

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN UN CAMPO DE
LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**JUAN DAVID FONSECA BUSTOS
KAMILA ANDREA LAGOS DÍAZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020**

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO EN UN CAMPO DE
LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

JUAN DAVID FONSECA BUSTOS

KAMILA ANDREA LAGOS DÍAZ

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

RUDYARD M. VEGA. C.

Ingeniero de Petróleos

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C**

2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Oscar Armando Arenas Mantilla

Diego Camilo Araque Barrera

Bogotá, D.C., enero de 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA – PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su gran bendición llena siempre mi vida y a toda mi familia por estar siempre presentes.

Agradezco a mis padres Omar y Sara, por ser el apoyo incondicional de mi vida, por creer siempre en mí y en mis capacidades, por ser mis guías en la búsqueda de mis sueños, por los sabios consejos, valores y principios que me han inculcado con los cuales me han hecho llegar tan lejos.

Mi profundo agradecimiento a mis hermanos Catalina y Santiago, por ser mis mejores amigos, por escucharme siempre, por sus grandes enseñanzas que me hacen ser mejor persona, por ser mi mayor motivación y modelo a seguir.

También agradezco a mi querida abuela Lucila, que ha llenado mi corazón de excelentes virtudes, pasión y nobleza, valores que me han formado como persona.

Agradezco a mi primo Anthony, quien siempre ha estado para mí, me ha hecho ser mejor persona y con quien puedo contar incondicionalmente, me ha hecho creer más en mí y en mis capacidades, me ha acompañado en mis momentos más duros y cruciales de mi vida, quien con su gran forma de ser se ha ganado la estimación de mí y mi familia.

De igual forma, agradezco a los docentes de Fundación Universidad de América, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión, de manera especial, a los profesores Jorge Tovar, Sebastián Gómez, Yatniel Pirela y Edinson Jiménez, quienes han guiado con su paciencia y amor por la carrera el presente proyecto de grado.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento a los Ingenieros Rudyard M. Vega. C. y Lina María Ángel, principales colaboradores durante todo este proceso, quienes, con su dirección, conocimiento, enseñanza y gran colaboración permitieron el desarrollo de este trabajo.

Juan David Fonseca Bustos

AGRADECIMIENTOS

Quiero dar gracias en primer lugar a Dios por poner este sueño en mi corazón y ver su fidelidad durante este tiempo hasta el día de hoy, por mostrarme que sus planes son más grandes que los míos, por enseñarme que su tiempo es perfecto y por hacer de mí su guerrera valiente.

En segundo lugar, agradezco a los dos motores de mi vida Orlando y Ana, por creer en mí y animarme siempre, por darme la oportunidad de construir mis sueños sin importan las limitaciones, por criar una mujer valiente, sencilla y perseverante, por enseñarme que las limitaciones solo existen en la cabeza y que el existo es alcanzable cuando se aprende a servir y a ser feliz.

Agradezco a mis dos hermanas, Jenny y Diana, quienes estuvieron conmigo siempre durante esta etapa, enseñándome cuan fuerte y capa soy para alcanzar lo que me propongo, creyendo en mí y en mis sueños, por animarme en mis caídas y celebrar mis victorias, pero sobre todo por enseñarme a caminar con los pies en la tierra y la mirada en el cielo. Por otro lado, agradecer a quien, durante mi etapa en la universidad, se convirtió en mi hermana y amiga, Yudy Sierra, gracias prima por estar siempre para mí, por compartir tu tiempo para ayudarme y escucharme, por animarme y creer en mis capacidades, pero, ante todo, por acompañarme siempre en mi crecimiento durante esta importante etapa. Quiero agradecer a Jorge Rey, por convertirse más que un cuñado, un gran amigo de admirar, por animarme y junto con mi hermana, enyesarme que cada momento en mi vida, es parte del gran plan y a soñar en grande, porque grande es aquel que cuida y vela de mí.

Igualmente agradezco a cada uno de los docentes de la Universidad América, quienes, en su momento, dejaron grandes conocimientos en mí, convirtiéndose en ejemplos de vida y por ser parte de la construcción y realización de este logro profesional. De manera especial, un agradecimiento a los profesores Jorge Tovar, Sebastián Gómez, Yatnielah Pirela y Edinson Jiménez, por su compañía y seguimiento continuo durante la realización de este trabajo de grado.

Finalmente, mis más sinceros agradecimientos y admiración a los Ingenieros Rudyard M. Vega. C. y Lina María Ángel, quienes, a través del desarrollo de este trabajo, brindaron su conocimiento, soporte y tiempo; para dar culminación a este proyecto y terminación de una gran etapa.

Kamila Andrea Lagos Díaz

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a:

A mis padres Omar y Sara, quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo, sabiduría y valentía, y que me siento orgulloso de ser su hijo

A mis hermanos Catalina y Santiago por su gran apoyo durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento y por soportarme tantas veces. A toda mi familia porque sus grandes consejos y palabras que hicieron de mí una mejor persona, de sus oraciones y compañía en mi formación y camino a mis metas.

