyecto de perforación.

5. Vida útil del pozo: Se analiza las posibles intervenciones que se llevaran a cabo a un futuro, por tanto, se debe dejar claro los riesgos que se pueden presentar para tener en cuenta los requerimientos futuros.

A continuación, se muestra un proceso iterativo⁵ para un buen procedimiento de planeación de un pozo horizontal.

Figura 1. Flujo de trabajo de la planeación de un pozo horizontal



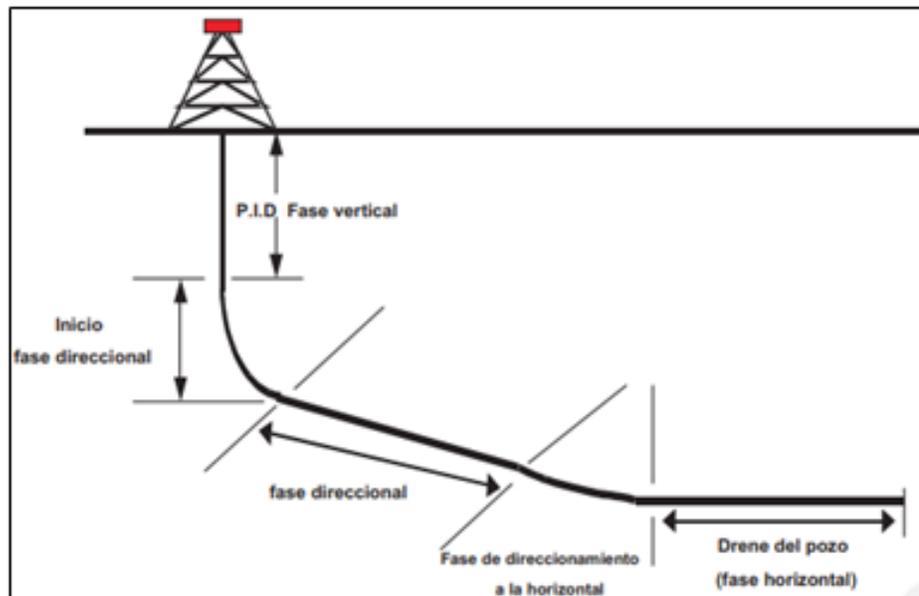
Fuente: OIL PRODUCTION, Diseño de la Perforación de Pozos, 2015. P. 147. Disponible en: <https://bit.ly/3bXKqSn>. Modificado por Autores

1.2.3 Tipos de pozos horizontales. Para el alcance del objetivo, la planeación se basa en tres fases:

⁵ OIL PRODUCTION, Diseño de la Perforación de Pozos, 2015. P. 147. Disponible en: <https://bit.ly/3bXKqSn>

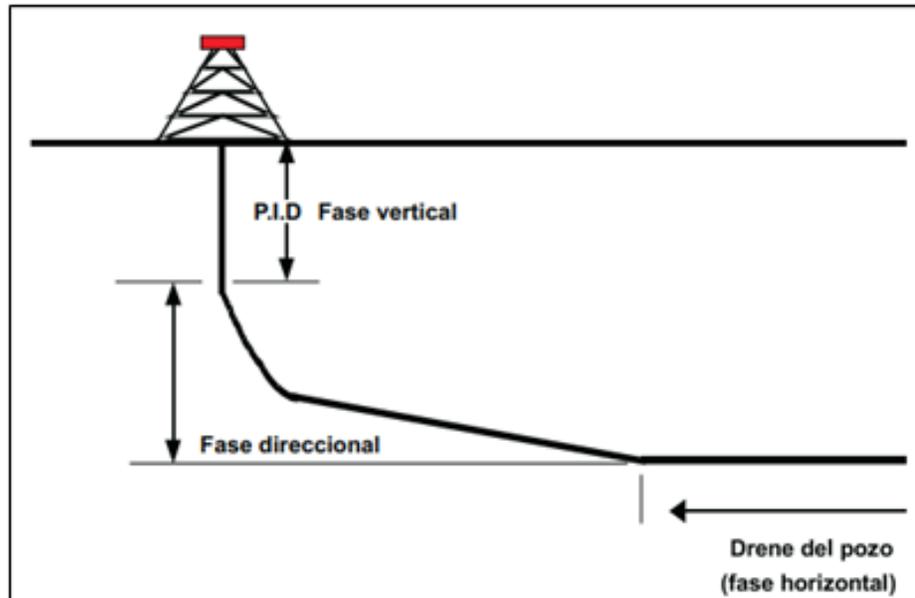
- ✓ Perforación vertical: desde la superficie, la perforación de los pozos horizontales se inicia con una fase vertical, así se tiene las condiciones específicas de salida hacia el objetivo.
- ✓ Perforación direccional (una y/o dos curvaturas): consiste en la construcción de una o dos curvas continuas a lo largo del agujero.
- ✓ Perforación del drene del pozo: con lo mencionado anteriormente, se deberá mantener la dirección óptima de la trayectoria, hasta lograr alcanzar el drene del agujero dentro del yacimiento. Es importante resaltar, que si sucede un cambio de la trayectoria del pozo debe gobernarse, así se minimizara problemas durante la perforación como limpieza del agujero, arrastre y torque, inestabilidad del agujero

Figura 2. Secciones de un pozo horizontal, dos curvaturas



Fuente: OIL PRODUCTION, Diseño de la Perforación de Pozos, 2015. P. 150. Disponible en: <https://bit.ly/3bXKqSn>.

Figura 3. Fases de un pozo horizontal, una curvatura



Fuente: OIL PRODUCTION, Diseño de la Perforación de Pozos, 2015. P. 150. Disponible en: <https://bit.ly/3bXKqSn>.

1.2.4 Clasificación de los Pozos horizontales. Los pozos horizontales se clasifican de acuerdo con su radio de curvatura⁶, longitud horizontal y tasa de incremento del ángulo:

1.2.4.1 Radio Ultra Corto

- Radio de curvatura entre 1 y 3 pies
- Ángulo de desviación entre 45 y 60 grados.
- Longitud de 100 a 200 pies.

⁶ RAMOS GUERRA, Daniel A, Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas. 2003, P. 27

1.2.4.2 Radio Corto

- Radio de curvatura de 20 a 40 pies.
- Ángulo de desviación de 2 a 5 grados por pie.
- Longitud de 300 a 800 pies

1.2.4.3 Radio medio

- Radio de curvatura entre 300 y 800 pies.
- Ángulo de desviación entre 8 y 35 `grados por cada 100 pies
- Longitud hasta 4000 pies.

1.2.4.4 Radio Largo

- Radio de curvatura entre 1000 y 3000 pies.
- Ángulo de desviación de 2 a 6 grados por cada 100 pies.
- Longitud entre 4000 y 6000 pies

1.2.5 Ventajas de los Pozos Horizontales. Para los pozos horizontales según estudios, presentan las siguientes ventajas:

- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces para una misma caída de presión.
- Aumentan la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
- Incrementan el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Dan la factibilidad de producir yacimientos en los que con pozos verticales no resulta económico su desarrollo.

- Aceleran el recobro debido a las altas tasas de producción, además de que se reduce el número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento. .
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.

Reducen la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos y producción de arena.

1.2.6 Desventajas de los Pozos horizontales. Para los pozos horizontales se han identificado las siguientes desventajas:

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo. En formaciones con producción de arena, las secciones onduladas pueden ser taponadas por acumulación de arena.
- Las opciones de recompletación son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo.
- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones hay un incremento del riesgo a presentarse problemas operacionales.

1.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

El presente capítulo, hace referencia a los sistemas de levantamiento artificial con sus características y equipos que lo componen. Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente

identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

De forma general, cuando la energía del yacimiento es insuficiente para llevar desde el subsuelo hasta superficie el fluido (gas, líquido o ambos), o la tasa de producción es inferior a la deseada, estos sistemas son el primer elemento al cual se recurre, ya que permiten suministrar la suficiente energía para mejorar niveles de producción de pozos.

Para la selección adecuada del sistema de levantamiento artificial se debe analizar las características del fluido que se encuentra en el yacimiento y como son las condiciones en el pozo, con el fin de lograr un mejor desempeño en la instalación del equipo tanto en superficie como en subsuelo. En campo, el fluido presenta características que lo hacen altamente viscoso y pesado, ($^{\circ}\text{API} < 11.5$).

1.3.1 Bombeo Mecánico. El bombeo mecánico es un grupo amplio de métodos de levantamiento artificial e involucra el empleo de una bomba instalada en el pozo para incrementar la presión. La bomba debe proporcionar una presión tal que supere la suma de las pérdidas de presión en el pozo. El bombeo mecánico utiliza una sarta de varillas con movimiento oscilante o giratorio respectivamente, que conectan la bomba ubicada en el pozo, con el mecanismo de impulsión colocado en superficie.

El bombeo mecánico, es el sistema de levantamiento artificial más utilizado alrededor del mundo con más del 80% de las instalaciones de levantamiento realizadas.

1.3.1.1 Ventajas Bombeo Mecánico

- Es un método de levantamiento muy conocido para el personal del campo.
- Las partes del sistema están disponibles rápidamente y son intercambiables en cualquier parte del mundo.
- El diseño de instalación es bastante sencillo y se puede realizar en campo.
- Es simple de operar.
- Bajo condiciones operacionales se puede utilizar hasta el ciclo final de la vida del pozo, es decir hasta el abandono.
- Posee una capacidad de extracción ajustable.

1.3.1.2 Desventajas Bombeo Mecánico

- La profundidad de bombeo es limitada, especialmente por la resistencia mecánica del material de la sarta de varillas.
- El gas libre presenta problemas por la disminución de la eficiencia de la bomba.
- No es muy recomendado en pozos desviados, debido a que la fricción de las piezas metálicas puede originar fallas mecánicas.
- La unidad de bombeo en superficie requiere de gran espacio y es muy pesada.

1.3.2 Bomba electro sumergible. Para la selección del sistema de bombeo electro sumergible (B.E.S) como sistema de levantamiento de un pozo es importante reunir las características específicas que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas y la presencia de arena de los fluidos producidos, puesto que son factores que afectaran la eficiencia del sistema. El sistema de bombeo electro sumergible, es un sistema de levantamiento que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargando este a una

determinada presión, este sistema de levantamiento ha demostrado ser eficiente y económico para la producción de crudos medianos y livianos.

El ensamble del sistema de bombeo electro sumergible permite trabajar bajo un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es generalmente exitosa cuando las condiciones son las adecuadas para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

1.3.2.1 Ventajas Bomba electro sumergible

- Permite el levantamiento de volúmenes altos de hasta 20000 BIs/día sin dificultad y a bajo costo
- Permite un aporte considerable de energía al fluido
- Eficiencias de hasta el 70%
- El sistema no se ve afectado por las desviaciones del pozo
- Tasas de producción altas
- No necesita de espacios grandes en superficie para el ensamble del mismo
- Permite la adquisición de datos de monitoreo del sistema
- Facilita la aplicación de tratamientos contra corrosión e inhibidores de escamas

1.3.2.2 Desventajas Bomba electro sumergible

- Es un sistema no tolerable a la arena de producción.
- No es práctico en pozos someros.
- Para el funcionamiento del sistema se necesita energía eléctrica a altos voltajes.
- Las unidades son costosas al momento de ser reemplazadas a causa de la declinación del yacimiento.
- Se requiere de Rig en caso de falla del sistema.
- Posibles fallas eléctricas asociadas al cable.

- Tolerancia limitada a altas temperaturas.

1.3.3 Sistema de levantamiento por Gas lift. El método de funcionamiento de este sistema de levantamiento es muy similar al flujo continuo que se lleva a cabo por flujo natural, con la diferencia que la relación de gas/líquido en la columna de fluidos es alterada por la inyección de gas al sistema, lo que ocasiona que la columna disminuya su peso, de tal forma que la energía del yacimiento va a resultar suficiente para levantar los líquidos de producción hasta la superficie.

Para un óptimo funcionamiento del sistema, es importante inyectar el gas lo más profundo posible, para lograr reducir el peso de la columna, además inyectarla tasa adecuada de gas, para que la fricción de la corriente de fluidos multifásico no logre anular la reducción de peso del sistema. Según Maggiolo, 2014⁷:

Para optimar la distribución de gas en los pozos asociados al sistema, es necesario utilizar algoritmos que permitan levantar tasas más altas de petróleo, debido a que la presencia de agua atenta contra la rentabilidad del sistema de levantamiento, a causa de que es más pesada que el petróleo y no contiene gas en solución para asistir al sistema de fluidos.

1.3.3.1 Ventajas Gas Lift

- Sistema con altos estándares de seguridad.
- Fallas en el sistema son generalmente solucionadas por medio de wireline.
- Alta tolerancia a los sólidos de producción, pero se pueden presentar altos daños por erosión en el sistema de tubería y árbol de navidad.
- Muy flexible a la hora de que sea necesario el cambio de sistema de levantamiento.
- No es problemático en pozos con empuje por gas.
- No es limitada su operación en pozos desviador.

⁷ MAGGIOLO, Ricardo. Gas lift básico. Maracaibo. 2004. P 20. ESP oil

- Requiere de poco espacio en superficie.

1.3.3.2 Desventajas Gas Lift:

- Es ineficiente en sistemas de bajos volúmenes de producción, a causa del costo de tratamiento del gas.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Si se utilizan presiones altas de inyección de gas puede generar problemas de seguridad.
- Requiere de tubings y casings más resistentes a causa de las altas presiones en el anular.
- Dificultades para el levantamiento de crudos muy pesados o emulsionados.
- Grandes posibilidades de formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere de monitoreo continuo.

1.3.4 Bombeo hidráulico tipo jet. El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet, es un mecanismo que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción, la bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo así energía del fluido motriz en energía potencial o presión a los fluidos producidos.

Este mecanismo de levantamiento no requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un mecanismo conformado por dos bombas, una en superficie que proporciona el fluido motriz y otra en fondo que permite la producción de fluidos de fondo de pozo, su mantenimiento es a bajo costo y con fácil implementación.

1.3.4.1 Ventajas Bombeo hidráulico tipo jet

- Flexibilidad en las tasas de producción.
- Es óptimo en pozos desviados.
- Puede bombear todo tipo de crudos.
- La bomba jet puede ser modificada de acuerdo con las tasas de producción cambiando el tamaño de boquilla y garganta.
- Apropiado para instalación de medidores de presión debido a la baja vibración.
- La bomba jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.

1.3.4.2 Desventajas Bombeo hidráulico tipo jet

- Requiere de alto caballaje.
- Necesita de altas presiones de fondo fluyente.
- Posee eficiencias bajas de alrededor de 26% al 33%.
- Mayor riesgo en las instalaciones de superficie a causa de la presencia de altas presiones.
- Rangos de producción bajos.
- Bueno para pozos de baja producción, menor a 200 BOPD.
- Se necesita de comunicación entre el tubing y el casing.
- En pozos con altas tasas de agua se necesita de la inyección de químicos. para romper emulsiones producidas por la jet.

1.3.5 Bombeo por cavidades progresivas. Las bombas de cavidades progresivas están conformadas por un rotor, el cual consiste de una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de bomba, hasta el extremo de descarga, lo cual genera un flujo

continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El estator está anclado a la tubería de producción, mientras que el rotor gira por el efecto del motor.

El tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas o sólidos en suspensión, así como también son ideales para manejar crudos pesados y extra pesados.

1.3.5.1 Ventajas bombeo por cavidades progresivas

- Alta tolerancia a los sólidos de producción.
- Gran eficiencia energética.
- Bajos costos capitales y de operación.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-liquido.
- Operación silenciosa e instalación sencilla.

1.3.5.2 Desventajas bombeo por cavidades progresivas

- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a las altas temperaturas.
- Se requiere unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No tiene tolerancia a fluidos ácidos.
- Difícil detección de fallas.

2. PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO MARCELLUS

En 2001 se inician trabajos de adquisición de sísmica para campo Marcellus, para el año 2004 se perfora primer pozo exploratorio Marc-1 con el fin de recopilar información estratigráfica y estructural. En el año 2006 se finalizan pruebas de producción para Marc-1 y a partir del año 2008 se inicia desarrollo del campo con la perforación de 15 pozos.

2.1 UBICACIÓN

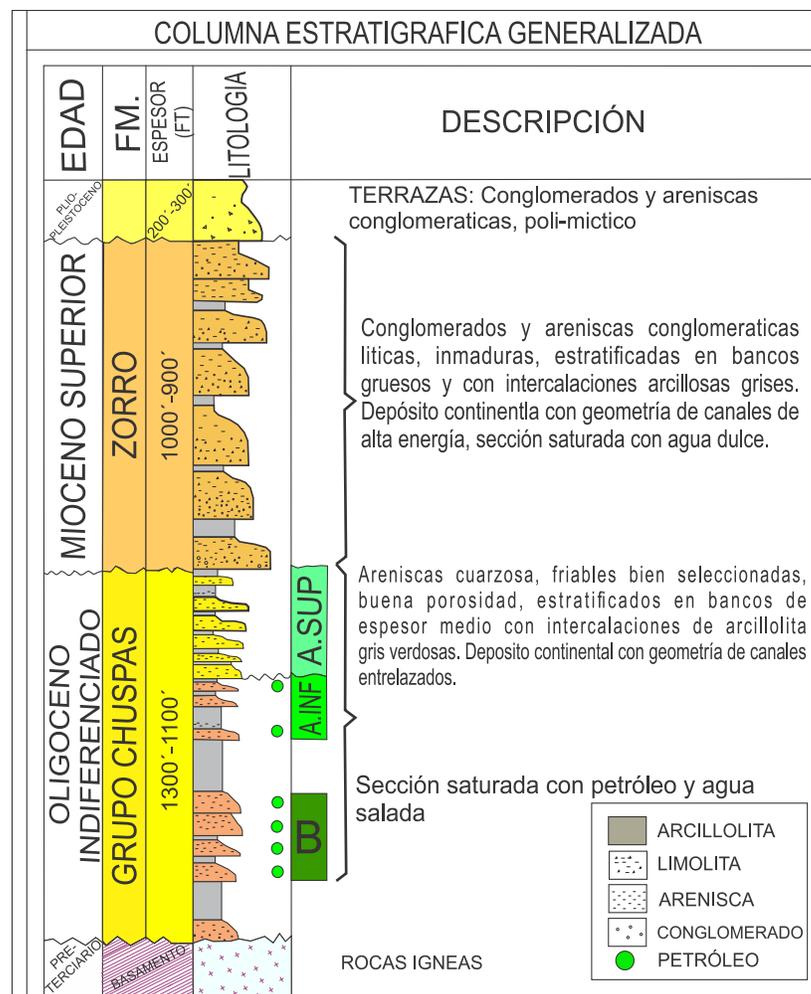
Campo Marcellus se encuentra ubicada entre las cordilleras Central y Oriental, su principal estructura está dada por un monoclinal con rumbo NW-SE, de buzamiento suave (2-3°), disectado por fallas de rumbo, destrales y siniéstrales, conformada por un basamento pre-terciario constituido por rocas metamórficas de origen sedimentario.

2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA

Sobre el basamento descansa discordantemente una secuencia sedimentaria compuesta por intercalaciones de arenas y arcillas, pertenecientes al Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado), la cual se encuentra saturada por aceite y agua salada. El Grupo Chuspas se divide, a su vez, en 3 zonas: A, B y C, diferenciadas por sus características petrofísicas y de fluidos.

En el Campo Marcellus, la mayor acumulación de hidrocarburos se encuentra en la zona A, donde las Arenas 9, 10, 11, 12 y 13 constituyen el principal reservorio, y por ello han sido objeto de la navegación de pozos horizontales. Las zonas B y C, por presentar manifestaciones muy pobres a regulares de hidrocarburos, se han considerado de menor interés dentro del campo. El espesor promedio es de 900 pies para el Campo Marcellus.