A mi primo Anthony, quien siempre me ha brindado su cariño y apoyo en todos mis propósitos, quien me ha inspirado a ser mejor hermano y amigo, y en especial, quien ha confiado en mis capacidades y en lo lejos que puedo llegar con ayuda de Dios y de excelentes compañías.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a todos mis amigos y amigas, por apoyarme y escucharme cuando más los necesito, por extender su mano en momentos difíciles y por llenar mis días de risa y enseñanzas.

Juan David Fonseca Bustos

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada:

A Dios, por ser mi roca firme, Padre fiel, y guiador de mis sueños.

A mis padres, Orlando y Ana, por creer en mí y enseñarme que los sueños si se hacen realidad, por estar conmigo durante mi etapa de universidad y apoyarme en la realización de este trabajo, por sacrificar sus sueños por los míos y mostrarme que se es grande cuando se aprende a mirar con humildad y agradecimiento la vida.

A mis hermanas, Jenny y Diana, por ser testigos de las caídas y victorias durante mi tiempo universitario, por soportarme en mis día bueno y malos y aun así creer en este sueño.

A Yudi Sierra, por ser más que mi prima, una gran amiga, quien siempre creyó en mis capacidades para cumplir con este trabajo de grado, por sus sabias palabras y compartir su tiempo conmigo.

Finalmente, dedico este trabajo a cada uno de mis compañeros, amigos y amigas, por apoyarme siempre, por hacer de esta etapa única, por compartir sus alegrías conmigo y aportar grandes valores para mi crecimiento académico y personal.

Kamila Andrea Lagos Díaz

GLOSARIO

ACUIFERO ACTIVO: se define como estrato o formación geológica que almacena y transmite agua (permite la circulación de agua a través de sus poros o grietas) permitiendo que pueda ser explotado en cantidades económicamente apreciables. Estos pueden ser muy grandes en comparación con el yacimiento adyacente, caso en el cual se consideran de extensión infinita, bajo todo punto de vista práctico.

ANALISIS NODAL: es una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: este sistema está conformado con una bomba centrífuga de varias etapas, la cual está conectada con un eje al motor eléctrico. Este mecanismo se encuentra sumergido en el pozo y funciona mediante un cable, el cual suministra la energía eléctrica proveniente de un motor en superficie. Todo el conjunto de este mecanismo está conectado por ejes los cuales rotan para bombear el fluido a alta presión desde el fondo del pozo a la superficie. Este mecanismo opera bajo un efecto de centrifuga, el cual consta de un impulsor y difusor, que, mediante energía eléctrica, rotan a alta velocidad para llevar el fluido del pozo a superficie.

CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA: es la representación gráfica de la relación entre la permeabilidad efectiva a una cierta saturación y la permeabilidad absoluta, constituye la fracción de la permeabilidad efectiva del fluido (petróleo, gas o agua) entre la permeabilidad absoluta.

CURVA INFLOW: es una representación del comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento.

CURVA IPR: es la representación gráfica de las presiones fluyentes (P_{wf}), y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir, para cada P_{wf} existe una tasa de producción de líquido, que se puede obtener de la definición del índice de productividad.

CURVA OUTFLOW: es una curva que representa el comportamiento de levantamientos de fluidos

FASE MOJADA: fases que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

FASE MOJANTE: son aquellas fases que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca.

FORMACION DE CRESTAS (CRESTING): el cambio producido en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción. La formación de crestas tiene lugar en los pozos horizontales

o altamente desviados y es afectada por las características de los fluidos involucrados y la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical.

FWKO (Free Water Knock Out): es un tipo de separador vertical u horizontal, el cual se utiliza, principalmente, para retirar agua libre que pueda causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones compactas, que son difíciles de descomponer. El separador de agua libre se abrevia FWKO, por sus siglas en inglés.

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP): es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida.

OFM (OilField Manager): es un software originario de la empresa Schlumberger, el cual permite convertir los datos en decisiones que pueden mejorar el rendimiento del campo de petróleo y gas durante todo el ciclo de vida. También se usa como una herramienta de base de datos para predicción de producción y reservas.

ON-SHORE: Actividad petrolera que se realiza en tierra.

PRODUCCION POR EL TUBING: mecanismo de producción que se realiza por la Tubería de Producción (tubing) el cual es el conducto principal para los fluidos producidos por el pozo. También protege a la tubería de revestimiento de la presión y la corrosión. Su tamaño puede variar desde varias pulgadas en fracciones de pulgadas. Generalmente la tubería de producción se corre desde el cabezal del pozo hasta la zona productiva.

SISTEMA DELEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: los sistemas de levantamiento artificial se usan para incrementar la producción en un campo, bien sea para reactivar pozos que ya no fluyen naturalmente o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos sistemas operan bajo diferentes principios de funcionamiento, de acuerdo a las características de los fluidos presentes en el yacimiento.

YACIMIENTO: es una formación de roca porosa y permeable en la cual se genera la acumulación de hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. La distribución de estos fluidos en el reservorio está en función de sus densidades, encontrándose el gas entrampado en la parte más alta de la estructura al ser el fluido más liviano; seguido de los hidrocarburos, está la zona de agua de fondo, coincidiendo generalmente con la superficie de un acuífero denominada contacto agua-petróleo (CAP). Cuando en el yacimiento se encuentran acumulaciones de petróleo y gas en fases diferentes, el límite entre ellas es conocido como el contacto gas-petróleo (CGP).