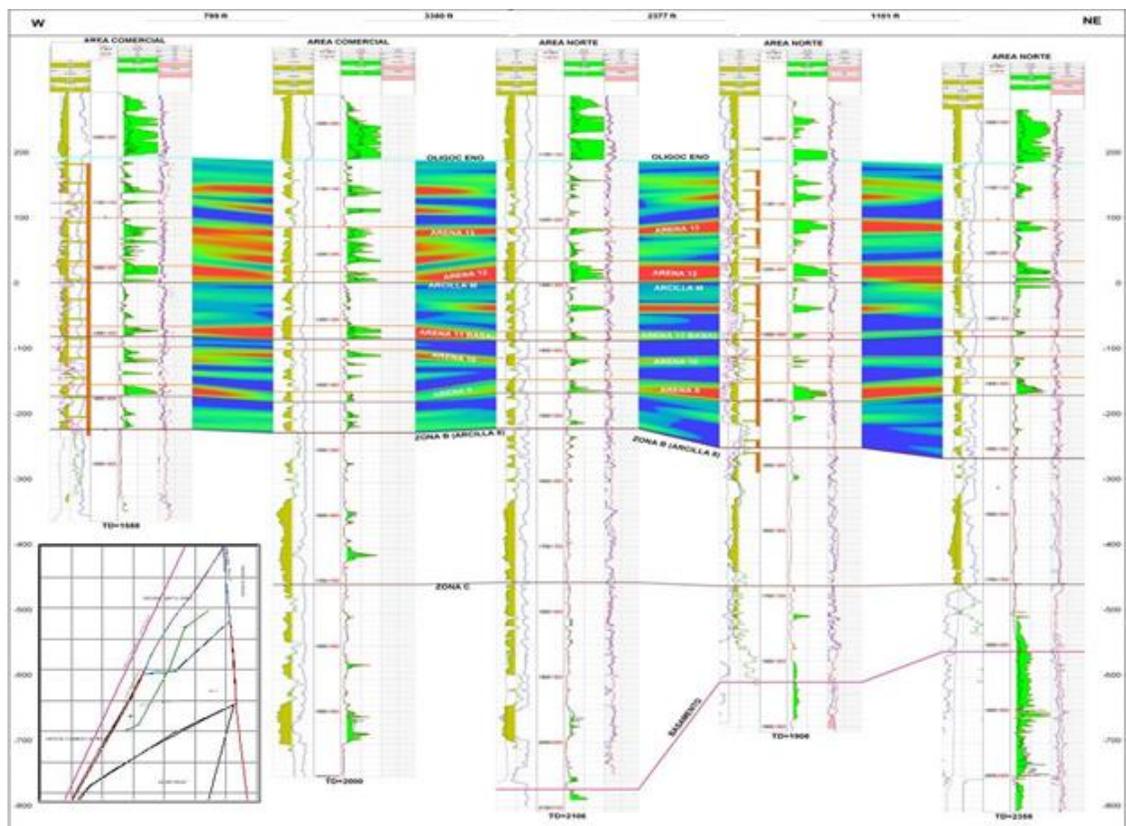
Figura 4. Columna estratigráfica campo Marcellus



Fuente: Departamento de producción, Campo Marcellus, modificado por autores

Esta secuencia se considera el principal reservorio de petróleo en Marcellus, evidenciado por sus propiedades petrofísicas, características de los fluidos y resultados de pruebas de producción. El Grupo Chuspas se dividió en tres zonas denominadas: Zona A, Zona B y Zona C, las cuales han sido diferenciadas y caracterizadas regionalmente de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, disposición estructural y estratigráfica. La zona A es de especial interés, debido a que en estas se presentan las mejores acumulaciones de hidrocarburos; en ella se ha identificado un marcador regional denominado “Arcilla M”. Las zonas B y C presentan acumulaciones de Hidrocarburos muy pobres.

Figura 5. Sección estratigráfica campo Marcellus

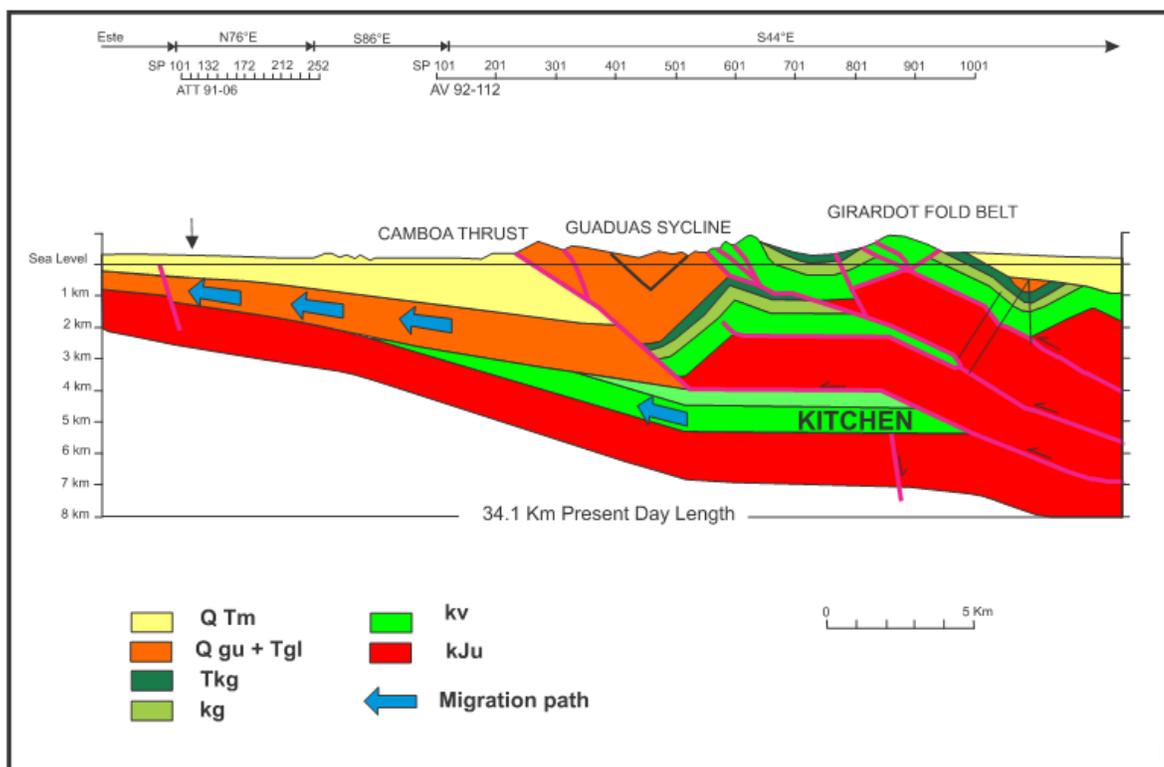


Fuente: Departamento de producción, Campo Marcellus, modificado por autores

2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En la Cuenca en el que se encuentra ubicado, sus principales rocas generadoras de hidrocarburos están constituidas por sedimentos ricos en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, hipersalinos y restringidos de la Formación La Luna, cuyo depositario tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en lo profundo de la cuenca, hacia el Este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado.

Figura 6. Sección estructural cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus, modificado por autores

2.3.1 Reservorios. Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas continentales, depositadas en ambiente de canales entrelazados a meándricos, edad Eoceno – Oligoceno. Las arenas son delgadas, alcanzando espesores máximos de 35 pies.

2.3.2 Sellos. Los sellos están constituidos por los diferentes estratos de arcillas que se hallan interestratificadas con las areniscas presentes en las unidades anotadas anteriormente; uno de estos sellos es la “Arcilla M”.

2.3.3 Trampas. El mecanismo de entrapamiento en Marcellus es principalmente de tipo estructural, conformado por un monoclinal fallado, el cual ha desarrollado una estructura cerrada en el bloque hundido de la falla de Cocorná, la cual limita la acumulación por el Oeste.

La existencia de una acumulación de hidrocarburos económicamente explotable dentro del Área Marcellus se evidenció con el Marc-1 y se ha demostrado ampliamente con el reciente desarrollo del Campo Marcellus. Los pozos direccionales perforados en Campo Marc-1 alcanzan profundidades entre 1450 y 1850 pies MD. En estos pozos, completados en el Oligoceno Indiferenciado, se presentan bien desarrolladas las arenas de Zona “A”.

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA

2.4.1 Composición litológica. Los yacimientos almacenadores de hidrocarburos pueden clasificarse como Arcosas Líticas a Subarcosas, con predominio de feldespatos de potasio, normalmente alterados a caolinitas, líticos de origen ígneo, de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomeráticas, pobremente

seleccionadas, con arcillas de origen detrítico y diagenético de composición esmectítica principalmente.

2.5 DATOS DEL CAMPO.

2.5.1 Información general de pozos

Tabla 3. Información de pozos campo Marcellus

INFORMACION POZOS	MARCELLUS
Pozos produciendo	141
Alto Corte de Agua	2
Candidato a Abandono	1
Arenado	2
Pozos abandonados	20

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus, modificado por autores

2.5.2 Información del yacimiento

Tabla 4. Características del yacimiento

PROPIEDAD	VALOR
Espesor Total	1050 ft
Espesor Neto	215 ft
Buzamiento	4o al Oriente
Profundidad Vertical Promedio	1365 ft
Presión Inicial	875 psi a 1600 ft
Presión Actual	300 psi a 1600 ft
Temperatura	105 0F a 1600 ft

PROPIEDAD	VALOR
Porosidad Promedio	28 %
Permeabilidad Promedio	800 md
Factor volumétrico de la Formación	1.04 Bbl/ STB
Mecanismo de producción	Acuífero activo

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus, modificado por autores

2.5.3 Información del fluido

Tabla 5. Propiedades del fluido

Propiedad	Valor
Gravedad (60°F)	11.5 API
Densidad (60°F)	985.75 Kg/m ³
Viscosidad (100°F)	13076.75 cSt
Viscosidad (122°F)	3687 cSt
Salinidad	44.23 lb/1000 Bls
Punto de inflamación	106 °C

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus, modificado por autores

2.5.4 Contaminantes del fluido

Tabla 6. Contaminantes del crudo campo Marcellus

Contaminante	Concentración	Contaminante	Concentración
Azufre	1.37%	Potasio	1 ppm
Nitrógeno	0.45%	Hierro	46.94 ppm
Carbón	81.6 %	Magnesio	10.88 ppm
Sodio	43.64 ppm	Vanadio	84.75 ppm
Níquel	67.92 ppm	Calcio	760.1 ppm
Silicio	3 ppm	H ₂ S	0 ppm

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus, modificado por autores

2.6 OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO CAMPO MARCELLUS

Para el desarrollo del campo Marcellus, se propone un escenario mixto entre pozos horizontales y verticales, para explotación de las reservas en sus zonas productoras. Por esta razón, se realizaron movimientos de tierras correspondiente para la instalación de las diferentes facilidades de producción y administrativas, por construcción de clúster y sus respectivas vías de acceso.

Las facilidades civiles dentro de clústeres incluyeron la construcción de contrapozos, placas de soporte del equipo de perforación con sus respectivos anclajes, bases para las unidades de bombeo, la cimentación para los tanques de fluidos de estimulación, la caseta del sistema eléctrico y las obras de drenaje.

2.6.1 Perforación. Las operaciones comienzan con la perforación de los pozos. En campo Marcellus las zonas productoras son bastante someras, en un rango menor a 2600 pies de profundidad, por tanto, las actividades de perforación se realizan en tiempos cortos, en promedio 14 días por pozo y no necesitan equipos grandes de perforación. En la etapa inicial de desarrollo del campo sólo se perforaron pozos verticales. En la actualidad se cuenta con algunos pozos que han sido perforados con pequeños ángulos de desviación. En las últimas fases de desarrollo del campo, aprovecharon las localizaciones de pozos existentes para realizar desde allí perforaciones de pozos direccionales.

2.6.2 Completamiento. El sistema de levantamiento usado desde las primeras etapas del desarrollo de los campos MARCELLUS es el Bombeo Mecánico.

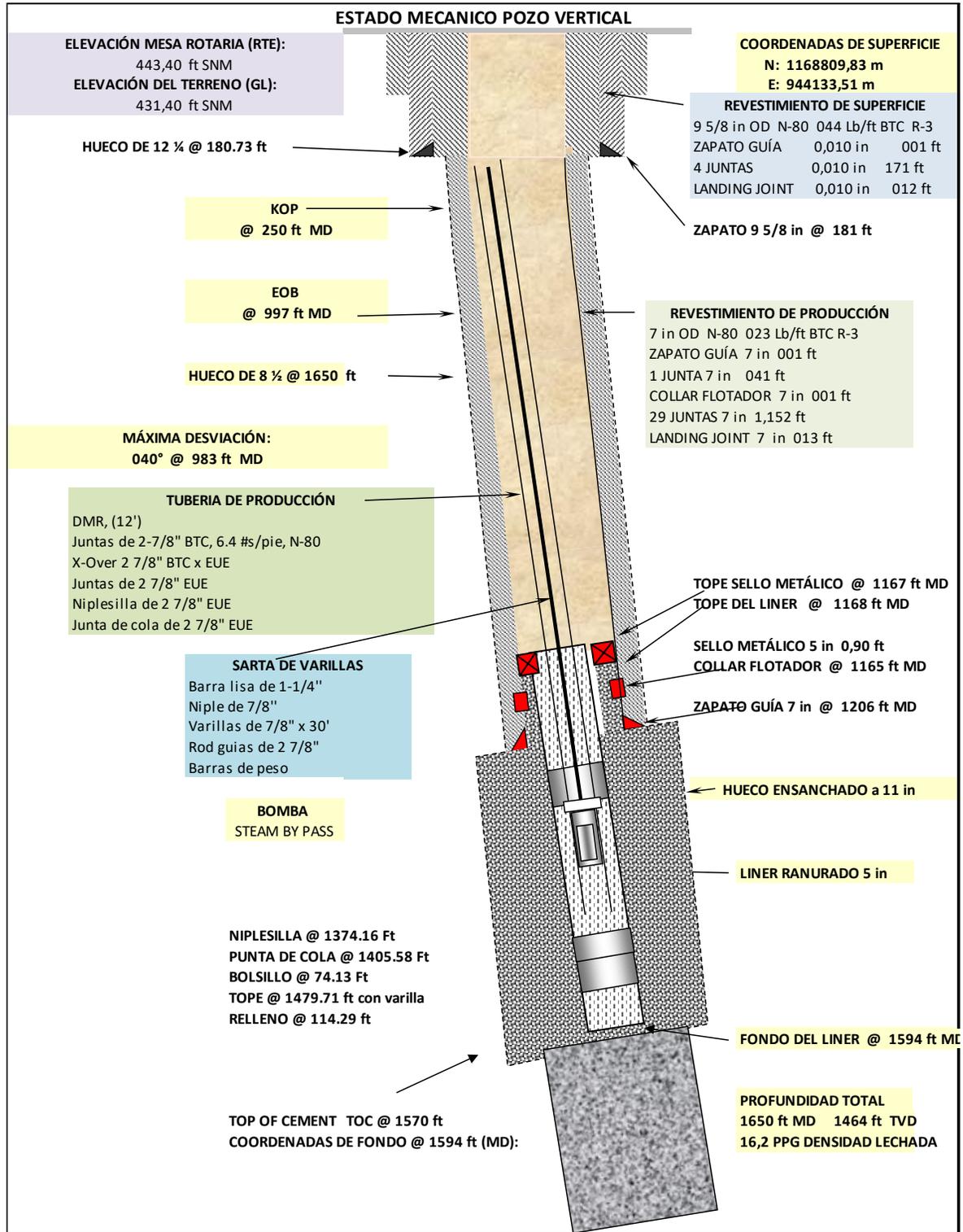
Para continuar con la explotación de hidrocarburos de manera controlada, segura y rentable, se realiza el diseño, selección e instalación de tuberías, empacadoras y demás herramientas para poner el pozo en producción.

Para este caso, en Marcellus se encuentran pozos tipo vertical (convencionales) y horizontal. Los pozos de tipo convencional igualmente serán perforados desde localizaciones multipozos, por ser un campo de crudo pesado, utilizan como método de recobro mejorado la inyección de vapor, de los cuales, los pozos son completados en su mayoría con liner ranurado o rejillas de 7" tipo "mesh rite" y/o "wiperape screen", empaquetados con grava en caso de usar completamiento de liner ranurado, mejorados mediante el uso de juntas térmicas de expansión, dispositivos para estimulaciones selectivas, entre otros, que garanticen una mayor vida de los pozos y, por ende, una explotación más costo-efectiva de las reservas drenadas a través de ellos.

En general, para los pozos convencionales se contempla un hueco superficial de 12 ¾" hasta una profundidad aproximada de 200 pies, en la cual se bajará revestimiento de 9 5/8" de 47.5 lbs/pie, rosca BTC, cementado hasta superficie. A partir de dicha profundidad se iniciará la desviación del pozo, perforando el hueco intermedio con broca de 8 ½" hasta profundidad final, punto en la cual el ángulo de desviación estará en el rango de los 25 – 45 grados. Se bajará revestimiento de 7", N80, de 26 lbs/pie, rosca BTC, hasta una profundidad a definir por registros y se cementará hasta superficie, es importante resaltar que a causa de que el método de recobro utilizado en el campo Marcellus es la inyección cíclica de vapor, se necesita que todos los accesorios y herramientas que van a conformar el estado mecánico del pozo tengan la resistencia y permitan funcionar altas eficiencias sometidos a altas temperaturas.

En la **Figura 7** se presenta el completamiento típico propuesto.

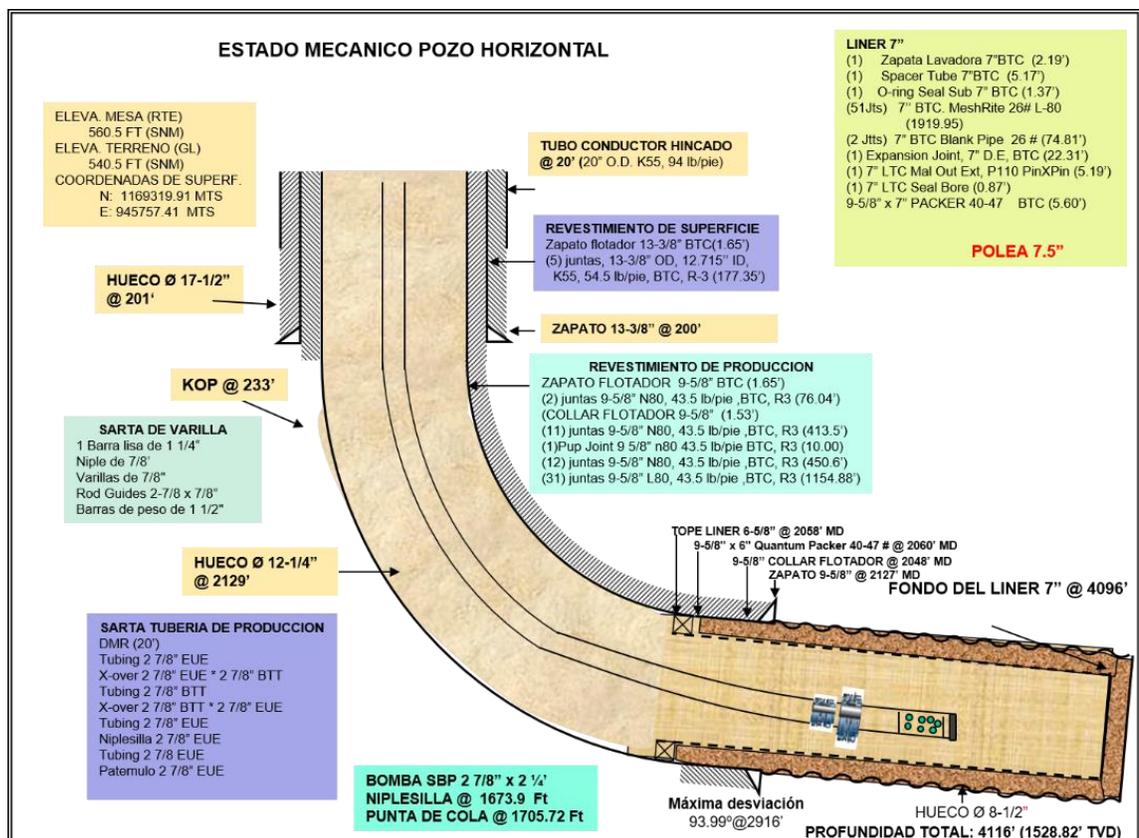
Figura 7. Completamiento típico pozos verticales en Campo Marcellus



Fuente: Departamento de producción, Campo Marcellus, modificado por autores.

Para el caso de los pozos horizontales, serán completados con revestimiento de superficie de 17 1/2" asentado a una profundidad aproximada de 300 pies y el revestimiento de producción de 9-5/8" desde la superficie hasta el tope de la formación objetivo (zapato ubicado en la arcilla supra yacente para compensar la tendencia de la formación a tumbar inclinación y garantizar mejor calidad de cemento). El revestimiento de superficie y el de producción deben ser cementados desde sus respectivos zapatos hasta superficie. El hueco en el intervalo de producción debe ser completado con mallas (screen liner) de 7". En la figura 8 se muestra el completamiento típico para los pozos horizontales.

Figura 8. Estado mecánico típico pozo horizontal en Campo Marcellus



Fuente. Departamento de producción campo Marcellus, modificado por autores

2.7 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

2.7.1 Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico. Tras la construcción de los pozos en el desarrollo de un campo es importante proceder a la instalación de un sistema de levantamiento artificial, pues generalmente la energía que proporciona el yacimiento al fluido es insuficiente para generar niveles de producción económicamente viables, es por esto que para el campo de estudio se va a realizar la descripción del sistema de levantamiento por bombeo mecánico a causa de que es el mecanismo más usado hasta el momento en el desarrollo del campo.

2.7.1.1 Generalidades. El bombeo mecánico es un grupo amplio de métodos de levantamiento artificial e involucra el empleo de una bomba instalada en el pozo para incrementar la presión. La bomba debe proporcionar una presión tal que supere la suma de las pérdidas de presión en el pozo.

Los métodos de bombeo se pueden clasificar según la forma como es impulsada la bomba en el pozo y según utilicen varillas o no, por ejemplo, el bombeo hidráulico y el sistema de levantamiento artificial con bomba electro sumergible, son formas de bombeo sin varillas. Por otro lado, se encuentran el bombeo mecánico y el levantamiento con bombas de cavidades progresivas, que utilizan una sarta de varillas con movimiento oscilante o giratorio respectivamente, que conectan la bomba ubicada en el pozo, con el mecanismo de impulsión colocado en superficie.

El bombeo mecánico, es el sistema de levantamiento artificial más utilizado alrededor del mundo con más del 80% de las instalaciones de levantamiento realizadas. Los componentes individuales del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico se dividen en dos grandes grupos: **Equipo de Superficie y Equipo de Fondo.**

2.7.1.2 Equipo de superficie. El equipo de superficie es el encargado de convertir el movimiento rotacional de motor disminuido mediante el reductor de velocidades, en un movimiento recíprocamente lineal vertical y soporta las cargas presentadas durante el ciclo de bombeo. El movimiento se transmite a la sarta de varillas la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo. El equipo de superficie consta de los siguientes elementos:

- **Motor:** Es el encargado de transmitir el movimiento a la unidad de bombeo, su potencia dependerá de la profundidad y características propias del pozo
- **Estructura:** Comprende la Base de la Unidad, el Poste Maestro y el Balancín.
- **Caja Reductora:** Su función es reducir la alta velocidad y bajo torque del motor a las revoluciones de trabajo y alto torque de la Unidad de Bombeo.
- **Guaya:** Sirve para unir el Cabezal con la Barra Lisa.
- **Contrapesas:** Sirven para balancear o contrarrestar el peso de las varillas más la columna de líquido.
- **Crank:** Recibe el movimiento rotatorio del eje de baja velocidad de la Caja Reductora.
- **Brazos o Bielas:** Transmiten el movimiento del Crank hacia la Barra Ecuilibradora.
- **Cojinetes:** (Central y Lateral), el primero transmite el movimiento entre el Poste Maestro y el Balancín y el segundo transmite el movimiento entre el Balancín y las Bielas a través de la Barra Ecuilibradora.
- **Cabezal:** Ubicado en uno de los extremos del balancín y mantiene la barra lisa verticalmente por medio de su curvatura que es un segmento de un círculo.
- **Águila:** Es un bloque de hierro que va unido a la guaya y de donde cuelga la barra lisa.
- **Freno:** Sirve para posicionar el balancín en un punto deseado después de quitar el movimiento que le imprime el motor a la unidad de bombeo.

- **Barra Lisa:** Se conecta siempre con la parte superior de sarta de varillas y consiste en una barra pulida, la cual hace sello con los empaques de la caja de empaques para que no ocurran escapes de crudo.
- **Caja de Empaques:** Es una conexión que se emboca en la T de producción y sirve para evitar escapes de crudo por el movimiento ascendente y descendente de la Barra Lisa.
- **T de producción:** Une la sarta del Tubing, la caja de empaques y la Línea de Flujo por donde viaja el crudo hacia la batería de producción.

Las principales partes estructurales de la unidad de bombeo se observan en la figura 9 y figura 10.

Figura 9. Partes estructurales unidad de bombeo Campo Marcellus

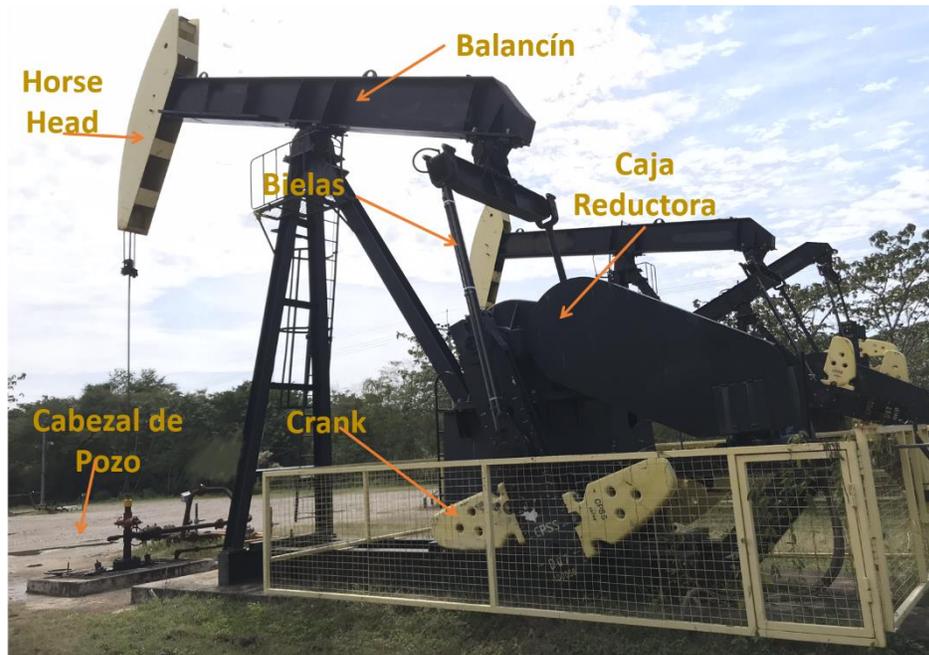
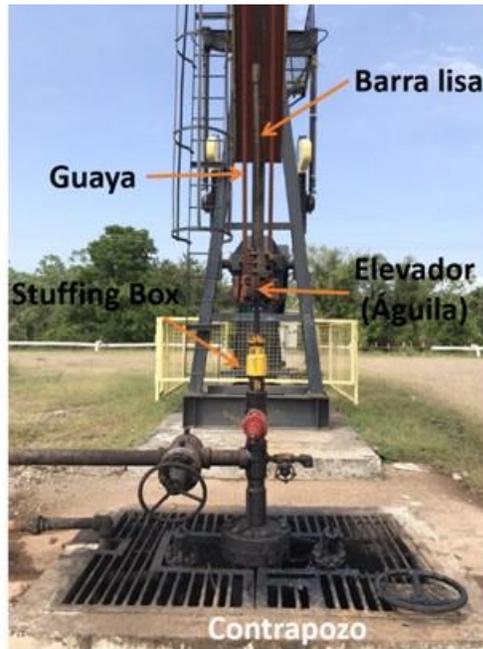


Figura 10. Elementos estructurales cabeza de pozo Campo Marcellus



2.7.1.3 Equipo de fondo. Los componentes del equipo de fondo de un sistema de bombeo mecánico son:

- **Sarta de Varillas**

La sarta de varillas es uno de los componentes más importantes, ya que permite la unión entre la unidad de bombeo de superficie y la bomba de subsuelo, además de esto, el comportamiento de la sarta puede generar impacto sobre la eficiencia del levantamiento del fluido, ya que si esta presenta fallas se tendría una pérdida significativa en la producción total.

La sarta de varillas está compuesta por varillas de succión individuales, conectadas unas con otras hasta alcanzar la profundidad requerida para bombeo. Estas por lo general son compuestas 100% de acero, algunas tienen combinaciones de acero y fibras de vidrio. También, se tienen grados K, C, o D según las especificaciones

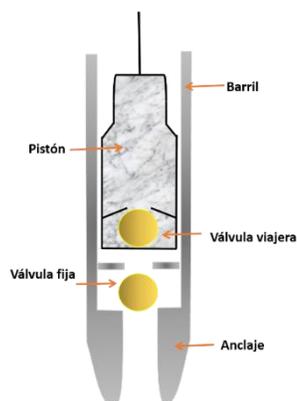
requeridas, la tensión que se necesita, ya que según el ambiente estas pueden soportar la corrosión. Por lo general, son de 25 a 30 pies de longitud, con diámetros que oscilan desde 1/2" a 1-1/8".

El número de varillas encontrado en los pozos oscila entre 66 y 70 varillas de 30 pies, dependiendo de la profundidad a la que se ubique la bomba dentro del pozo. También se adicionan algunas barras de peso de 1" con el fin de disminuir el fenómeno de flotabilidad de la sarta que se presenta cuando la viscosidad del crudo es muy alta, es decir cuando el pozo no se está inyectando.

- **Bomba de Subsuelo**

Por lo general, las bombas de subsuelo son de desplazamiento positivo del tipo recíprocante, permitiendo operar con fluidos viscosos, soportar altas presiones de descarga sin variar el flujo de bombeo. La función principal de las bombas de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección⁸ Las principales partes de la bomba son: Barril, pistón, válvula fija y válvula viajera:

Figura 11. Mecanismo de funcionamiento bomba de subsuelo



⁸ BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

El pistón es la parte móvil de la bomba y está directamente conectado a la sarta de varillas. Tiene en su interior la válvula viajera que durante el recorrido ascendente levanta el fluido contenido en la tubería de producción.

El barril es la parte estacionaria de la bomba y hace parte de la tubería de producción. En él se encuentra la válvula fija que permite el paso de los fluidos del pozo a la bomba.

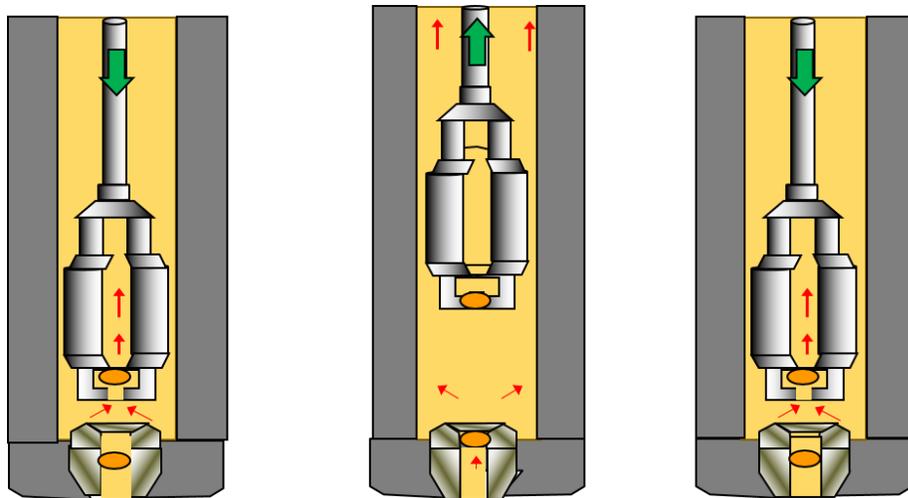
En este tipo de bombas, que manejan crudo pesado, el “Fit”, es decir el espacio entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno del barril debe ser mayor que en las bombas que manejan crudos convencionales, esto debido a que por la alta viscosidad del crudo se le debe permitir más espacio para que pueda entrar entre el pistón y el barril y lubricar esta superficie de contacto.

Respecto a la mejor manera de anclar la sarta de tubería de producción es usando un anclaje tipo “Tensión”. Este puede ser fijado a cualquier profundidad en el Revestimiento y no permite ningún movimiento hacia arriba. Su capacidad de sostenimiento es producto de la fuerza de tensión ejercida sobre la tubería de producción. Este tipo de anclaje reduce completamente el pandeo de la tubería de producción y adicionalmente los problemas asociados con esto.

2.7.1.4 Ciclo de Bombeo. Las bombas utilizadas en bombeo mecánico trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo. El ciclo de bombeo se basa en la diferencia de presiones que se crea en las carreras ascendentes y descendentes. Al comenzar el recorrido ascendente, el pistón se encuentra en su posición más baja, en este momento la válvula viajera se encuentra cerrada por la alta presión hidrostática que el fluido ejerce sobre ella.

El fluido contenido en el pistón encima de la válvula viajera es levantado hasta superficie. De esta manera disminuye la presión en el espacio que existe entre la válvula fija y la viajera, permitiendo así que la presión en la cara del pozo abra la válvula fija y pase el fluido al barril, hasta que la presión alcanzada en esta cavidad cierre la válvula fija. En este momento ha terminado la carrera ascendente y comienza la carrera descendente. La válvula viajera se abre debido a que la presión que ejerce el fluido por debajo de ella es mayor a la de la columna hidrostática que está por encima. El pistón continúa su carrera descendente mientras se va llenando para iniciar de nuevo el ciclo.

Figura 12. Ciclo de funcionamiento Bombeo mecánico



2.7.1.5 Ventajas y Desventajas Bombeo mecánico

Ventajas

- Es un método de levantamiento muy conocido para el personal del campo.
- Las partes del sistema están disponibles rápidamente y son intercambiables en cualquier parte del mundo

- El diseño de instalación es bastante sencillo y se puede realizar en campo
- Es simple de operar
- Bajo condiciones operacionales se puede utilizar hasta el ciclo final de la vida del pozo, es decir hasta el abandono.
- Posee una capacidad de extracción ajustable

Desventajas

- La profundidad de bombeo es limitada, especialmente por la resistencia mecánica del material de la sarta de varillas
- El Gas libre presenta problemas por la disminución de la eficiencia de la bomba
- No es muy recomendado en pozos desviados, debido a que la fricción de las piezas metálicas puede originar fallas mecánicas.
- La unidad de bombeo en superficie requiere de gran espacio y es muy pesada

Teniendo en cuenta la importancia del sistema de levantamiento como mecanismo para levantar crudo desde la formación a tasas determinadas de funcionamiento y que cada uno de los sistemas tiene un principio de funcionamiento diferente, es de suma importancia la identificación de la serie de características y rangos propios de operación, como una base para la correcta selección del mismo para determinado proyecto, es así que se enuncian los sistemas de levantamiento más usados en la cuenta del campo de estudio.

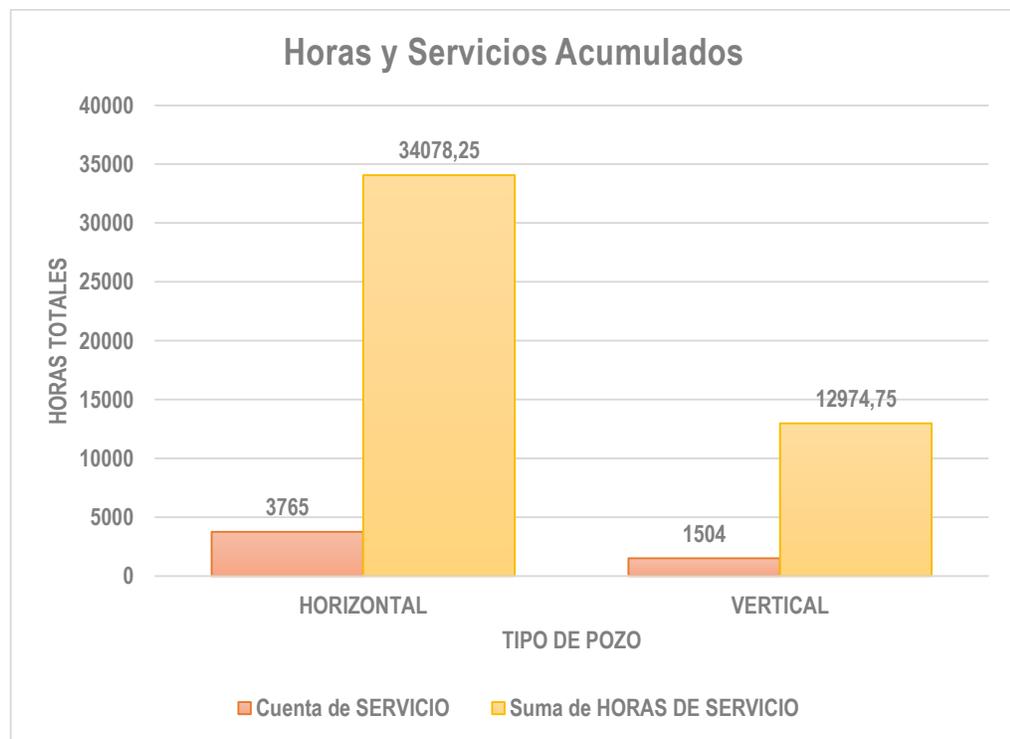
2.7.2 Problemas Presentados Durante La Producción. Debido a que el sistema de levantamiento artificial es bombeo mecánico, este método tiene tanto sus ventajas como desventajas de la cuales se destacan sus costos bajos de implementación, fácil análisis y diseño de las instalaciones.

Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo, puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia, consta de buena disponibilidad de bombas sub superficiales en

diferentes tamaños y materiales, su mantenimiento es relativamente bajo, es de larga vida y bajos costos para reparación de bombas, sin embargo, es susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba, en pozos desviados la fricción entre las varillas y la tubería puede producir fallas en el material. La unidad de superficie es pesada y se necesita mucho espacio para su instalación y no es acorde al medio ambiente.

Por lo general en el campo, se presentan en su mayoría servicios por cambios de bomba, cambio de barra lisa, varilla partida, flushing y debido a que se inyecta vapor, el que más se realiza es el servicio de pre inyección y post inyección. A continuación, se muestran la cantidad de horas empleadas, total de servicios en los pozos verticales y horizontales, y además las horas según cada servicio:

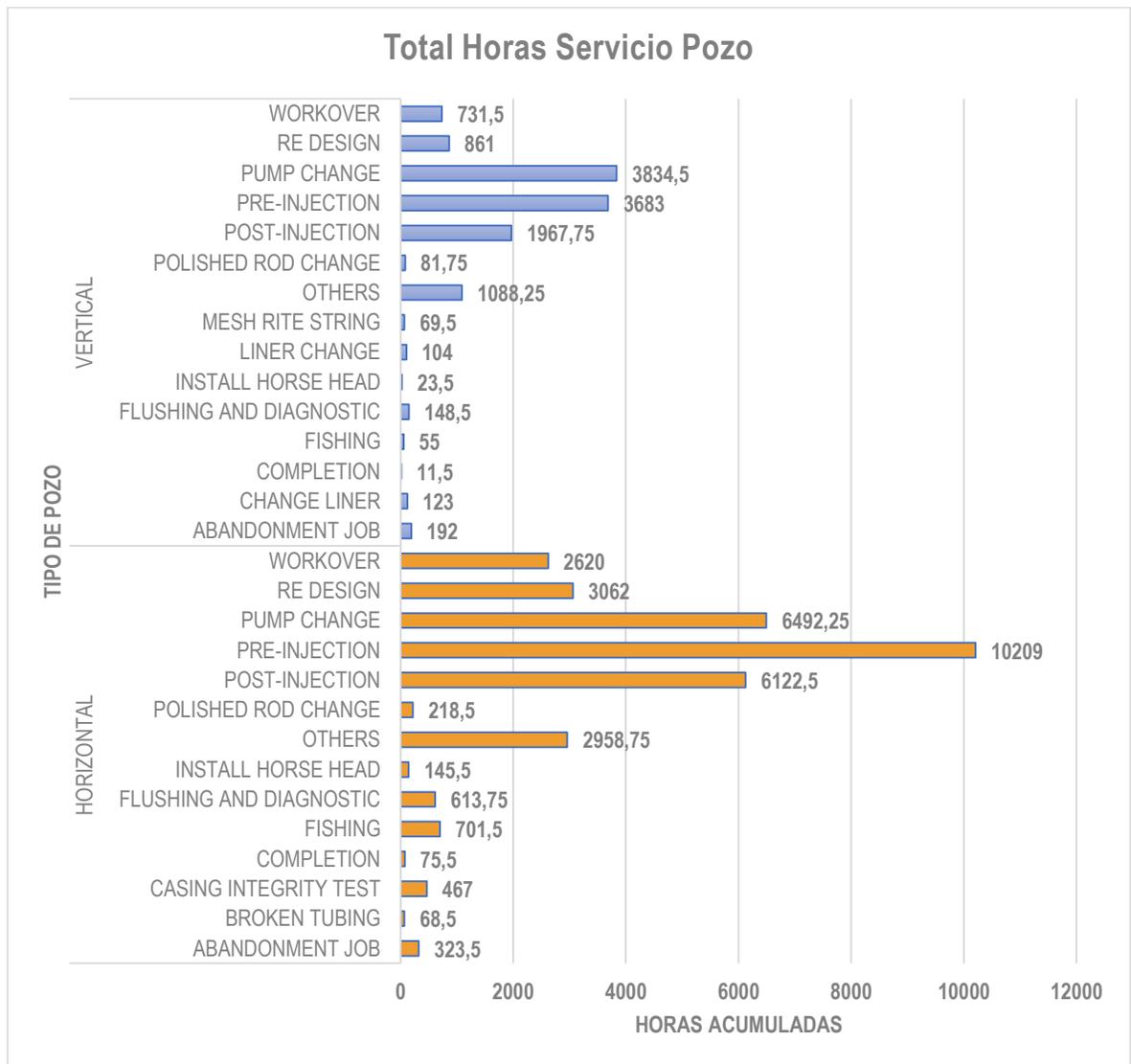
Figura 13. Horas y servicios acumuladas por equipo según tipo de pozo



Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

Los pozos verticales presentan un acumulado en horas de servicio de 12975 horas equivalentes a 1504 servicios totales, para los pozos horizontales se presenta un acumulado de 34078 horas equivalentes a 3765 servicios. Dentro de ese total para cada tipo de pozo, se muestra en la siguiente figura las horas correspondientes según los servicios:

Figura 14. Horas acumuladas por servicio según tipo de pozo



Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

Según la figura 14, los servicios que más se realizan en campo son los correspondientes a pre inyección, post inyección, cambio de bomba debido a que en general los pozos tienden a arenarse y por ende estas se taponan, además entre otros servicios se encuentran el cambio de varilla y tubería partida, en especial en los pozos horizontales debido a que ellos tienden a sufrir más desgaste que los verticales por el ángulo de desviación que poseen.