RESUMEN

El siguiente trabajo de grado describe el proceso de optimización de crudo pesado en un Campo de la Cuenca de los Llanos Orientales, a través del cierre periódico de pozos con alta producción de agua que permitan dar apertura a pozos con un alto potencial de petróleo. Los elevados cortes de agua presentes en algunos pozos del campo, producto de la presencia de un acuífero activo en la formación objetivo, junto con la capacidad de las facilidades de superficie, han generado una limitante de producción total en el campo y la necesidad de llevar a cabo una adecuada optimización de la relación de agua producida por barril de petróleo producido.

Dicha optimización se realizó mediante el uso del Análisis Nodal, el cual permite encontrar el índice de productividad (IP) de los pozos de estudio y determinar la capacidad de aporte de fluido de los pozos con el sistema de levantamiento actual, bajo la premisa de no generar inversión en costos de levantamiento, expansión de facilidades y rediseño del sistema de levantamiento; permitiendo encontrar soluciones efectivas y a corto tiempo, a partir del manejo de los equipos existentes en el Campo A. Se hizo uso de softwares y herramientas tales como PROSPER, OFM y Excel con el fin de obtener resultados concretos para evaluar el comportamiento del factor de recobro a partir de la optimización a realizar. Dichos resultados están sujetos a factores como las propiedades del fluido de formación, mecanismo y método de producción, capacidad de las facilidades y costos operacionales (OPEX).

La metodología efectuada en el presente proyecto de grado, permite establecer un análisis conciso del efecto que se genera al llevar los pozos a una Pwf adecuada en función de la capacidad de levantamiento del sistema actual e índice de productividad de cada pozo, reflejado en un aumento proporcional de la frecuencia de las bombas electrosumergibles, encontrando así una frecuencia óptima de trabajo para cada pozo, que, junto con los cierres de pozos de bajo potencial, se logra aumentar la producción de crudo del Campo A en un 3.2% (1248 BOPD). Esta optimización representa un aumento del factor de recobro en un 0.5%, es decir, la incorporación de un volumen de crudo de 17,5 MBIs proyectados a reservas, mejorando la vida productiva del campo y generando ingresos adicionales sin modificación de las facilidades de superficie.

Palabras claves: Facilidades de Producción, Yacimiento, Mecanismo de producción, Índice de Productividad, Análisis Nodal.

ABSTRACT

The following degree work describes the process of optimization of heavy crude in a Field of the Eastern Llanos Basin, through the closing of wells with high water production that activates the opening of wells with a high oil potential. The high water cuts present in some wells of the field, product of the presence of an active aquifer in the objective formation, together with the capacity of the surface facilities, have generated a limitation of total production in the field and the need to carry out an adequate adaptation of the ratio of water produced per barrel of oil produced.

This optimization was carried out through the use of Nodal Analysis, which allows to find the optimum productivity index (IP) of the study wells and determine the fluid contribution capacity of the wells with the current survey system, under the premise of no generate investment in survey costs, expansion of facilities and redesign of the survey system; allowing to find effective and short-term solutions, based on the management of existing equipment in Field A. Software and tools such as PROSPER, OFM and Excel were used to obtain concrete results to evaluate the recovery factor behavior based on the optimization to be performed. These results are subject to factors such as the properties of the formation fluid, mechanism and production method, capacity of the production facilities and operational costs (OPEX).

The methodology carried out in this degree project, allows to establish a concise analysis of the effect that is generated by bringing the wells to an adequate Pwf based on the lifting capacity of the current system and productivity index of each well, reflected in a proportionate increase in the frequency of the electro-submersible pumps, thus finding an optimum frequency of work for each well of Field A, which, together with closure of low potential wells, is able to increase the production of crude from Field A by 3.2% (1248 BOPD) . This optimization represents an increase of the recovery factor by 0.5%, that is, the incorporation of a volume of crude oil of 17.5 MBIs projected into reserves, improving the productive life of the field and generating additional income without modification of the surface facilities.

Keywords: Production Facilities, Deposit, Production Mechanisms, Productivity Index, Nodal Analysis.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCION	26
1. MARCO TEÓRICO	29
1.1 PRODUCCIÓN DE AGUA EN CAMPOS PETROLEROS	29
1.1.1 Mecanismos de producción de agua	30
1.1.1.1 Presencia de Acuífero activo	30
1.1.1.2 Flujo detrás del Casing	30
1.1.1.3 Desplazamiento del WOC	31
1.1.1.4 Fracturas o Fallas	31
1.1.1.5 Conificación	31
1.1.1.6 Segregación Gravitacional	31
1.2 PROBLEMAS DE LA ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	32
1.3 CRUDOS PESADOS	33
1.3.1 Generación del crudo pesado	34
1.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE	34
2. METODOLOGÍA	38
2.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN	38
2.2 ESTABLECIMIENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) DE 4 POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA DEL CAMPO A	41
2.3 GENERACIÓN DE UN MODELO CALIBRADO MEDIANTE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS NODAL PARA SU EXTRAPOLACIÓN EN LOS DEMÁS POZOS.	58
2.4 CALCULO DEL FACTOR DE RECOBRO DE LOS POZOS OPTIMIZADOS PARA SU POSTERIOR COMPARACIÓN CON EL FACTOR DE RECOBRO ACTUAL DEL CAMPO A	64
2.5 EVALUAR LA VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO CON EL INDICADOR VALOR PRESENTE NETO (VPN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	68
3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	72
3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN	72
3.2 ESTABLECIMIENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) DE 4 POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA DEL CAMPO A	76
3.3 GENERACIÓN DE UN MODELO CALIBRADO MEDIANTE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS NODAL PARA SU EXTRAPOLACIÓN EN LOS DEMÁS POZOS	86