3. COMPORTAMIENTO DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES EN EL CAMPO MARCELLUS

El campo Marcellus, inicia su proceso de desarrollo con aproximadamente 12 a 15 pozos en el año 2008; en el año 2009, se consideró la perforación de 27 pozos horizontales dirigidos a navegar en los horizontes de Zona A superior (Arenas 9, 10, 11, 12 y 13) fundamentalmente y 1 pozo estratigráfico con miras a optimizar el horizonte de navegación. Por otra parte, se proyectó la perforación de 10 pozos adicionales de tipo convencional (vertical), ubicados estratégicamente en sectores que no alcanzarían a ser drenados por los pozos horizontales.

Para el seguimiento correcto, se realizaron pruebas a pozos para medir sus potenciales en producción tanto en frío como caliente (cuando se inyecta vapor). Los datos obtenidos de las pruebas son: barriles de fluido por día (**BFPD**), **BSW%**, barriles por día de aceite (**BOPD**), **GOR**. A continuación, se muestra los resultados obtenidos para los pozos horizontales respecto a su producción en frío:

Tabla 7. Producción en frío de los pozos horizontales en campo Marcellus.

Pozos Horizontales	Fecha Prueba	BFPD	BSW%	BOPD
MARC-PH0101	16/05/2008	60	2	59
MARC-PH0102	17/04/2008	130	0,4	129
MARC-H1001	26/05/2009	46	7	43
MARC-H1002	26/05/2009	42	3	41
MARC-H1003	25/06/2009	87	3	84
MARC-H1004	2/07/2009	34	9	31
MARC-MULT1	14/06/2009	12	7	11
MARC-MULT2	12/04/2008	76	4	73
Promedio		60,875	4,43%	58,875

Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

De acuerdo con los resultados obtenidos anteriormente, se determina que la tasa en frío se encuentra en un rango de 50 a 130 BOPD, para los barriles de fluido se estima un rango de 30 a 130 BFPD, y respecto a su porcentaje de BSW se encuentra desde el 4 hasta el 9 por ciento.

Respecto a los pozos verticales, se realizaron las mismas pruebas mencionadas anteriormente. Cabe resaltar que los primeros pozos verticales que se perforaron fueron completados en la zona A, correspondiente a la mayor zona de producción, en algún momento, solo uno llegó a producir 100% de BSW, debido a que se completó por encima del tope de la formación del Oligoceno. A continuación, se muestran los resultados de la producción en frío respecto a los pozos Verticales:

Tabla 8. Producción en frío pozos verticales campo Marcellus.

Pozos Verticales	Fecha De Prueba	BFPD	BSW%	BOPD	BLS/FT
MARC-A001	12/11/2009	5	2	5	0,1
MARC-A002	28/10/2008	22	6	21	0,2
MARC-A003	14/10/2008	30	3	29	0,2
MARC-A004	29/09/2006	34	5	32	0,2
MARC-B001	14/09/2008	29	5	28	0,2
MARC-B002	30/08/2009	43	28	31	0,5
MARC-B003	16/08/2008	33	5	31	0,3
MARC-C001	1/08/2008	22	2,2	22	0,1
MARC-C002	17/07/2008	24	3	26	0,2
MARC-C003	2/07/2009	26	6	24	0,2
MARC-D001	18/06/2008	22	4	21	0,2
MARC-D002	3/06/2008	23	6	22	0,1
MARC-D003	19/05/2009	24	3	23	0,2
MARC-D004	4/05/2008	25	4,4	24	0,2
MARC-D005	20/04/2008	6	3	6	0,2
MARC-E001	5/04/2009	26	4	25	0,2
MARC-E002	21/03/2008	26	2	25	0,2

Pozos Verticales	Fecha De Prueba	BFPD	BSW%	BOPD	BLS/FT
MARC-E003	6/03/2008	20	4	19	0,1
MARC-E004	20/02/2008	21	4	20	0,2
MARC-E005	5/02/2009	27	3	26	0,3
MARC-F001	21/01/2009	44	5	42	0,3
MARC-F002	7/01/2008	35	2	34	0,2
MARC-F003	23/12/2008	37	2	36	0,3
MARC-F004	8/12/2008	28	2	27	0,3
MARC-G001	23/11/2009	36	3,6	35	0,3
MARC-G002	9/11/2008	34	4	33	0,3
MARC-G003	25/10/2008	39	6	37	0,3
MARC-G004	10/10/2008	41	6	39	0,5
MARC-H001	25/09/2009	32	1	32	0,2
MARC-H002	11/09/2008	35	2	34	0,2
MARC-I001	27/08/2009	27	8	25	0,2
MARC-HC01	12/08/2008	49	100	0	0
Promedio		28,9	7,6	26,1	0,2

Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

En promedio en los pozos verticales durante su producción en frío se obtienen 29 Barriles de fluido (BFPD), porcentaje de BSW 7%, 26 Barriles de aceite (BOPD), equivalente a una productividad promedio por pozo de 0.2 BOPD/pie; se debe resaltar que es un campo del cual su API es aproximadamente de 12.5 grados, por tal razón se considera crudo pesado; al ser de esta clase, uno de los sistemas de levantamiento artificial que mejor se adapta a este es el bombeo mecánico, debido a que por medio de este se le puede inyectar vapor a los pozos, con el fin de calentar el crudo y reducir su viscosidad. Este tipo de levantamiento artificial como se mencionaba anteriormente, es un sistema relativamente fácil de operar y analizar, se pueden adaptar las variaciones que se realicen al índice de productividad y ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo, sin embargo, es susceptible a presentar bloqueo por excesivo gas y, además, cuando se trata de pozos desviados puede presentar desgaste en sus varillas debido a la fricción.

Continuando con los resultados presentados, se mostrarán los obtenidos debido a la inyección. En los pozos horizontales se inyectan en promedio entre 10000 y 12000 MMBTU por ciclo debido a que estos pozos tienen una longitud de 1527 a 1698 pies deben el vapor recorrer mayor distancia (inyección de 5 a 8 días), en cambio respecto a los pozos verticales, a estos en general se le inyectan de 5000 – 6000 MMBTU por ende menos días de inyección (3 a 5 días).

Tabla 9. Producción en caliente pozos horizontales campo Marcellus

Pozo Horizontal	Arena	Producción En Caliente De Aceite
MARC-PH0101	11	494
MARC-PH0102	11	434
MARC-MULT01	12 y 13	420
MARC-MULT02	12 y 13	414

Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

De acuerdo a la tabla anterior, se tienen picos de producción en caliente de aceite entre los 414 a 494 BOPD para los pozos horizontales.

Tabla 10. Producción en caliente pozos verticales campo Marcellus

POZO VERTICAL	PICO DE PRODUCCIÓN ACEITE BLS
MARC-A001	99
MARC-A002	295
MARC-A003	300
MARC-B001	259
MARC-B002	221
MARC-B003	271

POZO VERTICAL	PICO DE PRODUCCIÓN ACEITE BLS
MARC-C001	260
MARC-C002	209
MARC-C003	226
MARC-D001	225
MARC-D002	202
MARC-D003	220
MARC-D004	280
MARC-D005	110
MARC-E001	286
MARC-E002	280
MARC-E003	180
MARC-E004	220
MARC-E005	227
MARC-F002	280
MARC-F003	180
MARC-F004	298
MARC-G001	188
MARC-G002	260
MARC-G003	206
MARC-G004	230
MARC-H002	270
PROMEDIO	232,67

Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

La producción en caliente obtenida de los pozos verticales, se tienen rangos entre 300 y 100 barriles, para un promedio de producción de 233 barriles por día.

Debido a que se quiere analizar el comportamiento que han tenido tanto de los pozos verticales y horizontales durante su vida productiva para definir cuál tipo sería el más óptimo para mejorar la obtención del crudo en el campo, se decide recopilar

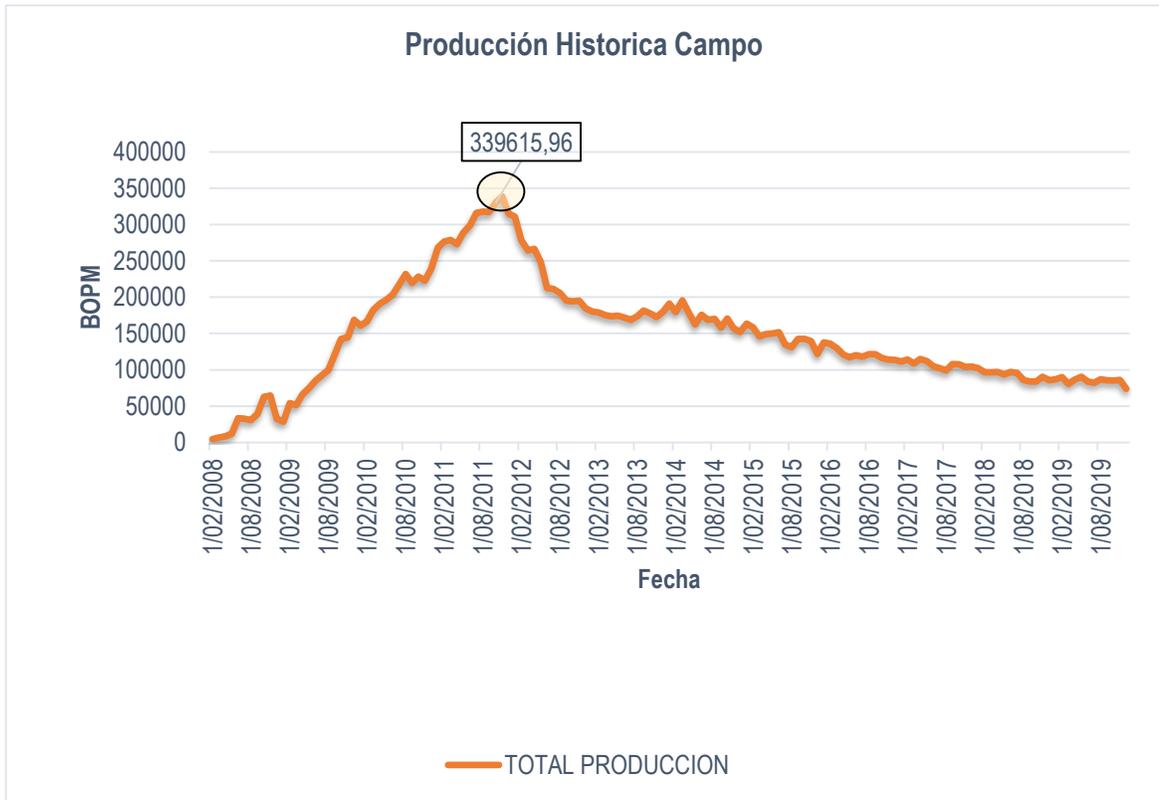
datos de producción, vapor inyectado (MMBTU) y servicios a pozo para las respectivas comparaciones.

Para iniciar con el análisis del campo, se realizó la recopilación de la base de datos mediante el software OFM y AVM. Gracias a este, se logra obtener datos sobre la cantidad de pozos, historial de producción, mensual, diaria y servicios realizados a cada tipo de pozo como se muestra a continuación.

3.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE CAMPO

Desde el año 2008 hasta el 2013, se realizaron campañas de perforación donde se cuentan en promedio para el año 2019 con 142 pozos productores, de los cuales 95 son de tipo horizontal y 47 son de tipo vertical. Gracias a esas campañas, como se muestra en la siguiente gráfica, el máximo potencial de producción que ha tenido el campo fue en el año 2011 con un pico total de 339615,96 barriles de aceite promedio en el mes (BOPM),

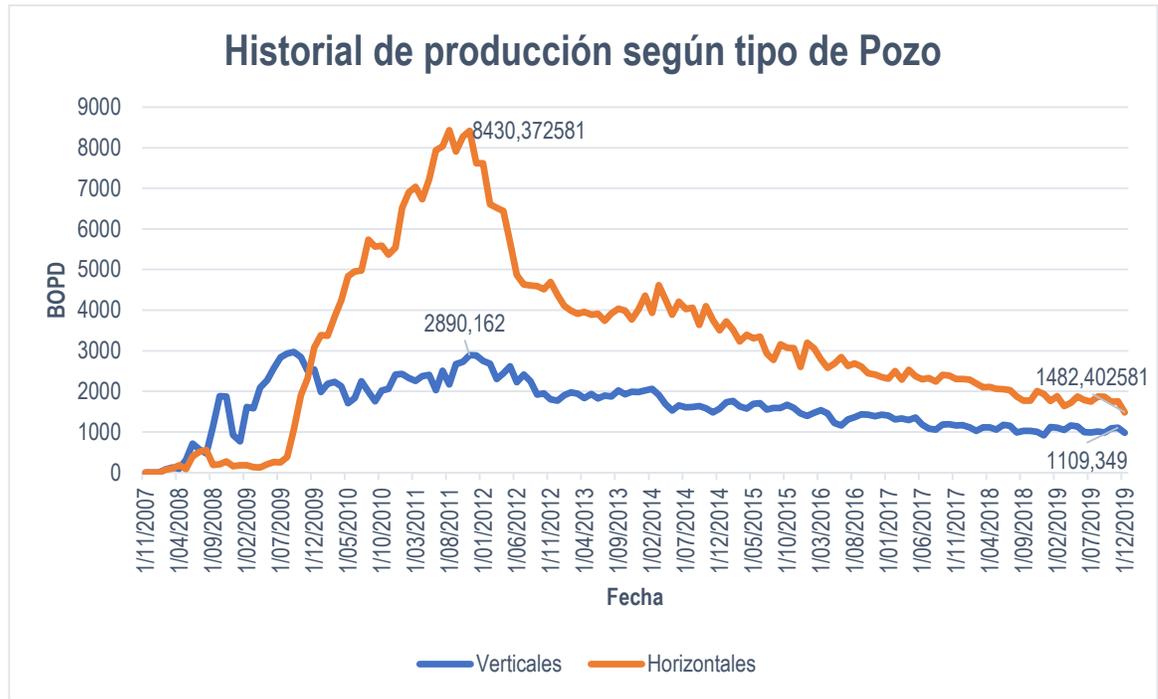
Figura 15. Historial de producción campo Marcellus



Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

Del pico máximo obtenido en el año 2011 de 330115,7903 BOPM, se tiene que alcanzaba una producción diaria de 11320,53 BOPD, de los cuales 8430,37 BOPD corresponde a la producción de los pozos horizontales y 2890,162 BOPD corresponde a la producción de los pozos verticales. Esto se puede apreciar en la figura 2; la línea de color naranja corresponde a la producción diaria mensual por año de los pozos horizontales y la línea azul correspondería a la producción de los pozos verticales:

Figura 16. Historial de producción según tipo de pozo de campo Marcellus



Fuente: Departamento de producción Campo Marcellus. Modificado por autores

Además, se procedió a realizar la revisión de la producción promedio por año, según el tipo de pozo ya que como lo que se quiere establecer con este estudio es la comparación de los pozos para analizar cuál es el más óptimo para el campo, se encontraron los siguientes valores:

3.1.1 Producción Promedio Mensual Anual Pozos Verticales

Tabla 11. Producción promedio mensual obtenida por año en los pozos verticales.

Año	Producción Promedio Mensual Por Año Verticales Bopd	Barriles De Diferencia
2008	744,65	744,65
2009	2295,10	1550,46

Año	Producción Promedio Mensual Por Año Verticales Bopd	Barriles De Diferencia
2010	2047,37	-247,73
2011	2473,34	425,97
2012	2261,82	-211,52
2013	1926,45	-335,37
2014	1697,16	-229,29
2015	1631,75	-65,41
2016	1382,84	-248,91
2017	1229,12	-153,72
2018	1060,55	-168,57
2019	1062,26	1,71
Promedio	1636,14	-109,46

Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

En términos generales, la producción que ha aportado los pozos verticales se ha mantenido con una declinación constante, no presenta altas diferencias año tras año. Se observa que el año de mejor producción mensual ha sido el 2011, también puesto en ese año se realizaron varias campañas de perforación. Realizando un promedio, se han ido perdiendo entre 100 barriles desde el año 2011 hasta el año 2019 año tras año. Para los pozos horizontales se realizó de igual manera la revisión de su producción y se encontraron los siguientes resultados:

3.1.2 Producción Promedio Mensual Anual Pozos Horizontales:

Tabla 12. Producción promedio mensual por año obtenida en pozos horizontales

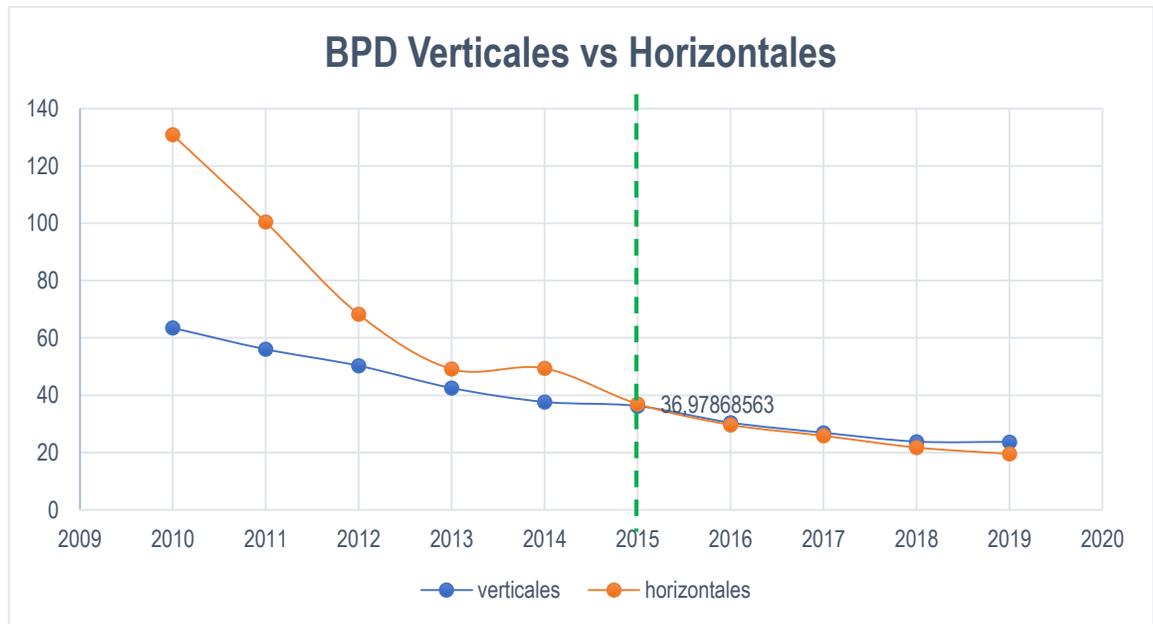
Año	Producción Promedio Mensual Por Año Horizontales Bopd	Barriles de Diferencia
2008	248,67	248,67
2009	842,59	593,92
2010	4784,35	3941,76
2011	7585,96	2801,60
2012	5427,80	-2158,16
2013	3933,80	-1494,00
2014	4027,96	94,16
2015	3177,14	-850,82
2016	2689,98	-487,16
2017	2357,51	-332,47
2018	2016,34	-341,17
2019	1761,93	-254,42
Promedio	3237,84	-335,83

Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

Para los pozos horizontales de igual manera que los pozos verticales, se encuentra que el mejor año de su producción diaria acumulada fue el 2011 con 7586 BOPD, además de eso, se observa que año tras año presenta diferencias significativas de barriles con un promedio de 336 barriles y entrando más en detalle respecto a la tasa de producción de barriles por día de los pozos, se logra apreciar, que el año 2015 es un año crucial, donde se ve que la producción de los pozos horizontales tiene un declive muy notable, ya que sus barriles por día se igualan e incluso disminuyen en comparación de los pozos verticales, lo cual su comportamiento no

es normal, puesto que se espera que los pozos horizontales tengan mayor eficiencia que los verticales.

Figura 17. Tasa de Barriles por día promedio obtenidos según tipo de pozo



Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

Se supondría que para los pozos verticales en producción fría sea alrededor de 25BOPD por pozo y para horizontales de 60 a 100BOPD, para producción en caliente se espera que los pozos verticales tengan una producción de 100 a 110 BOPD y para los horizontales de 350 a 400 BOPD. En la siguiente tabla se muestra el recuento de las tasas de producción que han tenido los pozos según su tipo:

Tabla 13. Barriles de crudo día según tipo de pozo.

BPD	Verticales	Horizontales
2010	63,466477	130,8781878
2011	56,0163333	100,415271

BPD	Verticales	Horizontales
2012	50,2626678	68,23851152
2013	42,4978885	49,12769377
2014	37,6331683	49,37666739
2015	36,2022617	36,97868563
2016	30,4027024	29,67143066
2017	26,8787057	25,8351022
2018	23,7905408	21,73403742
2019	23,6892238	19,50882963

Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

Se resalta que durante los años 2010 a 2012, ambos casos tenían buenas tasas de producción, pero en cambio desde el año 2013 a 2019 por lo general los verticales mantienen una tasa constante, pero para el caso de los pozos horizontales su tasa si es muy variante y cada vez más baja inclusive siendo menor que los verticales.

Tabla 14. Producción en frío Vs Producción en caliente

	VERTICALES	HORIZONTALES
BPD Frío	25	60-100
BPD Caliente	100-110	350-400

Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

Cabe resaltar que ese comportamiento de la producción en los pozos horizontales, no es común y su cambio año tras año es de vital importancia para analizar cuál es esa causa que con lleva a una tasa de producción tan baja que en comparación a los pozos verticales mantienen una disminución constante.

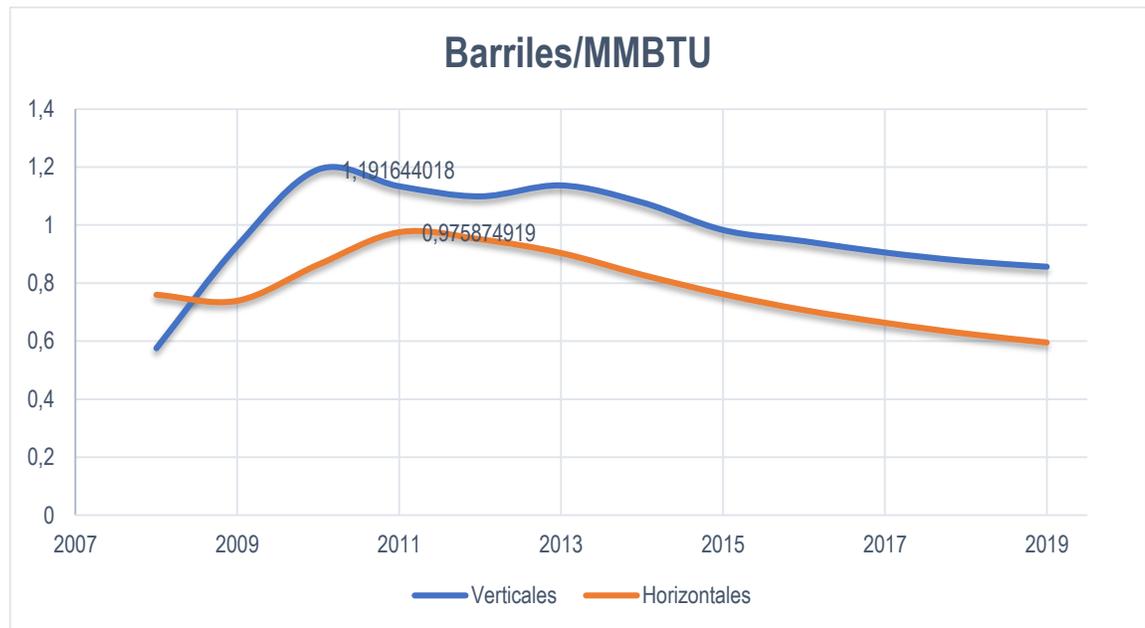
Inclusive la relación de vapor respecto a la producción de aceite, indica que se ha dado mucho mejor en los verticales respecto a los pozos horizontales:

Tabla 15. Relación barril obtenido por MMBTU inyectado

Año	Verticales	Horizontales
2008	0,57543227	0,75976063
2009	0,92883041	0,73920819
2010	1,19164402	0,86395345
2011	1,13364722	0,97587492
2012	1,09895465	0,95146975
2013	1,13665027	0,90384109
2014	1,07813422	0,82883398
2015	0,98304574	0,76196555
2016	0,94440143	0,70714834
2017	0,90548117	0,66316464
2018	0,87587959	0,62568889
2019	0,85635099	0,59500778
Promedio	0,97570433	0,78132644

Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

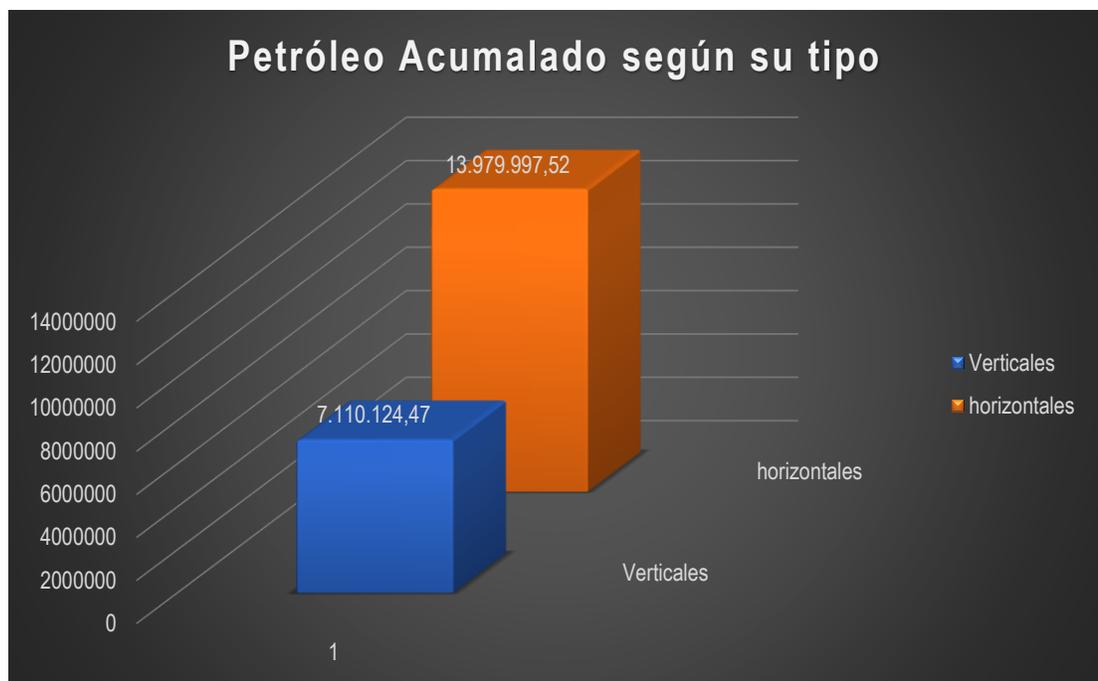
Figura 18. Relación barriles / MMBTU inyectado



Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

No obstante, al tener esta declinación, es importante resaltar que los pozos han tenido buena producción de hidrocarburos con un total de 21'090.121,99 de barriles, del cual 13'979.997,52 se debe gracias a los pozos horizontales y 7'110.124,47 barriles se obtuvieron con los pozos verticales, sin embargo, al tener 95 pozos horizontales contra 47 pozos verticales, tiene sentido que la producción de los horizontales sea mucho mayor:

Figura 19. Petróleo acumulado según tipo de pozo en campo Marcellus



Fuente: Base de Datos de Campo Marcellus. Modificado por autores

3.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

En la actualidad a causa de diferentes situaciones de carácter mundial se ha venido presentando la disminución de la producción de gas y petróleo a nivel nacional, es por esto que las compañías petroleras se han visto en la tarea de llevar a cabo

procesos cada vez más sostenibles, limpios y además a un menor costo de producción, es por esto, que llevar a cabo procesos de evaluación financiera es de suma importancia al momento de planear y ejecutar proyectos en la industria energética.

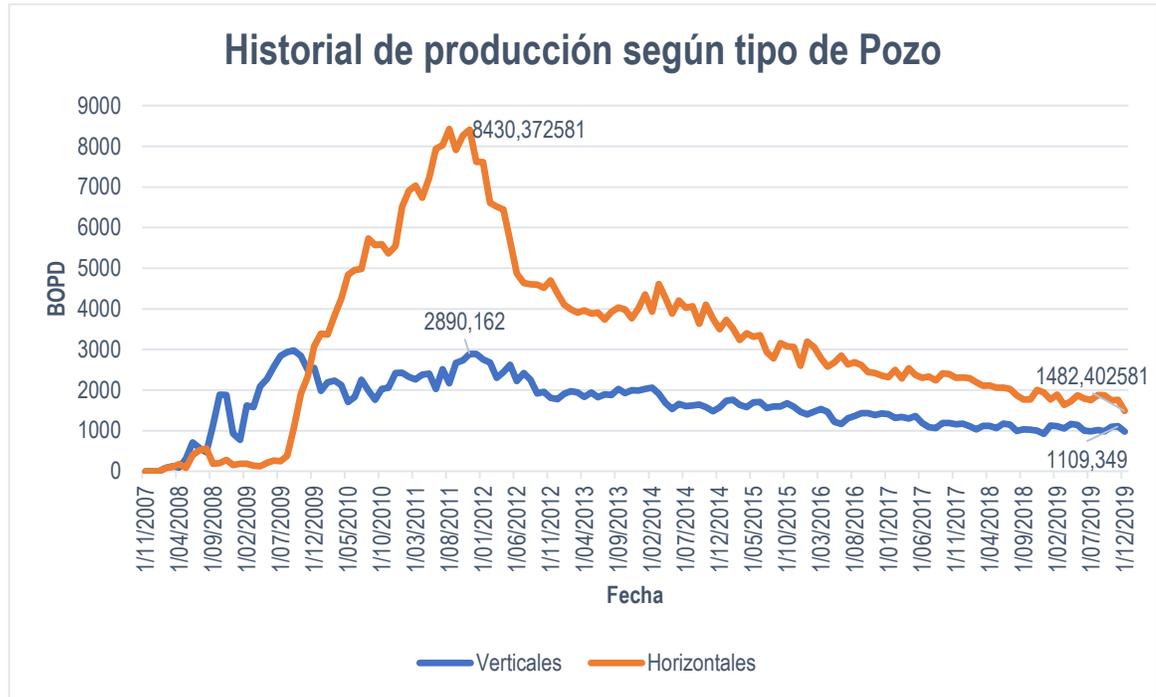
A causa de lo anterior, dentro de este estudio se decide realizar un análisis económico comparativo entre los pozos verticales y horizontales ejecutados hasta el presente en el campo Marcellus, analizando en retrospectiva variables que influyen directamente en la operación y construcción de los pozos para así determinar cuál es el tipo de pozo más ventajoso para la extracción realizada en el campo.

Según lo enunciado, para la evaluación financiera se tienen en cuenta indicadores financieros tales como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa de Retorno, para lo cual se debió realizar un análisis de presupuesto invertido, análisis de costos de ejecución y de ingresos obtenidos tras la explotación para poder establecer la viabilidad financiera del proyecto ejecutado en el campo de estudio.

La evaluación del flujo de explotación de este campo de estudio se realiza tomando como unidad monetaria de valor constante el dólar americano, para la cual la compañía operadora considera una tasa de interés de oportunidad del 18% efectiva anual que generalmente es utilizada en los proyectos de inversión realizados por la compañía y como lapso de estudio, se tendrán en cuenta el tiempo de producción transcurrido entre 2013 hasta 2019 que son el grupo de datos más representativos de la curva de producción del campo,

3.2.1 Perfil de producción

Figura 20. Comportamiento de producción del campo Marcellus



Para la construcción del historial de producción del campo por tipo de pozo, se tuvo en cuenta los datos registrados de producción por pozo, para así, identificar los picos de producción del campo y además ajustar el comportamiento histórico del mismo, para lograr identificar la relación Beneficio / Costo obtenida tras la inversión realizada y analizar el tipo de pozo económicamente más ventajoso para el sistema de extracción.

3.2.2 Análisis de inversión. Como consecuencia del inicio de explotación del área correspondiente al campo Marcellus, la compañía inicia el desarrollo del mismo con la ejecución de 15 pozos verticales en el año 2008, posteriormente la construcción de 27 pozos horizontales con objetivos de navegación en la Zona A superior (Arenas 9, 10, 11, 12 y 13), para así obtener un área de drenaje mayor dentro del yacimiento, además, de la perforación de un pozo estratigráfico que permitiera identificar zonas prospectivas a futuro para geo navegar, para lo cual, en la siguiente tabla se presenta la inversión aproximada que realizó la compañía operadora para el desarrollo del campo de estudio.

Tabla 16. Inversión inicial

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Perforación y completamiento de pozos verticales	\$ 5.446.689,00
Perforación y completamiento de pozos horizontales	\$ 12.935.568,00
Inversión total	\$ 18.382.257,00

Fuente: Informe de inversión compañía operadora.

3.2.3 Análisis de costos de operación. Para poder establecer los costos operacionales de la explotación que se lleva a cabo en el campo Marcellus, hay que tener en cuenta variables que implican desde el levantamiento artificial del crudo, hasta los métodos de recobro usados para poder extraer el petróleo del yacimiento, para ello es importante enunciar que el tipo es crudo extraído es de 11.5° API, con viscosidades aproximadas de 3687 cSt a 122°F, lo cual implica la aplicación de métodos de recobro secundarios para poder realizar una extracción sostenible y rentable, en este caso se realiza inyección de vapor de forma cíclica como método de recobro principal.

A causa de la calidad de fluido del yacimiento en el campo de estudio, se requiere de estimulación a partir de inyección de vapor para que las operaciones sean sostenibles y además económicamente rentables, por lo cual, la compañía operadora requiere del gasto de 3 dólares por barril de agua evaporada para la generación de vapor, este costo es igual para cada tipo de pozo y está asociado al capital necesario para poder tener en funcionamiento continuo los generadores de vapor para una inyección efectiva, evitando las pérdidas de calor, es así que en la tabla 6 y 7 se presentan los barriles inyectados por año de vapor para cada tipo de pozo dentro del campo Marcellus.

Tabla 17. Barriles evaporados de agua para la inyección de vapor Pozos Verticales en campo Marcellus.

	Barriles de agua evaporada para inyección de vapor por año - Pozos Verticales	Costo de producción de vapor/ USD
2008	558984	3,00
2009	2439599	3,00
2010	2554445	3,00
2011	3513815	3,00
2012	3934774	3,00
2013	2428559	3,00
2014	3654176,26	3,00
2015	4509414,38	3,00
2016	3517205,26	3,00
2017	3521786,16	3,00
2018	3094249,02	3,00
2019	2617694,32	3,00
TOTAL	36344701,4 barriles	

Fuente: Compañía operadora. Modificado por autores

Tabla 18. Barriles evaporados de agua para la inyección de vapor Pozos Horizontales en campo Marcellus

	Barriles de agua evaporada para inyección de vapor por año - Pozos Horizontales	Costo de producción de vapor/ USD
2008	209134	3,00
2009	790571	3,00
2010	5318069	3,00
2011	10087823	3,00
2012	12019514	3,00
2013	9373048	3,00
2014	11354255,82	3,00
2015	11928107,44	3,00
2016	11357380,59	3,00
2017	10827618,62	3,00
2018	10545187,13	3,00
2019	9324006,9	3,00
TOTAL	103134715 barriles	

Fuente: Compañía operadora. Modificado por autores

Por motivos, de que el análisis económico se realizara a partir del año 2013 en donde la compañía operadora finalizo las perforaciones dentro del campo de estudio, y que los pozos en su totalidad entraron en funcionamiento de manera regular y permitieron realizar un monitoreo significativo de sus parámetros de funcionamiento, se presentan en la siguiente tabla los costos asociados a la inyección de vapor para cada tipo de pozo dentro del campo Marcellus, este valor en dólares americanos.

Tabla 19. Costo asociado a la producción de vapor Campo Marcellus

Costo asociado a la producción de vapor para cada tipo de pozo a partir del año 2013	
Pozos Horizontales	\$224.128.813,50
Pozos Verticales	\$70.029.253,20

Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

Desde la perspectiva operacional se logra distinguir que para la correcta operación de los pozos horizontales se ha requerido de un mayor capital para su respectiva inyección de vapor, generando una diferencia aproximada entre pozos horizontales y verticales de \$ 154 millones de dólares, lo cual permite denotar que desde el aspecto operativo el tipo de pozo horizontal requiere de un capital de inversión más alto para la compañía operadora.

3.2.4 Análisis de ingresos

3.2.4.1 Precio de venta del crudo. Para la proyección económica de venta de crudo en el campo Marcellus se decide realizar con un precio de referencia WTI promedio para cada año correspondiente de estudio, entre el año 2013 y 2019, los cuales se plasman en la tabla 20.

Tabla 20. Precio de venta de crudo para cada año del estudio.

PRECIO DE REFERENCIA WTI	
2008	\$ 100,00
2009	\$ 61,95
2010	\$ 79,48
2011	\$ 94,88
2012	\$ 94,05
2013	\$ 97,98

PRECIO DE REFERENCIA WTI	
2014	\$ 93,17
2015	\$ 48,66
2016	\$ 43,29
2017	\$ 50,80
2018	\$ 65,23
2019	\$ 59,88

Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

3.2.4.2 Regalías. Para determinar los ingresos a causa de la producción neta de un campo en el país es necesario descontar las regalías que el Estado Colombiano adquiere por el uso del subsuelo para la explotación de hidrocarburos. Para el caso de estudio actual, el campo desarrollado bajo contrato de Asociación fijó un monto del 15%.

3.3 ANALISIS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Por ser el año 2011 uno de los más importantes por alcanzar su máximo punto de producción, se procede a analizar esas curvas de declinación, es normal que la producción tienda en ir disminuyendo la producción pues el yacimiento va perdiendo presión interna, y se considera un sistema que al pasar de los días poco a poco se va agotando, es por esto, que mediante las curvas de declinación de producción se puede analizar el porqué de ese descenso en la producción, debido a que este método es especial para la relación estimación de reservas, predicción del comportamiento futuro de un grupo de pozos inclusive el campo. Su base es la

propia producción del yacimiento o pozo y supone que "todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro"⁹.

Es por esto, que se realizó un promedio de la producción anual para los respectivos pozos, y poder encontrar cuál es ese porcentaje de declinación y sus posibles factores que ocasionan esa pendiente de declinación. Para ambos casos (pozos tipo vertical y horizontal), se tomó un promedio de la producción y se realizó su respectiva gráfica. Cabe aclarar, que desde el 2011, se decide calcular ese porcentaje de declinación, ya que, desde ese año para ambos casos, se aprecia el descenso en la producción. La declinación se puede obtener mediante dos formas, una es por la siguiente expresión:

$$D = \frac{q_1 - q_2}{q_1 * (T_2 - T_1)}$$

Donde las letras q_1 y q_2 representan la producción, las letras T_1 y T_2 el tiempo que en este caso será expresado en años. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la declinación presentada en los pozos verticales la cual fue calculada respectivamente con la producción promedio mensual por año:

⁹ MADRID, M, Portal del Petróleo, Curvas de Declinación de Producción, 2012 Disponible en: <https://bit.ly/3nQZC5Y>

3.3.1 Declinación Producción Pozos Verticales

Tabla 21. Producción promedio mensual obtenida por año en los pozos verticales.

Años	Año	Producción Promedio Mensual Por Año Verticales (BOPD)	Declinación Exponencial	
0	2008	744,65	-208%	Campaña perforación
1	2009	2295,10	11%	
2	2010	2047,37	-21%	
3	2011	2473,34	9%	
4	2012	2261,82	15%	9,88%
5	2013	1926,45	12%	
6	2014	1697,16	4%	
7	2015	1631,75	15%	
8	2016	1382,84	11%	
9	2017	1229,12	14%	
10	2018	1060,56	0%	
11	2019	1062,26	0%	

Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

La declinación de la producción de los pozos verticales se encuentra aproximadamente en 9.88%, para confirmar estos valores de la declinación, también se puede expresar gráficamente, en donde la ecuación que se forma por la línea de tendencia es la siguiente:

$$q = q_0 e^{-Dt} \quad (1)$$

Dónde:

q = tasa de producción Bls/d

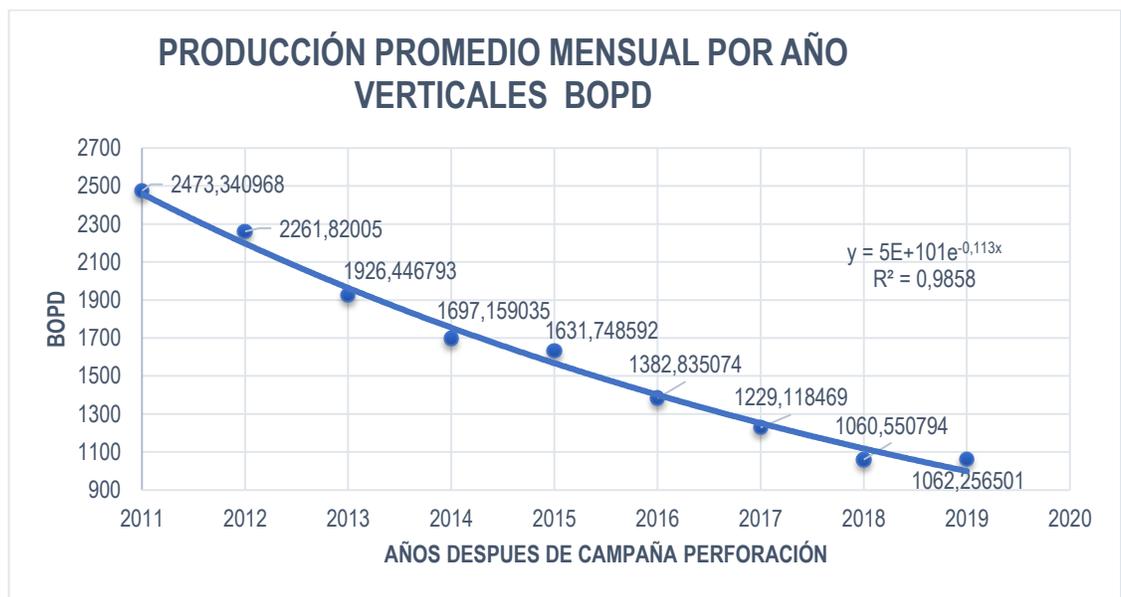
q_0 = Caudal promedio anual diario, Bls/d

$D = \text{tasa de declinacion}$

$t = \text{tiempo, años}$

En la gráfica se mostrará una ecuación y R^2 , esta letra me indicara que, si es muy cercano al valor de 1, el valor de la declinación dada en la ecuación si sería acorde con la declinación por ende si cumpliría. A continuación, se muestra la declinación obtenida gráficamente:

Figura 21. Declinación de la producción pozos Verticales



Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

La declinación que han presentado en su producción los pozos verticales ha sido del 10 a 11% (el valor de 11% es obtenido mediante la ecuación de la gráfica) desde el año 2011 a 2019, además se cumple la validez del resultado puesto que $R^2 = 0.9858$ valor muy cercano a 1. Debido a esa declinación, en promedio de ese rango de tiempo se tiene una diferencia de barriles de 109,46. A continuación se muestra la diferencia de barriles para cada respectivo año:

Tabla 22. Barriles promedio de diferencia por año Pozos Verticales

Año	Barriles Promedio De Diferencia Por Año Bls	Pozos Verticales
2008	744,65	
2009	1550,46	
2010	-247,73	
2011	425,97	Año de máximo tope producción
2012	-211,52	Promedio de diferencia de barriles por año: -109,46 Bls
2013	-335,37	
2014	-229,29	
2015	-65,41	
2016	-248,91	
2017	-153,72	
2018	-168,57	
2019	1,71	

Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

3.3.2 Declinación Producción Pozos Horizontales. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la declinación presentada en los pozos horizontales la cual fue calculada respectivamente con la producción promedio mensual por año:

Tabla 23. Producción promedio mensual obtenida por año en los Pozos Horizontales.