3.4 CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO DE LOS POZOS OPTIMIZADOS PARA SU POSTERIOR COMPARACIÓN CON EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO A ACTUAL	90
3.4.3 Comparación del factor de recobro	96
3.5 EVALUAR LA VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO CON EL INDICADOR VALOR PRESENTE NETO (VPN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	104
4. CONCLUSIONES	109
5. RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA	112
ANEXOS	114

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Esquema general de la facilidades de Superficie del Campo A	37
Imagen 2. Sección 1 de PROSPER. Configuración inicial del sistema	43
Imagen 3. Sección 2 de PROSPER - TVD	46
Imagen 4. Imagen 4. Seccion 3 de PROSPER – IPR	47
Imagen 5. Seccion 3 de PROSPER – Data metodo de Locke	49
Imagen 6. Seccion 3 de PROSPER – Data metodo Cinco/Martin-Bronz	50
Imagen 7. Seccion 4 de PROSPER – Data de equipos	51
Imagen 8. Estudio de desviación	52
Imagen 9. Equipos de Superficie	53
Imagen 10. Equipos de fondo de pozo	54
Imagen 11. Gradiente Geotérmico	55
Imagen 12. Capacidad de Calor Promedio	55
Imagen 13. Seccion 5 de PROSPER – Data de Bombas	57
Imagen 14. Seccion 5 de PROSPER – Sistema de Analisis de Sensibilidad	58
Imagen 15. Pseudo skin (Sp) debido a entrada limitada	59
Imagen 16. Polígonos de división en el Campo A	65
Imagen 17. Curva de declinación de producción	67
Imagen 18. Línea del Tiempo análisis Financiero Del Campo A condición actual	106
Imagen 19. Línea del Tiempo análisis Financiero Del Campo A condición optimizada	107

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Comportamiento del corte de agua en el tiempo	32
Figura 2. Proceso de Selección de Pozos Candidatos a optimizar	40
Figura 3. Matriz genérica de los pasos para el desarrollo de la extrapolación	61

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de tipo de crudos	33
Tabla 2. Conformación de Facilidades de Superficie del Campo A	35
Tabla 3. Datos para la elaboración de curvas de permeabilidad relativa Campo A	39
Tabla 4. Datos para la elaboración de las curvas de flujo fraccional en el área Norte y Sur del Campo A	39
Tabla 5. Criterios de selección de pozos a optimizar	40
Tabla 6. Características Crudo Pozo 1	44
Tabla 7. Características Crudo Pozo 2	44
Tabla 8. Características Crudo Pozo 3	45
Tabla 9. Características Crudo Pozo 4	45
Tabla 10. Rango de datos para las correlaciones del PVT	45
Tabla 11. Datos para la predicción del IP y curva IPR	47
Tabla 12. Datos por pozo para el modelo de Darcy	48
Tabla 13. Datos por pozo para el modelo de Locke	48
Tabla 14. Datos por pozo para el modelo Cinco/ Martin-Bronz	49
Tabla 15. Datos del estado mecánico de los pozos	51
Tabla 16. Datos de las bombas Electro-sumergibles	56
Tabla 17. Datos de las bombas Electro-sumergibles	56
Tabla 18. Ajuste Precio de Venta Área Norte	70
Tabla 19. Ajuste de Precio de Venta Área Sur	71
Tabla 20. Resultado IP área sur generado en Prosper	76
Tabla 21. Comparación de datos reales del área sur respecto a Prosper	77
Tabla 22. Resultado IP área centro sur generado en Prosper	78
Tabla 23. Comparación de datos reales del área centro sur respecto a Prosper	79
Tabla 24. Resultado IP área centro norte generado en Prosper	80
Tabla 25. Comparación de datos reales del área centro norte respecto a Prosper	81
Tabla 26. Resultado IP área norte generado en Prosper	82
Tabla 27. Comparación de datos reales del área centro norte respecto a Prosper	83
Tabla 28. Resultados IP de 80 pozos optimizados.	87
Tabla 29. Datos promedios de producción de petróleo y agua en los 4 pozos del Campo A	65
Tabla 30. Tasas de líquido de los pozos candidatos a cerrar	91
Tabla 31. Condiciones de optimización de producción para los 64 pozos	92
Tabla 32. Continuación Tabla 31. Condiciones de optimización de producción para los 64 pozos	93
Tabla 33. Continuación Tabla 31. Condiciones de optimización de producción para los 64 pozos	94

Tabla 34. Resultados de la optimización de producción total	94
Tabla 35. Incremento del Factor de recobro de los 48 pozos del Campo A	103
Tabla 36. Incremento del Factor de recobro de los 48 pozos del Campo A por Áreas.	104
Tabla 37. Premisas para análisis financiero	104
Tabla 38. Datos base a condiciones actuales de los 218 pozos	105
Tabla 39. Ingresos Totales de los 218 pozos por mes	105
Tabla 40. Ingresos Totales de los 202 pozos por mes bajo condiciones optimizadas	106

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Problemáticas de alta producción de agua en campo maduros	32

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Gravedad API	33
Ecuación 2. Ecuación de Flujo Fraccional	38
Ecuación 3. Ecuación de Corey para la permeabilidad relativa del agua.	38
Ecuación 4. Ecuación de Corey para la permeabilidad elativa del petróleo	39
Ecuación 5. Ecuación del IP	41
Ecuación 6. Ecuación de Darcy para el Índice de productividad IP	48
Ecuación 7. Relación de penetración	59
Ecuación 8. Espesor adimensional	59
Ecuación 9. Skin por daño de formación (Sd)	60
Ecuación 10. Skin por desviación del pozo(Sswp)	60
Ecuación 11. Presión Pwf mínima	64
Ecuación 12. Declinación exponencial	66
Ecuación 13. Factor de recobro	67
Ecuación 14. Calculo Valor Presente Neto (VPN)	69
Ecuación 15. Calculo Tasa Interna de Retorno (TIR)	69
Ecuación 16. Cálculo de Cambio de Tasa Mensual	70

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Mecanismo de producción de agua	30
Gráfica 2. Curva de permeabilidad relativa del campo A	73
Gráfica 3. Curva de flujo fraccional áreas norte y sur del campo A	74
Gráfica 4. Producción de petróleo vs corte de agua en las áreas norte y sur del campo A	76
Gráfica 5. IPR Pozo 1 área sur	77
Gráfica 6. Comportamiento VLP y PDP del pozo 1 Área sur	78
Gráfica 7. IPR Pozo 2 área centro sur	79
Gráfica 8. Comportamiento VLP y PDP del pozo 2 Área Centro sur	80
Gráfica 9. IPR Pozo 3 área Centro Norte	81
Gráfica 10. Comportamiento VLP y PDP del pozo 3 Área Centro Norte	82
Gráfica 11. IPR Pozo 3 área Norte	83
Gráfica 12. Comportamiento VLP y PDP del pozo 3 Área Norte	84
Gráfica 13. Comportamiento de producción en función de cambios de frecuencia Pozo 1 área sur	89
Gráfica 14. WOR vs Corte de agua en el área norte y sur del campo A	91
Gráfica 15. Declinación de producción para el pozo 28 Área Centro Sur bajo condiciones actuales en OFM	96
Gráfica 16. Declinación de producción para el pozo 28 Área Centro Sur bajo condiciones optimizadas	97
Gráfica 17. Declinación de producción para el pozo 61 Área Centro Norte bajo condiciones actuales en OFM	98
Gráfica 18. Declinación de producción para el pozo 61 Área Centro Norte bajo condiciones optimizadas	99
Gráfica 19. Declinación de producción para el pozo 34 Área Norte bajo condiciones actuales en OFM	100
Gráfica 20. Declinación de producción para el pozo 34 Área Norte bajo condiciones optimizadas	101
Gráfica 21. Declinación de producción para el pozo 1 Área Sur bajo condiciones optimizadas	102
Gráfica 22. Declinación de producción para el pozo 1 Área Sur bajo condiciones optimizadas	103

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. PVT de fluidos generados por prosper	115
Anexo B. Tasas de fluidos con cambios de frecuencia	127
Anexo C. Gráficas de declinación a condiciones actuales y optimizadas	134

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°API	Gravedad API del crudo
°F	Grados Farenheit
A	Área de drenaje
AOF	Absolute Open Flow
API	Instituto Americano de Petróleo
Bbl	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BOPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Corte de agua y sedimentos
Bw	Factor volumétrico del agua
BWPD	Barriles de agua por día
BY	Barriles a condiciones de yacimiento
CO2	Dióxido de carbono
Cp	Centi Poises
CSG	Casing
Di	Tasa de Declinación
EOR	Enhance Oil Recovery
EUR	Recuperación final esperada
fw	Flujo fraccional
FR	Factor de Recobro
Ft	Pies
GE	Gravedad Específica
GOR	Relación gas petróleo
hs	Altura asimétrica
H	Espesor neto de arena
HS	Ácido sulfúrico
HD	Espesor Adimensional
ID	Diámetro interno
In	Pulgadas
IP	Índice de productividad
J	Índice de productividad
K	Permeabilidad
Kh	Permeabilidad horizontal
Ko	Permeabilidad efectiva del petróleo
KOP	Keep of point
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
Kv	Permeabilidad vertical
md	Mili Darcy
MD	Profundidad medida