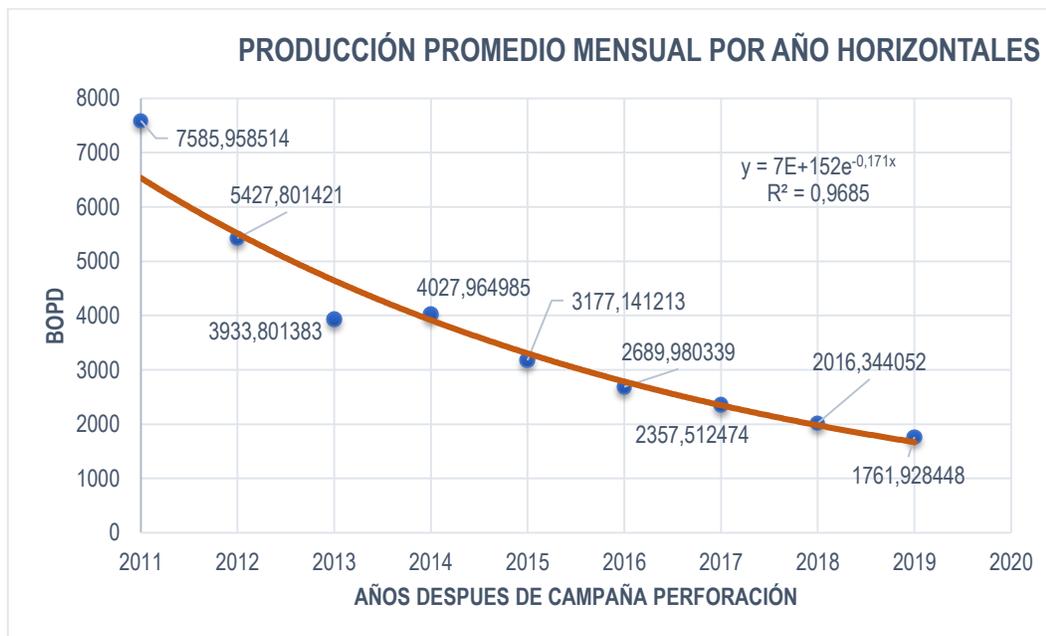
Años	Año	Producción Promedio Mensual Por Año Horizontales Bopd	Declinación Exponencial	
0	2008	248,67	-239%	Campanías perforación
1	2009	842,59	-468%	
2	2010	4784,35	-59%	
3	2011	7585,96	28%	

Años	Año	Producción Promedio Mensual Por Año Horizontales Bopd	Declinación Exponencial	
4	2012	5427,80	28%	16,19%
5	2013	3933,80	-2%	
6	2014	4027,96	21%	
7	2015	3177,14	15%	
8	2016	2689,98	12%	
9	2017	2357,51	14%	
10	2018	2016,34	13%	
11	2019	1761,93	0%	

Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

La declinación de la producción de los pozos horizontales se encuentra aproximadamente en 16,19%, para confirmar estos valores de la declinación, se expresaron gráficamente:

Figura 22. Declinación de la producción pozos Horizontales



Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

Para los pozos de tipo horizontal, se tiene una declinación en su producción del 16 a 17% (el valor de 17% es obtenido mediante la ecuación de la gráfica además se cumple la validez del resultado puesto que $R^2 = 0.9685$ valor muy cercano a 1), esto con lleva a que, en promedio por año, se tenga una diferencia de 335.83 barriles desde el año 2011 al 2019. En la siguiente tabla se muestra el promedio por año de la diferencia de barriles para los pozos Horizontales:

Tabla 24. Barriles promedio de diferencia por año Pozos Horizontales

Año	Barriles Promedio De Diferencia Por Año Bls	Pozos Horizontales
2008	248,67	
2009	593,92	
2010	3941,76	
2011	2801,60	Año de máximo tope de producción
2012	-2158,16	
2013	-1494,00	
2014	94,16	Promedio de diferencia de barriles por año: -335,83 bls
2015	-850,82	
2016	-487,16	
2017	-332,47	
2018	-341,17	
2019	-254,42	

Fuente: Departamento de Producción Campo Marcellus. Modificado por autores

3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica de este estudio es realizada a partir del capital de inversión realizado por la compañía operadora para la ejecución de las perforaciones de los pozos verticales y horizontales, los costos de producción netos de los barriles de crudo extraídos durante el tiempo de estudio y los ingresos percibidos por la compañía por la venta de los barriles extraídos, para ello se hizo uso de indicadores financieros tales como el valor presente neto y la tasa interna de retorno.

3.4.1 Valor Presente Neto (VPN). Es un modelado financiero que permite presentar el valor de los flujos de efectivo proyectados en el futuro, pero descontados al presente. Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que van a estar involucrados en la ejecución de un proyecto.¹⁰

Tras una evaluación del valor presente neto de los ingresos y egresos de un proyecto, se logran evaluar los criterios de aceptación o retroceso del proyecto en estudio, esta decisión podrá ser tomada según el valor obtenido por el indicador VPN, además del análisis de otros indicadores.

- Si **VPN > 0**. El proyecto es beneficioso para el inversor, es decir, aceptable.
- Si **VPN = 0**. El proyecto no genera beneficios para los inversionistas, es indiferente.
- Si **VPN < 0**. El proyecto no es benéfico para el inversor, no es aceptable.

En consecuencia, con los resultados obtenidos del VPN es importante determinar cómo se calcula este y es a partir de la siguiente ecuación:

¹⁰VILLAREAL, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión 2001. P-67

$$VPN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^n} \quad (2)$$

Donde:

I_o = Inversión inicial

FC = Flujo de caja

i = Tasa de descuento mínimo

n = Periodo actual de análisis

Para poder efectuar el cálculo del valor presente neto del proyecto en estudio se tiene en cuenta una tasa de interés de oportunidad proporcionada por la compañía operadora del 18%, usado por la empresa en la ejecución de proyectos de inversión y que comprende cualquier tipo de cambio en el valor de la inversión y/o en el flujo de caja que el inversor recibe de su inversión, como los pagos de interés recibidos por la empresa o dividendos resultantes del proyecto.

En el cálculo del valor presente neto se tuvieron en cuenta diferentes factores que afectan las cifras de egresos en el proyecto, para lo cual se tuvieron en cuenta diferentes operaciones que son necesarias para el correcto funcionamiento de los pozos dentro del campo, como lo pueden ser : mantenimientos a los variadores, cambio de correas, cambio de aceite, entre otros, es así que en la siguiente tabla se presenta la manera en la cual se llevó control y monitoreo de los egresos a través de los años de estudio del proyecto.

Tabla 25. Flujo de caja de los egresos obtenidos a causa de la operación de los pozos

EGRESOS AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Engrase y Revisión	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01
Cambio de Aceite	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16
Cambio de Correas	110,3	110,3	110,3	110,3	110,3	110,3

EGRESOS AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Mantenimiento al Variador	42,17	42,17	42,17	42,17	42,17	42,17
Consumo de Energía	6168,96	6168,96	6168,96	6168,96	6168,96	6168,96
Servicio a pozos Flush by	0	26113,37778	136786,5707	181958,2784	226444,1127	215038,9393
Servicio a pozos Rig	0	2086839,364	800232,0926	956658,0019	230189,5179	567520,1397
Producción de vapor	28119144	34062767,46	35784322,32	34072141,77	32482855,86	31635561,39
TOTAL, MES	\$28.125.495	\$36.182.071	\$36.727.692	\$35.217.109	\$32.945.841	\$32.424.472

Fuente: Departamento de Producción, Compañía operadora. Modificado por autores

En el análisis de ingresos se tuvo en cuenta la producción neta del campo por año, deduciendo las regalías acordadas por el contrato de concesión del mismo, para así determinar el ingreso obtenido por la venta de crudo para cada correspondiente año, es importante resaltar que para cada año se tuvo en cuenta el precio promedio de referencia del crudo WTI.

Tabla 26. Flujo de caja de los ingresos percibidos por la compañía operadora.

INGRESOS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PRODUCCIÓN (Bls)	1416168,498	1450067,395	1143770,84	968392,9219	848704,4907	725883,86
VALOR PRODUCCIÓN	\$104.067.142	\$101.327.084	\$41.741.916	\$31.441.297	\$32.335.641	\$35.512.053

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus. Modificado por autores

3.4.2 Tasa interna de retorno (TIR). Según Fernández 2007 “Es la tasa de interés, que hace que el valor actual de los flujos de ingresos sea igual al valor actual de los flujos de egresos”¹¹ .

Para el cálculo de la tasa interna de retorno se hizo uso de la ecuación (3)

¹¹ FERNÁNDEZ E., Saúl. Los proyectos de inversión. 2007. P-132.

$$TIR = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j} \quad (3)$$

Donde:

I_0 = valor del desembolso inicial de la inversión

FN_j = representa los flujos de caja netos para cada periodo j

J = Representa los periodos a evaluar considerados

La tasa interna de retorno es utilizada como un indicador de la rentabilidad de un proyecto, se considera que, a mayor TIR, el proyecto es mayormente rentable, para tomar como indicador de aceptación o negación de un proyecto de inversión la TIR se compara con la Tasa de interés de oportunidad. Si la TIR logra ser mayor que la tasa de interés de oportunidad, se considera que el proyecto es atractivo para realizar la inversión, en el caso contrario, no se cumpliría con las expectativas de los inversionistas.

3.4.2.1 Periodo de pago. Hace referencia al tiempo de ejecución del proyecto de inversión en el cual se logrará recuperar el dinero inicial invertido usado para llevar a cabo dicho proyecto. Es decir, el tiempo en el cual los ingresos son iguales a los egresos.

3.4.2.2 Relación costo / beneficios. Se realiza esta relación para determinar si los beneficios esperados constituyen una devolución aceptable sobre la inversión realizada y los costos estimados del proyecto, se establece que un proyecto es atractivo cuando los beneficios obtenidos del mismo logran exceder los costos asociados de la ejecución.

Los beneficios se presentan como las ventajas obtenidas por el inversionista del proyecto y los costos para este caso de estudio hacen referencia a los gastos, egresos obtenidos para la ejecución, funcionamiento y mantenimiento de los elementos asociados a la inversión, en este caso los pozos a perforar.

3.4.3 Análisis de la evaluación financiera. Para lograr determinar qué tipo de pozo es más ventajoso para el desarrollo del campo es importante tener los indicadores obtenidos hasta el momento de cada tipo de pozo, para así, desde la perspectiva económica lograr establecer que tipo ha sido más beneficioso para los inversores del proyecto, es así que se presentan los indicadores obtenidos dentro del estudio tras haber realizado un análisis económico de los pozos a partir del 2013, año en el cual todos entran en funcionamiento regular y se detienen las perforaciones dentro del campo, para lo cual se presentan las siguientes tablas

Tabla 27. Resultado evaluación financiera pozos horizontales.

PARÁMETRO	VALOR
Inversión inicial	-\$ 12.935.568,00
Tasa de oportunidad	18%
Tasa interna de retorno (TIR)	22%
Valor presente neto	\$ 6.343.213,92

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus. Modificado por autores

Tabla 28. Resultado evaluación financiera pozos verticales.

PARÁMETRO	VALOR
Inversión inicial	-\$ 5.446.689,00
Tasa de oportunidad	18%
Tasa interna de retorno (TIR)	45%
Valor presente neto	\$ 14.919.606,81

Fuente: Departamento de Producción, Campo Marcellus. Modificado por autores

Desde la perspectiva económica se logra determinar que con una menor cantidad de pozos verticales construidos se logró superar el beneficio económico obtenido a causa de los pozos horizontales, en donde el beneficio obtenido a través de los pozos verticales logro superar en \$ 8.576.392 millones de dólares el capital obtenido tras la venta de crudo obtenido en los horizontales, lo cual hace que desde la parte financiera este tipo de pozo sea más ventajoso para el desarrollo del campo. Desde el factor operacional, OPEX, es importante denotar que para permitir el funcionamiento de los pozos horizontales se requiere de una mayor cantidad de capital de operación, en donde para la inyección de vapor en los pozos horizontales se requirió \$ 224 millones de dólares a comparación de \$ 70 millones de dólares requeridos para la inyección en pozos verticales, lo cual significa que para permitir el desarrollo del campo a través de la perforación horizontal de pozos se requiere de un mayor capital de inversión, lo cual va a influir directamente en el tiempo de retorno de inversión o periodo de pago.

En consecuencia, con el análisis realizado es importante resaltar que el desarrollo del campo a través de cualquiera de los dos tipos de pozo es aceptable, es decir, ambos tipos de pozo permitieron una producción de crudo necesaria para que el proyecto fuera económicamente viable, pero en congruencia con el ideal de maximizar el capital obtenido a partir de la inversión, es importante señalar que a través de los pozos verticales se podría generar mayor capital de ingresos a través de un costo de inversión más bajo, disminuyendo el riesgo de la ejecución del proyecto, además de la reducción de los periodos de pago del mismo.

4. SELECCIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APROPIADO PARA EL CAMPO

Para dar inicio con el análisis del estado mecánico de los pozos construidos dentro del campo Marcellus, se decide iniciar con la selección del tipo de sistema de levantamiento más ventajoso para el tipo de fluido y yacimiento que posee el campo, teniendo en cuenta que es un campo de crudo pesado, 11.5 ° API y viscosidades de 3687 cSt a 122 °F, para lo cual se hace necesario de la inyección de vapor como sistema de recobro de fluidos dentro del campo, conforme a ello se procede a la elección de sistema de levantamiento anunciando las características de cada uno de los sistemas candidatos a selección.

4.1 SCREENING DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

El screening que se presentara en este trabajo se realizara con el fin de mostrar de forma explícita los rangos de aplicación de los sistemas de levantamiento tentativos para la selección de SLA en los pozos del campo Marcellus, para lo cual se tendrán en cuenta variables bajo las cuales se podrá determinar si estos sistemas son aplicables para el funcionamiento correcto de los pozos.

El screening implementado se realizó esencialmente comparando los sistemas de levantamiento más usados en la industria, entre los cuales están: bombeo mecánico, bombeo hidráulico tipo pistón, bombeo hidráulico tipo jet y gas lift, teniendo en cuenta que se tuvo como base de comparación estudios realizados en la literatura y además otros trabajos de grado aplicados a diferentes campos de crudo composicional.

El screening estará basado en los sistemas mencionados anteriormente puesto que los sistemas de levantamiento no convencionales no son usuales en el desarrollo de campos del valle medio del Magdalena, es así que este screening inicio con el agrupamiento de variables imprescindibles a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento, como lo son:

- Características de yacimiento, producción y pozo
- Características de los fluidos obtenidos gracias a la producción
- Características de los sistemas de levantamiento en el campo Marcellus

Para la selección de factores que influyen en la elección del sistema de levantamiento se tuvo en cuenta características propias del campo Marcellus y se tomó como referencia trabajos realizados preliminarmente con la misma finalidad aplicado a otros campos.

Para determinar el rango de aplicación del sistema de levantamiento bajo las determinadas condiciones postuladas, se estableció realizar la evaluación cualitativamente a partir de los rangos en que se comportan de mejor manera cada uno de los métodos. La denominación realizada:

No aplicable: En ninguna circunstancia se debería hacer uso del sistema de levantamiento dentro de este rango, a causa de que el diseño del mismo no se realizó para dichas condiciones, de tal manera, el sistema no funcionaría y su vida útil se reduciría al máximo.

Limitado: En este rango podría operar el sistema de levantamiento, pero se esperaría una operación con restricciones, por lo cual se requeriría un diseño especial para que sea adaptable a las condiciones necesarias.

Aceptable: En estas circunstancias el sistema podría funcionar de una forma regular, sin necesidad de incurrir en modificaciones de su diseño de fábrica, pero se podrían esperar bajos niveles de eficiencia en la operación.

Bueno: El sistema es considerado altamente aplicable dentro del rango, y se estima una mayor eficiencia de operación que las obtenidas en los rangos establecidos anteriormente.

Excelente: Además de tener un alto grado de compatibilidad con las condiciones en donde se va a usar el sistema, se espera un periodo más prolongado de vida útil dentro del rango y condiciones de uso, y una alta eficiencia de operación.

Óptimo: Se considera como el rango más recomendable para la utilización del método de levantamiento, a causa de que presentara su mayor eficiencia de funcionamiento, además del periodo de vida útil más prolongado.

4.1.1 Bombeo electro sumergible. Una de las características propias del bombeo electro sumergible es la posibilidad de levantar tasas elevadas de producción, lo cual lo hace un método muy interesante incluso cuando las condiciones no son las más favorables para su funcionamiento, como los BS&W muy altos.

Tabla 29. Características de yacimiento, producción y rango de uso de método de levantamiento por bombeo electro sumergible.

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tasa de producción	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 30000 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Profundidad del pozo en ft	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	50001 a 7500	1 a 5000
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Tamaño del casing	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Severidad Dogleg(ft/100ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo (psi)				14 a 300	3001 a 500	>500
Tipo de completamiento	múltiple					simple
Tipo de recobro			terciario		secundario	primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Tabla 30. Características de las propiedades de fluido producidos por bombeo electro sumergible

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BS&W (%)				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (Cp.)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR(SCF/STB)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Presencia de contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados			Ácidos Solventes Inhibidores			sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Tabla 31. Características de las facilidades para uso de bombeo electro sumergible

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de locación				Remoto	Offshore	onshore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio				Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

4.1.2 Gas lift. Es importante tener en cuenta que para que el sistema de levantamiento por el método gas lift funcione de la mejor manera, se requiere de altas relaciones gas / aceite, por lo cual el sistema maneja altas tasas de fluidos y se ve seriamente restringido en pozos con casings de diámetro pequeño que impiden la instalación de la tubería.

Tabla 32. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas lift

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tasa de producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 1000 y 15001 a 20000	10001 a 15000
Profundidad del pozo en ft	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño del casing	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogleg(ft/100ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	501 a 650	281 a 400	201 a 280	1 a 100 y 151 a 200	101 a 150
Presión de fondo fluyendo (psi)	14 a 500	501 a 650	650 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de recobro	secundario		terciario			primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Tabla 33. Características de las propiedades de los fluidos producidos para gas lift

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BS&W (%)	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (Cp.)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70
Presencia de fluidos corrosivos					si	no
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	501 a 1000	201 a 500	0 a 200
GOR(SCF/STB)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de contaminantes				severa y media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados		Ácidos	Solventes inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Tabla 34. Características de las facilidades de superficie para gas lift

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada Generada		Comprada
Espacio			Reducido		Amplio	Estándar

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

4.1.3 Bombeo hidráulico tipo Jet. Es un método de levantamiento artificial que es generalmente usado para pozos con condiciones de mayor profundidad de ubicación del yacimiento, tiene capacidades de manejar altas tasas de producción de fluidos, y es compatible para pozos que tienen alto grado de desviación. Su mayor problemática de operación es la intolerancia a la presencia de arena.