NIT	Nitrógeno
No	Exponente de Corey para el aceite
Nw	Exponente de Corey para el agua
OD	Diámetro externo
OOIP	Original Oil in Place
Pb	Presión de Burbuja
PDP	Pump Discharge Pressure
PLT	Production Logging Test
Psep	Presión en el separador
PSI	Presión
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pyto	Presión de yacimiento
Q(i)	Caudal de petróleo inicial
Q(t)	Caudal de petróleo en un tiempo determinado
Qf	Caudal de fluido
Qmax	Caudal máximo
Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
Re	Radio de drenaje
Rs	Relación gas petróleo
Rw	Radio del pozo
S	Daño de formación
SG gas	Gravedad específica del gas
So	Saturación de petróleo
Somax	Saturación de petróleo máxima
Sor	Saturación de petróleo residual
Sw	Saturación de agua
Swirr	Saturación de agua irreducible
Swmax	Saturación de agua máxima
t	Tiempo
TBG	Tubing
Tpwf	Temperatura al Pwf
TVD	Profundidad vertical verdadera
Tyto	Temperatura de yacimiento
μo	Viscosidad del crudo
μw	Viscosidad del agua
VLP	Vertical Lift Performance
VPN	Valor Presente Neto
WOC	Water Oil Contact
WOR	Water Oil ratio

INTRODUCCION

Actualmente, la industria ha tenido una mejora sustancial en la optimización de la producción de hidrocarburos en algunos campos maduros del país, llegando a generar un aumento del 4,7% respecto al mismo periodo de producción en el año 2018¹. Esto gracias al desarrollo de proyectos de recuperación mejorada (EOR), innovación en métodos y tecnologías de producción; pero a la vez han traído de fondo una gran inversión económica. A pesar de la aparente estabilización del precio del barril, llevar a cabo proyectos con un presupuesto alto de inversión, no es la solución más económicamente rentable para incrementar la producción de petróleo.

Uno de los objetivos principales de la industria de hidrocarburos en Colombia, está enfocado en la incorporación de reservas y aumento del factor de recobro en los campos maduros de crudo pesado que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales, a través del desarrollo de estudios y proyectos que no requieren una gran inversión económica para su implementación. Esta Cuenca se encuentra localizada en el noreste del país, cubriendo una extensión de 225.603 km² y los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada. Posee una orientación suroeste-noreste limitando al Norte con Venezuela, al Sur con la serranía de la Macarena, el arco de Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico, al Este con el escudo de Guyana y al Oeste con el sistema de fallas de la cordillera oriental. Su altura oscila entre 200 y 500 metros y posee una depresión topográfica plana cubierta por rocas del Terciario Superior y Cuaternario. Por muchos años, ha sido un gran foco de estudio debido a su gran potencial productivo, esto se debe a que en ella se han perforado más de 1730 pozos y se encuentran 89 campos activos, además presenta buenas características en el tipo de roca reservorio, representada en areniscas de las formaciones Carbonera, Mirador, Barco, Guadalupe, Gacheta, y Une, todas con porosidades que van del 2% al 25%². En cuanto a la composición del crudo producido, el 68,6% corresponde a crudos pesados, el 12,8% a crudos medianos y el 5,6% a crudos livianos³.

Una de las principales problemáticas en la producción de crudo pesado en campos maduros en la cuenca de Llanos Orientales está dada por el constante aumento en el corte de agua, debido a la presencia de un acuífero en la formación Une (K2) además de una fuerte dificultad en la extracción de este tipo de crudo, causando que a medida que pase el tiempo se va convirtiendo más viscoso, lo que genera una mayor dificultad para tratarlo y, por ende, mayores costos de producción. Los altos cortes de agua en estos campos, que llegan hasta el 99%, opacan la

¹ PORTAFOLIO. Producción de petróleo en Colombia creció en abril. Mayo 20 de 2019.

² SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. Diciembre 2014, p 19

³ MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. 2016, p 16.

producción de aceite al evidenciar problemas de conificación de agua proveniente del acuífero activo de fondo, gracias a la alta permeabilidad vertical, el fuerte empuje hidráulico y una desfavorable relación de movilidad entre los fluidos presentes en el yacimiento. Para efectos del desarrollo de este proyecto, se toma el Campo A como nuestro caso de estudio; el cual tiene una vida de producción aproximadamente de 45 años y produce de las areniscas de Gacheta y Une. Su mecanismo de producción es un acuífero activo favoreciendo al empuje natural de los fluidos hacia superficie; cuenta con un sistema de bombas electro-sumergibles para ayudar con el incremento de producción diaria. Se sabe que produce petróleo pesado con una gravedad API de 12,5° causando incremento en los costos para el mejoramiento de extracción y transporte del mismo.

Al tener presencia de un acuífero activo como mecanismo natural de empuje, permite que la presión asociada a los pozos decline lentamente, encontrándose aún muy cerca a la presión inicial. Pero a su vez, genera ciertas dificultades a futuro con relación a la alta producción de agua y la disminución de producción de petróleo a lo largo de la vida útil del campo. Este efecto actúa en contra de la eficiencia de desplazamiento del petróleo existente en la formación, y por consiguiente la intrusión rápida del agua a través de los poros, restringe la salida y recuperación de importantes volúmenes de petróleo, observándose un aumento periódico en el corte de agua hasta un 99%, siendo tratado actualmente mediante la inversión operacional del campo.

Durante las operaciones de producción del Campo A, se ha observado que, aunque exista una buena productividad y altos recursos económicos, se podría generar mejoras sustanciales en la producción, debido a que el potencial que tiene los pozos, no se ha aprovechado en su totalidad actualmente. Esto radica principalmente por la capacidad volumétrica máxima de las facilidades (2,5 Mbls de fluido por día), estructura de las mismas y los altos cortes de agua. Es por esto que ECOPETROLS.A trabaja en la creación de nuevos proyectos que permitan optimizar la producción del Campo y disminuir los costos asociados a las operaciones, haciendo uso de los recursos proporcionados por el campo

Usualmente, las compañías operadoras trabajan en la optimización de producción, recurriendo muchas veces a la inversión tecnológica o a mejoras en el sistema integral de producción como la solución más factible en un campo, pero, a pesar de que estos avances proporcionen resultados rápidos y eficientes, no siempre son los más adecuados cuando se trata de una industria dependiente de las fluctuaciones económicas del petróleo actual, lo que hace que sus elevados precios para su implementación generen la búsqueda y desarrollo de nuevas alternativas económicas, eficientes, rentables y de igual impacto en la productividad del campo. Es por esto que para proyectos en donde se desea tener un costo inicial bajo y un gran impacto en la optimización de producción, se recomienda el uso del Análisis Nodal como primera alternativa, debido al bajo costo, rápido tiempo de ejecución y respuesta.

Mediante este método se puede lograr el incremento de la producción llevando los pozos a su máximo potencial de operación a través del análisis de las condiciones actuales, las cuales permiten generar alternativas para aumentar su productividad. Este método consiste en dividir el pozo en 4 componentes básicos como: yacimiento, completamiento, tubería de pozo y tubería de superficie, para encontrar sus respectivas caídas de presiones y flujos actuales. Mediante estos dos factores se determina la curva inflow y la curva outflow, que, al ser analizadas en una gráfica, permiten estimar distintas alternativas para la optimización de producción.

Es por esto que, el objetivo general de este proyecto fue optimizar la producción de crudo pesado en el Campo A de la Cuenca de los Llanos Orientales, a través del uso del Análisis nodal y la infraestructura existente; permitiendo dar solución al bajo aprovechamiento del potencial de producción actual, aumento de la vida productiva del campo, disminución de la inversión en las facilidades y costos operacionales. Los objetivos específicos fueron:

- Describir las generalidades y geología de la Cuenca de los Llanos Orientales.
- Identificar las facilidades de producción actuales del Campo A.
- Seleccionar los pozos candidatos para la optimización de producción por medio de las curvas de flujo fraccional.
- Establecer el índice de productividad actual (IP) y el potencial de los pozos mediante la elaboración de un Análisis Nodal de 4 pozos seleccionados estratégicamente en el área del Campo A.
- Generar un modelo calibrado con los resultados obtenidos del Análisis Nodal para su extrapolación en los demás pozos, que permita la estimación de distintas alternativas de optimización de producción.
- Calcular el factor de recobro de los pozos optimizados para su posterior comparación con el factor de recobro actual del Campo A
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto con los indicadores Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno.

Este proyecto se centró básicamente en el incremento de producción de petróleo del Campo a partir del cierre pozos con alta producción de agua, de tal manera que no se generara ningún cambio en las capacidades de tratamiento de fluidos en las facilidades ni costos adicionales en el campo, a través del conocimiento adecuado del potencial de producción de los pozos de estudio.

1. MARCO TEÓRICO

Para esta sección se definen los aspectos importantes a la producción de agua y crudo pesado en campos maduros, que permiten comprender los mecanismos que generan la alta producción de agua no deseada y el efecto contra la producción de petróleo; para validar la información existente y diseñar la solución más óptima a la optimización de producción del Campo A.

1.1 PRODUCCIÓN DE AGUA EN CAMPOS PETROLEROS

El agua producida en las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, es el agua acumulada en las formaciones subterráneas la cual es llevada a superficie junto con el petróleo o el gas. Esta agua también puede ser conocida como salmuera o agua de formación, en donde sus propiedades fisicoquímicas varían a lo largo de la vida útil del yacimiento dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica de la que proviene y el tipo de fluido que se produzca⁴.

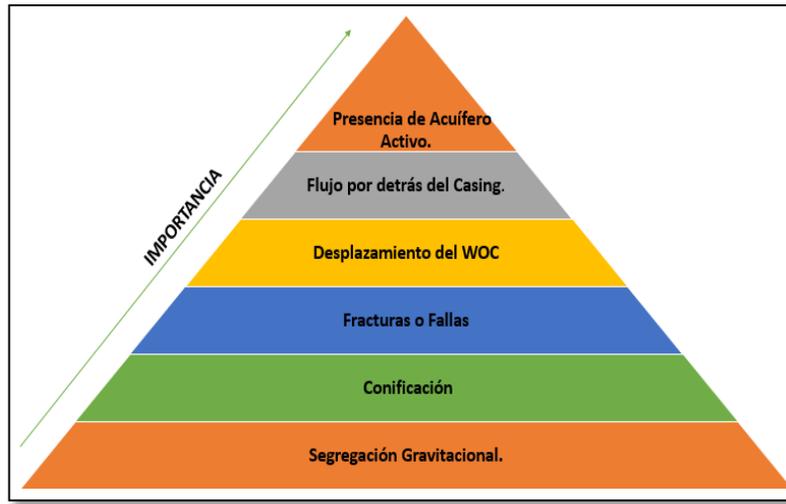
Para campos maduros que han tenido una vida de producción por más de 30 años, la presencia de grandes volúmenes de agua en superficie, generan fuertes impactos económicos y ambientales, junto con la disminución continua de la producción de petróleo. A nivel mundial se estima que, por cada barril de petróleo producido se obtienen 3 barriles de agua en superficie, pero esta relación se hace más grande cuando se habla de campos maduros, donde por cada barril de petróleo se produce 9 barriles de aguas; y los costos de separación, tratamiento y eliminación se acercan a los \$ 50 millones por año⁵. Debido a esto, es importante darse cuenta de los diferentes mecanismos que causan la producción de agua con el fin de aumentar la vida útil de estos campos.