Tabla 35. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo hidráulico.

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tasa de producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 A 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo en ft	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño del casing	> 9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg(ft/100ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>6000	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y > 1000	501 a 1000
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Los siguientes parámetros son los más relevantes para el método de bombeo hidráulico tipo jet, para su rango de aplicación de acuerdo al tipo de fluido de producción:

- ✓ BSW (%)
 - Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1-10
- ✓ GOR(SCF/STB)
 - Rango óptimo de aplicabilidad: 0-100
 - Rango donde no puede ser aplicado > 5000
- ✓ Contenido de arena (ppm)
 - Rango de aplicabilidad: 0 – 2
 - Rango de no aplicabilidad: > 200

4.1.4 Bombeo por cavidades progresivas

Tabla 36. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo por cavidades progresivas

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tasa de producción (BPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	35 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000
Profundidad del pozo en ft	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Tamaño del casing	> 9 5/8	9 5/8	7		5 ½ 2 3/8	4 1/2
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical	11 a 90		9 a 10		4 a 8	0 a 3
	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Severidad Dogleg(ft/100ft)						
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y > 1000	501 a 1000
Tipo de completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de recobro			terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

El desarrollo del bombeo por cavidades progresivas permitió darle manejo a la producción de crudos pesados y además viscosos, además crudos que poseen una alta cantidad de contenido de sólido.

De acuerdo a la calidad de los fluidos de producción este método tiene un rango de aplicabilidad así:

- ✓ BSW (%)
 - Rango óptimo de aplicabilidad: 0,1 – 6
 - Rango donde no es posible aplicarse: > 90
- ✓ GOR(SCF/STB)
 - Rango de aplicabilidad: 0 -50
 - Rango en el cual no se permite tu aplicación: > 10000

4.1.5 Bombeo Mecánico. Es importante enunciar que este es el método de levantamiento artificial que se ha utilizado para todos los pozos a través del desarrollo del campo, por lo cual es importante llegar a determinar si este método es el más indicado para el desarrollo del campo. Sus principales ventajas es el manejo de fluidos altamente viscosos y la resistencia a altas temperaturas de operación, aun cuando el sistema es altamente vulnerable a la corrosión. Uno de los motivos de elección de este mecanismo es la cantidad de experiencia y conocimiento que se tiene el mismo lo cual facilita operaciones de instalación y mantenimiento del mismo.

Tabla 37. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tasa de producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo en ft	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño del casing	> 9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Grado de inclinación del pozo respecto a la vertical	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogleg(ft/100ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de fondo fluyendo (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Es recomendable que, para el uso de bombeo mecánico, se tenga en cuenta que su estructura es muy propensa a la corrosión, por lo cual es importante que el fluido de producción tenga poca arena asociada y además que no posea fluidos que afecten directamente el material del cual está hecho el sistema.

Tabla 38. Características de los fluidos para Bombeo mecánico

Variables	RANGOS					
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BS&W (%)	>95	62 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0,1 a 15
Viscosidad del fluido producido (Cp.)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	Si					No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR(SCF/STB)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamientos aplicados		Ácidos			Solventes inhibidores	sin tratamiento

Fuente: MUNOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

4.2 EVALUACIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APROPIADO PARA EL CAMPO

4.2.1 Evaluación cuantitativa de los sistemas de levantamiento. Para cada uno de los rangos de aplicabilidad definidos en el screening se asignó un valor numérico en el rango de 0 a 5, que permitiría comparar el desempeño de cada uno de los sistemas, de acuerdo con las condiciones de operación presentes en la ejecución del pozo. Los rangos de puntuación se asignaron así, como se presentan en la tabla 39:

Tabla 39. Rangos de puntuación establecidos

Rango	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Valor numérico	0	1	2	3	4	5

Es así, que se asigna un valor numérico a cada variable de análisis de acuerdo con el rango de aplicación para así, lograr realizar una ponderación y hacer una comparación numérica.

De acuerdo con la información de los screening y los valores numéricos de la tabla anterior, se le asigna un valor numérico a cada una de las propiedades a analizar de acuerdo al rango de aplicabilidad. De esta manera, en consistencia con la asignación de influencia para cada tipo de variable en porcentajes de la siguiente tabla, se realiza la evaluación para cada método de sistema de levantamiento.

Para determinar y predecir el desempeño que tendrá el método de levantamiento artificial se toman las variables a evaluar y se analizan de acuerdo con los rangos predeterminados en el screening, y según al rango perteneciente (No aplicable,

limitado, aceptable, bueno, excelente) se le asigna el valor numérico correspondiente y se multiplica respectivamente con su valor porcentual. Al finalizar se colocan los totales en una tabla comparativa, para así, determinar el sistema de levantamiento artificial más adecuado desde la vista técnica para el campo.

Tabla 40. Parámetros de evaluación.

Clase	Propiedad	%Base	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo	Excelente
	Ponderación		0	1	2	3	4	5	4
1	Q	10,5	100	200	300	1000	10000	30000	30000
3	Nw	2,5					1	10000	
1	Dep	10,5						5000	7500
2	Csg	4,5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7	
2	Inc	4,5						10	40
3	Dog	2,5						3	10
2	Pwf	4,5				300	500	10000	
2	T	4,5					70	150	250
2	Comp	4,5	Múltiple					Simple	
3	Recov	2,5			Terciario		Secundario	Primario	
1	BSW	10,5						70	90
2	Visc	4,5						10	50
3	Fcor	2,5			si			No	
2	Sand	4,5						5	15
1	GOR	10,5						50	5000
3	Cont	2,5			severa	Media	Leve	Nula	
3	Treat	2,5			Cualquiera		Sin tratamiento		
2	Loc	4,5			Offshore			Onshore	
2	Ener	4,5	Generada					Comprada	
3	Space	2,5			Reducido		Amplio	Estándar	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

4.2.1.1 Asignación de porcentaje a las variables de evaluación. Para la asignación de porcentajes de cada variable, se realizó una clasificación de estas por “clases “, así:

Las clases fueron establecidas de acuerdo con la importancia y la disponibilidad de información que se tiene de cada una de las variables al momento de hacer uso de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial.

Clase 1, Variables determinantes: Se caracterizan por ser esas variables que tienen mayor influencia por encima de las demás, es decir, son determinantes en la elección del sistema de levantamiento, dado que se considera que no se pueden adaptar o modificar a una condición por razones económicas y además técnicas. Estas variables están conformadas por: Tasa de producción, profundidad, porcentaje BSW y la relación gas aceite (GOR).

Clase 2, Variables limitantes: Se van a tomar como esas variables que delimitan el rango de eficiencia de los sistemas y su respectivo funcionamiento, además permiten identificar las ventajas y desventajas entre los sistemas en análisis. Bajo esta clase se asignan 9 variables identificadas por el número 2.

Clase 3, Variables complementarias: Se identifican como las variables que no son críticas para la selección del sistema, pero si ayudan a generar confiabilidad en la decisión final de elección de sistema de levantamiento, es así, que en esta categoría se encuentran 7 variables y se identifican por el número 3.

Para la asignación de importancia de variables se tuvieron en cuenta casos de estudio realizados por parte de Brown¹², Bucaram¹³ y Kahali¹⁴, en donde con un análisis de la frecuencia con la cual cada variable era tomada como referencia para la selección de casa ALS, lo que permitió determinar la relevancia relativa de cada variable respecto a las demás en estudio.

Para determinar cuál va a ser el desempeño de los sistemas de levantamiento, después de haber tomado las variables como criterios de evaluación y sus rangos establecidos en los screening, se asigna un valor numérico correspondiente y se multiplica por el valor porcentual de influencia de la variable correspondiente, para así al finalizar se totaliza el resultado y se podrá establecer que sistema más indicado desde el punto de vista técnico basado en la experiencia.

Dependiendo del resultado obtenido en el análisis, se establece una clasificación cualitativa de los sistemas de levantamiento, así:

- a. 0 a 30%: No aplicable
- b. 30% a 50%: Limitado
- c. 51% a 65%: Aceptable
- d. 66% a 80%: Bueno
- e. 81% a 90%: Excelente
- f. Superior a 90%: Optimo

Teniendo en cuenta que los sistemas de levantamiento tienen principios de funcionamientos diferentes entre sí, se esperaría que las variables criterio de selección tengan un porcentaje de influencia distinto para cada sistema, es por esto

¹² BROWN, Kermit E. Overview of artificial lift. Society of petroleum enginners. Num 09979

¹³ BUCARAM, S.M. Recomendations and comparisions for selecting artificial LiftMethods.Society of petroleum engineers. Num 24843

¹⁴ KHALI, K. Artificial lift methods for marginal fields. Society of petroleum engineers. Num 21696

que las variables que hagan parte de la clase 2 y 3 pueden cambiar su porcentaje de influencia dependiendo del sistema de levantamiento en análisis, sin embargo, gracias a la metodología de Muñoz, A y Torres, E¹⁵, se logró establecer que las variables de clase 1, tienen influencia preestablecida en todos los sistemas de levantamiento, por lo cual estas variables mantendrán su porcentaje de influencia.

4.2.2 Aplicación metodología de selección de SLA. De acuerdo con la metodología propuesta por Muñoz, Álvaro et al, se tienen en cuenta las características de yacimiento, fluido y facilidades de superficie que posee el campo Marcellus para poder realizar la metodología de selección, las variables características presentadas a continuación son propias del área comercial del campo, además se aclara que serán propiedades medidas en producción en caliente, puesto que es un campo que utiliza inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado.

Tabla 41. Propiedades de crudo campo Marcellus.

ZONA PRODUCTORA	Marcellus -05
	A
Gravedad API@ 60°F	11,3
Visc a T1, cP	6795 @ 100 °F
Visc a T2, cP	380 @ 150 °F
Visc a T3, cP	112 @ 200°F
Densidad a Pb	0,9693
Presión de saturación, psi	486

Fuente: Análisis PVT realizado por la compañía operadora del campo

¹⁵ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4.2.2.1 Información requerida. La metodología de selección requiere de la siguiente información obtenida de análisis de fluido y pruebas realizadas en el campo Marcellus, para poder determinar el rango de aplicabilidad de los sistemas bajo las condiciones presentes en el campo, es así que la información requerida para la ejecución de la metodología de selección se plasma en la tabla 42:

Tabla 42. Propiedades promedio del campo Marcellus, para desarrollo por medio de pozos convencionales

Variable	#Variable	Valor	Descripción
Q	0	400	Tasa de producción (BPD)
Nw	1	40	Numero de Pozos
Dep	2	1527	Profundidad del pozo (ft)
Csg	3	7	Tamaño de Casing (In ID)
Inc	4	37	Grado de Inclinación Pozo(° Respecto a la Vertical)
Dog	5	7	Severidad Dogleg (ft/100 ft)
Pwf	6	300	Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)
T	7	400	Temperatura de Yacimiento (°F)
Comp	8	Simple	Tipo de Completamiento
Recov	9	Secundario	Tipo de Recobro (1rio-2rio-3rio)
BSW	10	30	BS&W(%)
Visc	11	54,00	Viscosidad del Fluido producido (cp.)
Fcor	12	Si	Presencia de Fluidos Corrosivos
Sand	13	100	Contenido de arena abrasiva (ppm)
GOR	14	290	GOR(scfd/stb)
Cont	15	Media	Presencia de Contaminantes
Treat	16	solventes	Tratamientos Aplicados (Inhib-Solv-Acidos)
Loc	17	onshore	Tipo de Locación
Ener	18	comprada	Energía Eléctrica
Space	19	Amplio	Espacio

Fuente: Compañía operadora campo Marcellus

En el ingreso de información se tuvo en cuenta una producción en caliente a máxima temperatura de 400 °F, por lo cual se estiman producción por pozo de 400BPD, además viscosidades bajas a causa del aumento de temperatura en yacimiento, el grado de inclinación del pozo y severidad dogleg, dependerán del plan dirección del pozo, pero se plantea un grado de tolerancia de desvío de 37° para pozos convencionales y de una severidad Dogleg tolerable de 7 ft/100ft.

4.2.2.2 Resultados. Tras haber comparado las propiedades promedio obtenidas del campo Marcellus con los datos de las tablas de variables de influencia de selección, se obtuvo el siguiente resultado:

Tabla 43. Resultado comparación variables de influencia para la selección de sistema de levantamiento

		Métodos de Levantamiento											
Variable	#Variable	BES	% BES	GL	%GL	HJP	%HJP	HPP	%HPP	MEC	%MEC	PCP	%PCP
Q	0	3	6,3	1	2,1	4	8,4	5	10,5	4	8,4	4	8,4
Nw	1	4	2	5	2,5	5	2,5	5	2,5	5	2,5	5	2,5
Dep	2	5	10,5	2	4,2	0	0	0	0	5	10,5	5	10,5
Csg	3	4	3,6	4	3,6	3	2,7	3	2,7	2	1,8	2	1,8
Inc	4	4	3,6	4	3,6	2	1,8	2	1,8	2	1,8	0	0
Dog	5	4	2	5	2,5	4	2	4	2	2	1	1	0,5
Pwf	6	3	2,7	0	0	4	3,6	5	4,5	3	2,7	4	3,6
T	7	1	0,9	2	1,8	3	2,7	2	1,8	3	2,7	0	0
Comp	8	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5
Recov	9	4	2	0	0	2	1	2	1	4	2	4	2
BSW	10	5	10,5	3	6,3	3	6,3	3	6,3	3	6,3	3	6,3
Visc	11	3	2,7	5	4,5	4	3,6	4	3,6	4	3,6	1	0,9
Fcor	12	2	1	4	2	0	0	1	0,5	0	0	1	0,5

		Métodos de Levantamiento											
Variable	#Variable	BES	% BES	GL	%GL	HJP	%HJP	HPP	%HPP	MEC	%MEC	PCP	%PCP
Sand	13	2	1,8	5	4,5	3	2,7	2	1,8	3	2,7	4	3,6
GOR	14	4	8,4	2	4,2	3	6,3	2	4,2	3	6,3	3	6,3
Cont	15	3	1,5	3	1,5	3	1,5	2	1	2	1	4	2
Treat	16	2	1	2	1	5	2,5	4	2	4	2	0	0
Loc	17	5	4,5	4	3,6	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5
Ener	18	5	4,5	3	2,7	3	2,7	3	2,7	4	3,6	3	2,7
Space	19	4	2	4	2	4	2	4	2	5	2,5	5	2,5
Total [%]			76,0		57,1		61,3		59,9		70,4		63,1

De acuerdo con los resultados obtenidos luego de ejecutar la metodología de selección se obtiene que el sistema más adecuado para el campo, congruente con la calificación es el sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible (BES), seguido por bombeo mecánico que es el sistema que se usa actualmente en los pozos del campo y finalmente dentro de una categoría aceptable el sistema PCP.

4.2.3 Selección sistema BES. De acuerdo a la metodología aplicada y según las propiedades promedio obtenidas de análisis en campo, se recomienda el sistema BES, como opción prioritaria para uso como sistema de levantamiento del campo, por lo cual se recomienda un piloto de este sistema, puesto que brindara ventajas tales como:

- ✓ Volúmenes de levantamiento altos
- ✓ Altas tasas de producción
- ✓ Aporte considerable de energía al fluido
- ✓ Adquisición de datos de monitoreo y control frente ataques por fluidos corrosivos
- ✓ Buen funcionamiento a pesar de grandes desviaciones del pozo.

A pesar de las grandes ventajas que puede proporcionar este método de levantamiento, es importante tener en cuenta que este sistema puede generar daños sobre el mismo bajo temperaturas muy altas de funcionamiento y además si se presentan fallas en el sistema de control de arena, pueden existir fallas en el funcionamiento del sistema, sin embargo, es un sistema que logra tener gran eficiencia a pesar de altas relaciones de gas-aceite.

4.2.4 Selección sistema bombeo mecánico. El método de levantamiento por bombeo mecánico es seleccionado hasta el momento como sistema de levantamiento en los pozos de desarrollo del campo Marcellus, este, de acuerdo a la metodología de selección se encuentra dentro de un rango aceptable de funcionamiento, es así, que se espera que tenga grados buenos de eficiencia dentro de su funcionamiento y además pocas restricciones bajo sus cualidades de operación, sin embargo, es importante resaltar que es un sistema que presenta los siguientes problemas:

- La eficiencia del sistema se ve considerablemente afectada tras altas relaciones gas-aceite.
- No se recomienda el uso de este sistema dentro de pozos desviados, puesto que la fricción de piezas metálicas puede ocasionar problemas de funcionamiento mecánico, además desgaste de secciones del casing.
- Para pozos profundos no es recomendable su instalación a causa de la resistencia mecánica que proporciona las varillas del sistema.

A pesar de que el bombeo mecánico es el sistema de preferencia dentro del campo se aconseja un piloto de sistema de bombeo electro sumergible para validar las ventajas del uso de este sistema dentro del campo, teniendo en cuenta que se ubicó dentro del rango bueno de funcionamiento de acuerdo a la metodología utilizada, dentro de este piloto también se recomienda el uso del sistema BES para

los pozos de configuración horizontal, puesto que el bombeo mecánico utilizado hasta el momento, presenta fallas regulares gracias a las desviaciones de los pozos.

4.2.5 Selección sistema de levantamiento para pozos horizontales. Tras evaluaciones de la compañía se estimó que los pozos horizontales a través de una producción en caliente podrían manejar tasas de hasta 700 barriles por día, en donde el plan direccional toleraría desviaciones de hasta 94° a profundidades dentro del rango de 1300 y 1400 ft, por lo cual se tomaron datos de uno de los pozos construidos en el campo para realizar la siguiente tabla 44:

Tabla 44. Propiedades promedio del campo Marcellus, para desarrollo por medio de pozos horizontales.

Variable	#Variable	Valor	Descripción
Q	0	700	Tasa de producción (BPD)
Nw	1	90	Numero de Pozos
Dep	2	1321	Profundidad del pozo (ft)
Csg	3	7	Tamaño de Casing (In ID)
Inc	4	94	Grado de Inclinación Pozo(° Respecto a la Vertical)
Dog	5	7	Severidad Dogleg (ft/100 ft)
Pwf	6	300	Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)
T	7	400	Temperatura de Yacimiento (°F)
Comp	8	Simple	Tipo de Completamiento
Recov	9	Secundario	Tipo de Recobro (1rio-2rio-3rio)
BSW	10	30	BS&W(%)
Visc	11	54,00	Viscosidad del Fluido producido (cp.)
Fcor	12	Si	Presencia de Fluidos Corrosivos
Sand	13	200	Contenido de arena abrasiva (ppm)
GOR	14	290	GOR(scfd/stb)
Cont	15	Media	Presencia de Contaminantes

Variable	#Variable	Valor	Descripción
Treat	16	solventes	Tratamientos Aplicados (Inhib-Solv-Acidos)
Loc	17	onshore	Tipo de Locación
Ener	18	comprada	Energía Eléctrica
Space	19	Amplio	Espacio

Fuente: Las condiciones de operación a los cuales van a estar sometidos los sistemas de levantamiento fueron proporcionados por la compañía operadora del campo.

4.2.6 Resultado del uso de la metodología de selección.

Tabla 45. Resultado comparación variables de influencia para la selección de sistema de levantamiento

Variable	#Variable e	Métodos de Levantamiento											
		BE S	% BES	G L	%G L	HJP	%HJ P	HPP	%HP P	ME C	%ME C	PC P	%PC P
Q	0	3	6,3	2	4,2	5	10,5	4	8,4	3	6,3	4	8,4
Nw	1	4	2	5	2,5	5	2,5	5	2,5	5	2,5	5	2,5
Dep	2	5	10,5	2	4,2	0	0	0	0	5	10,5	5	10,5
Csg	3	4	3,6	4	3,6	3	2,7	3	2,7	2	1,8	2	1,8
Inc	4	0	0	0	0	FALS O	0	FALS O	0	0	0	0	0
Dog	5	4	2	5	2,5	4	2	4	2	2	1	1	0,5
Pwf	6	3	2,7	0	0	4	3,6	5	4,5	3	2,7	4	3,6
T	7	1	0,9	2	1,8	3	2,7	2	1,8	3	2,7	0	0
Comp	8	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5
Recov	9	4	2	0	0	2	1	2	1	4	2	4	2
BSW	10	5	10,5	3	6,3	3	6,3	3	6,3	3	6,3	3	6,3
Visc	11	3	2,7	5	4,5	4	3,6	4	3,6	4	3,6	1	0,9
Fcor	12	2	1	4	2	0	0	1	0,5	0	0	1	0,5
Sand	13	1	0,9	5	4,5	2	1,8	0	0	3	2,7	4	3,6

Variable	#Variable e	Métodos de Levantamiento											
		BES	% BES	GL	%GL	HJP	%HJP	HPP	%HPP	MEC	%MEC	PCP	%PCP
GOR	14	4	8,4	2	4,2	3	6,3	2	4,2	3	6,3	3	6,3
Cont	15	3	1,5	3	1,5	3	1,5	2	1	2	1	4	2
Treat	16	2	1	2	1	5	2,5	4	2	4	2	0	0
Loc	17	5	4,5	4	3,6	5	4,5	5	4,5	5	4,5	5	4,5
Ener	18	5	4,5	3	2,7	3	2,7	3	2,7	4	3,6	3	2,7
Space	19	4	2	4	2	4	2	4	2	5	2,5	5	2,5
Total [%]			71,5		55,6		60,7		54,2		66,5		63,1

A pesar de que a partir del análisis económico y financiero se recomienda un desarrollo del campo a través de tipos de pozos convencional a causa de han generado mayores utilidades y además de que requieren menor cantidad de servicios, se decidió aplicar la metodología de selección a este tipo de pozos para lograr adquirir el mayor rendimiento de la explotación llevada a cabo.

La metodología de selección dio como resultado que el sistema más aceptable de aplicabilidad dentro de este tipo de pozo es el bombeo electro sumergible, esto a causa de las grandes desviaciones que pueden presentar estos y además que vienen asociados a tasas más altas de producción de fluidos, por lo cual, el bombeo electro sumergible es la opción más apropiada para manejar tasas más altas de producción y evitar fallas en el funcionamiento del sistema de levantamiento a causa de altas relaciones de gas-aceite.

4.3 PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO MARCELLUS

Gracias al análisis realizado anteriormente sobre el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el campo, dando como resultado bombeo mecánico, este se destaca por la capacidad en que se le puede inyectar vapor, además es el único que puede quedar cerrado en fondo de pozo. Con los problemas comúnmente presentados en campo de donde se centra principalmente fallas causadas por arenamiento debido a que se estropean demasiado las bombas del subsuelo, tanto su pistón como válvula fija, además que ocurre mucho desgaste de varillas, junto con la ayuda de las bases teóricas se planteará a continuación una propuesta para el mejoramiento de producción en campo:

4.3.1 Arenamiento. Debido a las características que presentan los fluidos y el yacimiento en campo MARCELLUS es necesario utilizar como método de recobro la inyección de vapor, por tanto, al tener este método es muy común que se presente este problema ya que las fuerzas de arrastre se incrementan con la velocidad del crudo viscoso que va tomando, además de esto, como es un yacimiento somero sus arenas son típicamente no consolidadas provocando a su vez corrosión y abrasión en las tuberías, equipos de producción en especial las bombas del subsuelo fallan, por esa razón se realizan a menudo cambios por sufrir de taponamiento mediante la acumulación de sedimentos conllevando a pérdidas de potencial en producción de aceite, es por esto que se realizó una recopilación de los diferentes tipos de liner para analizar una mejor propuesta para disminuir la presencia de arenas:

Dentro de los mecanismos de retención y filtración de arenas más utilizados¹⁶ en los proyectos de recobro térmico se encuentra los liners ranurados, liners con enmallado de alambre, liners pre-empacados, liners con mesh (mallas) metálico, empaquetamientos de grava y consolidados. Estos cumplen con la función de: proveer la retención de arenas por parte de la formación o empaquetamientos de grava para a la vez permitir la circulación de fluidos durante operaciones de limpieza, producción o estimulación en el pozo. A continuación, en la tabla 46, se muestra su respectiva función y uso especial.

Tabla 46. Tipos de liner para pozos térmicos

Liner para Control de arena	Función	Uso Especial
Screen (Tubería perforada con malla metálica alrededor)	Elimina las obstrucciones que se generan en las perforaciones del revestimiento.	Pozos donde su estratificación tiene intercalaciones de shale y arena.
Empaquetamiento Consolidado	Bombear una mezcla que contiene un fluido de transporte, resinas, agente entre lazador, arena y catalizador por el anular del liner o en hueco abierto.	Consolidar la arena y configurar un empaquetamiento con grava.
Liners con Mallas Pre-empacadas (Pre-Packs)	Diseñados para retener las arenas de formación sin la necesidad de empaquetamiento de grava.	Gran área superficial para filtrado, altas permeabilidades (50 – 100 darcys), alta fuerza compresiva (5000 psi a 150°F), soporta temperaturas de hasta 500°F.
Empaquetamientos de Grava	Bombear una lechada de grava debidamente dimensionada a lo largo del anular hasta la zona de interés. Esta grava se acentuará en el fondo del pozo donde creará un filtro granular con una muy alta permeabilidad de alrededor de 120 darcys para la circulación de	Restricción de la intrusión de arenas.

¹⁶ PARTHA S., Sarathi. “In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices”. Enero de 1999

Liner para Control de arena	Función	Uso Especial
	fluidos, pero que al mismo tiempo restringirá la intrusión de arenas.	

Fuente: ALARCON, Julián; NAVARRO, Sergio. Diseño del completamiento y de los sistemas de levantamiento artificial en un poco con recobro por combustión In-Situ Mediante Analogías, Tesis UIS, 2014, Modificada por autores.

Por lo general los pozos tanto verticales como horizontales que se encuentran en el Campo Marcellus están completados con Liner ranurado y empaquetamientos de Grava. Estos componentes tienen tanto su ventaja en cuanto la distribución de la arena es relativamente uniforme para retener el paso de las arenas de formación. Es importante realizar una revisión de los pozos si ellos se encuentran en la mayoría completados con liner ranurado junto con empaquetamiento de grava, debido a que si el pozo solo cuenta con liner ranurado, es más fácil que las partículas de la arena de formación se vayan acumulando dentro del espacio anular entre liner y casing volviéndose una zona de baja permeabilidad donde puede ocasionar a futuro una excesiva producción de granos finos que taponarán las zonas de circulación, es por esto que se recomienda que el liner ranurado (si es de acero inoxidable mucho mejor) esté junto con el empaquetamiento de grava para permitir retener el paso del material de grava ofreciendo mejor apoyo y resistencia contra las arenas de formación. De igual manera para los empaquetamientos de grava se debe tener un poco de cuidado porque es cierto que no permiten la intrusión de arenas de formación, pero a su vez pueden presentar las siguientes desventajas¹⁷:

- ✓ Daño a la permeabilidad de la formación y restricción en producción durante la etapa de inyección de grava.
- ✓ Reducción del diámetro operativo del pozo
- ✓ El completamiento de zonas múltiples con grava es complicado.

¹⁷ CARLSON-CHEVRON, John Service Co, GURLEY, Derrel; KING-AMOCO, George Production Co, Colin PriceSmith, Frank Waters, "Sand Control: Why and How?". – BP Exploration Inc.

- ✓ La mayoría de las reparaciones en pozo involucran la remoción total del liner y el empaquetamiento de grava.
- ✓ Es una técnica relativamente costosa.

Es por esto que se recomienda hacer una revisión de cada pozo en campo, para verificar que estén completados de esa manera, para reducir problemas de taponamiento en pozo y fallas de bombas, además se propone una alternativa de implementar en un pozo de estudio que en vez de poseer Liner ranurado junto con empaquetamiento de grava, sea completado con “Liner Con Mallas Pre-Empacadas o Pre packs” debido a que su base consiste de un tubo con envoltura de alambre totalmente soldado, elimina por completo la necesidad de ensanchar el fondo del pozo y de empacarlo con grava. Consta de un tubo base con dos enmallados de alambre concéntricos en forma de V y un empaque de grava integral de 0,25 pulgadas de espesor (o más grueso si es necesario). El tamaño y el tipo de empaque de grava utilizado depende de las arenas de la formación que se van a controlar. El empaque con grava de relleno puede estar o no revestido de resina¹⁸, a continuación, se muestra en la Figura 22.

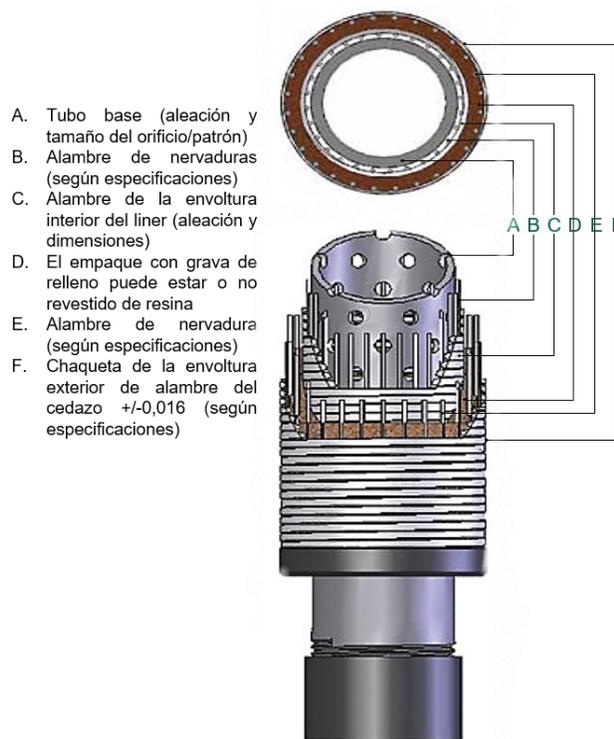
4.3.1.1 Ventajas del Liner con Mallas Pre empacadas:

- Solución económica cuando los empaques de grava no son factibles
- Elimina la necesidad de ensanchar el fondo del pozo y empacar el mismo con grava
- Ideal para programas de reacondicionamiento de bajo presupuesto
- Opciones de aleaciones para los cables de envoltura y los tubos base, así como del tipo y espesor de empaque de grava permiten el diseño a la medida para ajustarlo a los entornos específicos de producción

¹⁸ ALLOY SCREEN WORKS, A division of Alloy Machine Works, Inc.2012

- Especialmente diseñado para pozos productores de petróleo, gas o agua e inyectores, así como para pozos de inundación con agua, de inundación con vapor y de desechos
- Soporta temperaturas de hasta 500F
- Más efectivo que los revestimientos Ranurados.

Figura 22. Liner con mallas Pre empacadas o Pre packs



Fuente: ALLOY SCREEN WORKS, A division of Alloy Machine Works, Inc.2012

Sería una buena opción para iniciar con la mejora de la producción en campo combatiendo el principal factor como lo es el arenamiento, además que esta herramienta también se ha utilizado en otros campos como el de Shengli, China¹⁹,

¹⁹ RUIYI, Xu; ZHIQI, Zhou y XU, Zhang. “An Applied High Temperature Sand Control Well Completion Technique for Horizontal Wells”. Oil Production Technology Research Institute Shengli Petroleum Administrative Bureau.

donde se aplicó para 12 pozos de tipo horizontal, este es un campo que cuenta con una gravedad API de 10,5 y viscosidades entre 10,000cp-100000cp con formación de arenas no consolidadas, además ellos hicieron un ajuste al liner agregándole una fibra de malla metálica en vez de grava o arena junto con una tubería protectora externa, gracias a esta alternativa implementada en campo lograron disminución en la producción de arena y daños a los sistemas, debido a la gran elasticidad y resistencia al doblaje del sistema de mallas con fibra metálica el cual puede llegar a soportar temperaturas por encima de los 665 F a profundidades entre los 4265-4921 pies, por ende sería una muy buena alternativa para mejorar la producción de los pozos horizontales en MARCELLUS.

4.3.2 Desgaste de Varillas. El otro factor falla que es común en los pozos del campo es el desgaste de varillas. Los pozos debido a su desviación tienden a sufrir de desgaste, en especial los pozos horizontales por su estrecho contacto con el tubing o por su alto Dogleg. Es por esto que se recomienda el uso permanente de los centralizadores, el buen manejo de la sarta en superficie para evitar la rotura en el cuerpo de las varillas junto con esto, el alto acompañamiento de la revisión de Dinagramas para identificar los posibles golpes de fluido severos que ocasionan las fallas en esta. Como una nueva alternativa para disminuir el daño en estas se recomienda la revisión de los diseños de varillas de cada uno de los pozos, para verificar variables importantes como lo son:

- Carga de varillas
- Nivel del fluido
- Diámetro del pistón
- Velocidad de bombeo
- Longitud del recorrido: Su diseño también depende de tal forma que el esfuerzo empleado sea el mismo en cada uno de los topes de cada sección de varillas
- Profundidad de la bomba
- Condiciones del pozo

- Producción deseada
- Problemas de corrosión

Además de lo mencionado anteriormente, se aconseja revisar el grado de las varillas que se están usando, ya que existen de grado K, C, D, destacando que las varillas de grado D son resistentes a altas cargas y a diversos ambientes en los que se encuentre. Cada una de estas variables se puede analizar con el método de API RP 11L, método de diseño de la ecuación de onda, con software RODSTAR, con el fin de optimizar los pozos que se encuentran en campo para poder obtener más beneficios con estos y lograr tener una mejor producción.

4.3.3 Producción. Debido a la declinación que se presenta la cual es un proceso natural puesto que poco a poco el yacimiento se va depletando, es de suma importancia evitar que se acelere este descenso especialmente en los pozos horizontales, se sugiere el respectivo análisis de los estados mecánicos de los pozos, revisar las condiciones de operación que se aplican en ellos sobre todo la presión de fondo que están manejando ya que en ocasiones por tratar de tener una tasa de producción constante la presión de fondo (P_{wf}) inicia su descenso y cuando esta se acerca a las condiciones mínimas o críticas, también provoca que el pozo tienda a sufrir de arenamiento que es uno de los problemas que más se presentan de campo y/o el pozo se tienda a venir en agua, además de lo mencionado anteriormente, se sugiere realizar toma de registro a pozos para determinar si estos se encuentran navegando correctamente la arena como puede que se encuentren en algún tope o lejano del punto de objetivo, para que según los resultados encontrados a futuro se puedan realizar acondicionamiento de pozos, servicio a pozo especiales de workover obteniendo así otro punto de estudio para mejorar la producción de campo.

Finalmente, con lo propuesto para mejorar la producción de los pozos en campo se esperaría que, con la verificación de los estados mecánicos, diseño correcto de varillas, revisión de condiciones de operación y la toma de registros mejore la producción obtenida haciendo que los pozos sean muchos más eficientes y rentables para el campo Marcellus.

5. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta el número de pozos productores horizontales y verticales presentes en el campo estudio, se logró establecer que en un periodo de estudio de 8 años el tipo de pozo horizontal ha aportado el 66% del acumulado en producción de crudo del campo y los pozos convencionales han aportado un 34 % de la producción total.

La respuesta de producción mediante el programa de estimulación térmica que se lleva a cabo en el campo, logra resaltar que los pozos horizontales responden a la estimulación mucho más rápido que los pozos verticales, debido a que en sus primeros 3 años, de la producción acumulada los pozos horizontales aportaban el 23% y los pozos verticales un rango del 13% de la producción acumulada total.

Según lo observado los pozos horizontales tienen mayor capacidad de incrementar la producción, teniendo en cuenta de la metodología de recobro térmica utilizado en el campo, sin embargo, mediante el análisis económico realizado previamente, los pozos convencionales del campo mantienen una respuesta en producción estable, es por esto que si el objetivo de la compañía es tener una mayor producción en campo, este se puede lograr mediante los horizontales, pero, si el objetivo es tener producción a niveles más bajos de inversión capital, los pozos convencionales van a llegar a ser los más indicados.

Respecto a los servicios recopilados en el caso de estudio, haciendo énfasis en las fallas más comunes como cambio de bomba, varillas partidas, flushing entre otros, se tienen hasta ahora un total acumulado de horas de 15436,25 horas, del cual, el 33,4% corresponde a las horas invertidas en los pozos verticales y el 66,6% corresponde a los pozos horizontales, no obstante, al dividir el acumulado de horas de los verticales con su cantidad de pozos (47), se tiene que cada pozo en promedio

emplearía 109,6 horas y para los pozos horizontales (95), en promedio emplea 108,2 horas, lo cual significaría que cada pozo estaría en promedio empleando casi el mismo tiempo en horas de servicio

A través del desarrollo del proyecto Estudio comparativo, técnico económico entre pozos verticales y horizontales para potenciar el desarrollo de un campo de crudo pesado se logró validar que en cuanto costos totales de producción de vapor inyectado, los pozos horizontales consumieron el 76% del total de costo de inyección de vapor a comparación de los verticales que solo requirieron del 26% del total de los costos de inyección, a su vez ,se determinó que el 30% del total del VPN de utilidades obtenido durante el proyecto fue proporcionado por los pozos horizontales y el 70% se logró gracias a los pozos verticales, lo que indica que desde el ámbito financiero, el tipo de pozo vertical ha logrado generar un impacto benéfico más ventajoso en la finanzas del proyecto que los pozos horizontales.

6. RECOMENDACIONES

Analizar posibles mejoras en los métodos de recobro que se están implementado en los pozos convencionales, nuevas tecnologías que se podrían aplicar, para que de esta manera se logre incrementar y tener mejor respuesta en las tasas de producción.

Teniendo en cuenta que los pozos horizontales presentan buena respuesta, se recomienda reformar los esfuerzos en la metodología en los pozos convencionales, ya que, al tener una respuesta no tan eficaz, no significa que estos sean malos, se recomienda analizar cómo se le puede sacar más provecho mediante tecnologías alternativas con vapor y nitrógeno que permita mejorar la producción.

Se recomienda realizar simulación de los patrones de inyección que se llevan a cabo en el campo, y de cómo es la llegada del vapor a fondo de pozo, para así determinar que otros factores estarían interviniendo en la tasa de producción esperada.

Analizar metodologías del bombeo mecánico, mejorar sus elementos como el tipo de guía de varilla, centralizadores, en cuanto a los materiales que los componen con el fin de fortalecer la resistencia de estos componentes y así reducir la intervención de servicios a pozos cuando se presentan fallas por desgaste de varillas.

Se recomienda por medio del software del RODSTAR, evaluar cada pozo que conforma el campo, con el fin de mejorar la ubicación de las varillas, grados de varillas, cargas y tensiones a las que se exponen, para evitar pronto desgaste que estas poseen.

Se recomienda buscar nuevas alternativas y tecnologías de mejoras en la calidad de las guías de varillas, como guías de alta dureza, materiales de alta resistencia, como guías inyectadas, y que por ejemplo este tipo se pueda implementar en los pozos de mayor potencial con el fin de reducir fallas asociadas comunes a las guías de varillas.

Se recomienda analizar la posible implementación de pozos infil, teniendo en cuenta los resultados del análisis económico, debido a que su inversión se puede recuperar en corto tiempo y a su vez, contribuyen con la disminución de los riegos de canalización cuando se inyectan con vapor pozos aledaños.

BIBLIOGRAFÍA

AL-ANSSARI, S., NWIDEE, L., WANG, S., BARIFCANI, A., LEBEDEV, M., & IGLAUER, S. Wettability Alteration of Carbonate Rocks via Nanoparticle-Anionic Surfactant Flooding at Reservoirs Conditions. Society of Petroleum Engineers. 2017

ALARCON Julián, NAVARRO Sergio, Diseño del completamiento y de los sistemas de levantamiento artificial en un poco con recobro por combustión In-Situ Mediante Analogías, Tesis UIS, 2014

ALLOY SCREEN WORKS, A division of Alloy Machine Works, Inc.2012

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 42 Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface-Active Agents for Well Stimulation (second Ed.). Washington. 1977. Recuperado el 12 de junio de 2019.

BARRÓN, Osvaldo, SÁNCHEZ, Gerardo, SOLUCIONES PARA PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL BOMBEO MECÁNICO, Tesis de pregrado Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F. Ciudad Universitaria. 2009.

CARLSON-CHEVRON, John; SERVICE CO, GURLEY, Derrel; KING-AMOCO, George. Production Co, Colin PriceSmith, Frank Waters, "Sand Control: Why and How?". – BP Exploration Inc.

CUADROS, J.; SALAMANCA, A.; AMADO, N.; CUADROS, G.; ROJAS, E.; VIRAMONTE, J. Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia. 2012

FERNÁNDEZ E., Saúl. Los proyectos de inversión. 2007.p-132.

GAMBIA, A. y GONZÁLEZ, T. Determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de la longitud o sección horizontal. 2003

J.A. Introduction to directional and horizontal drilling. 1993

LEÓN-VENTURA, R.; GONZÁLEZ-G, G.; LEYVA-G, H. Evaluation of Horizontal Well Production. 2000

MADRID, M, Portal del Petroleo, Curvas de Declinación de Producción, 2012 En línea: <https://bit.ly/3nQZC5Y>

MIRZAEI PAIAMAN, M.; RAHIM KARIMI, G.; ABBAS, Safian, Investigating Productivity of Vertical and Horizontal Wells in One of the Persian Oil Fields. 2010

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de Grado. 2007

OIL PRODUCTION, Diseño de la Perforación de Pozos, 2015. En línea: <https://bit.ly/3bXKqSn>

PARTHA S. Sarathi. "In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Enero de 1999

RAMOS GUERRA, Daniel A. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas. 2003

RUIYI, Xu; ZHIQI, Zhou y XU, Zhang. "An Applied High Temperature Sand Control Well Completion Technique for Horizontal Wells". Oil Production Technology Research Institute Shengli Petroleum Administrative Bureau.

TUNA EREN, et.al. Well efficiency assessment in geothermal fields for horizontal drilling. 2019

URIBE HIDALGO, C.; MUÑOZ NAVARRO, S.; OLIVEROS GÓMEZ, C. NARANJO SUAREZ, (), Technical and Financial Evaluation of a Process of Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells., 2013.

VILLAREAL, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión 2001. p-67