En la **Gráfica 1**, se observa la clasificación de las razones y condiciones por las cuales se puede presentar una elevada producción de agua en pozos, el cual representa un sistema escalonado de los mecanismos de producción de agua, organizados de manera ascendente en función del grado de impacto que estos generan en el pozo.

⁴ BRICEÑO, Andrés. Métodos de Control de Agua en Yacimientos. Junio 2018, p 4.

⁵ KIM, Amor. Excessive Water Production: Causes & Diagnostic. Halliburton. Marzo 2013.

Gráfica 1. Mecanismo de producción de agua.



Fuente: elaboración propia.

1.1.1 Mecanismos de producción de agua⁶. Para poder darle solución a la problemática de los altos volúmenes de agua producidos en superficie, es importante identificar y entender el origen del agua en el pozo ya sea evaluado a nivel de yacimiento o a nivel operativo, como se representa en la **Gráfica 1**.

1.1.1.1 Presencia de Acuífero activo. Yacimientos que se encuentren hidráulicamente conectados con un acuífero activo, y su mecanismo de producción es por empuje de agua, tienden a aumentar la producción de agua con el transcurso del tiempo.

1.1.1.2 Flujo detrás del Casing. El flujo de agua detrás del casing se da por problemas en la cementación del pozo al no haber una buena adherencia del cemento, en donde la existencia de espacios entre la arena productora y el revestimiento, generan caminos de conexión con zonas de agua y posteriormente su entrada al pozo, haciendo que su producción en superficie se incremente.

⁶ REYNA, Marcelo. Producción Excesiva de Agua en Reservorios. Baurberg Klein. Junio 2018.

1.1.1.3 Desplazamiento del WOC. El desplazamiento del contacto agua-petróleo (WOC), se genera por el largo periodo de producción y el efecto del barrido en el yacimiento. El agua del acuífero genera el movimiento del petróleo hacia el pozo y por efectos de una permeabilidad baja, el contacto agua-petróleo puede empezar a desplazarse hasta alcanzar la altura de los perforados y su posterior entrada al pozo.

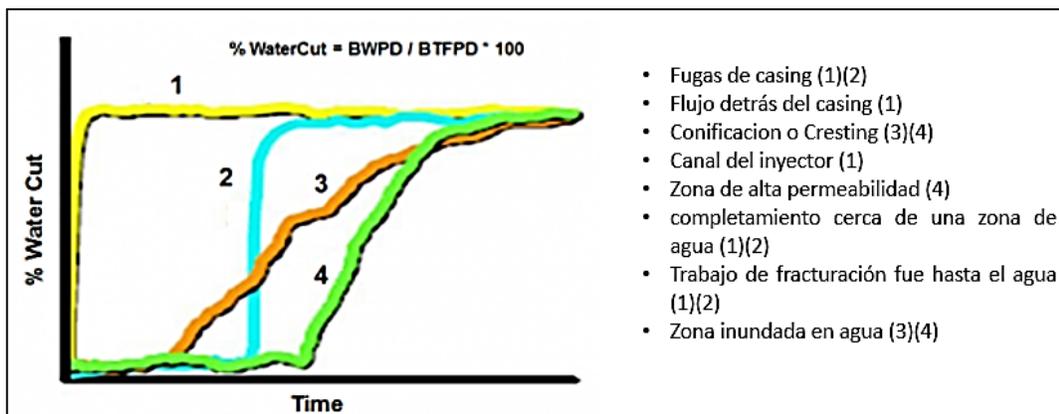
1.1.1.4 Fracturas o Fallas. En formaciones permeables naturalmente fracturadas o falladas, existe la posibilidad de haber intrusión de agua proveniente de una formación o de un pozo inyector aledaño hacia las arenas productoras, generando rápidamente la presencia de agua en el pozo y su posterior producción en superficie.

1.1.1.5 Conificación. La conificación se presenta cuando el agua del acuífero inferior se desplaza hacia los perforados por efecto de la diferencia de presión, baja presión en el fondo del pozo y su alta movilidad en comparación con el petróleo. En pozos verticales en donde el contacto agua-petróleo está cercano a la zona productora, la cual posee una permeabilidad vertical alta, se forma un cono de agua en la zona de petróleo, interrumpiendo su producción. Este fenómeno sucede con pozos horizontales, pero es denominado *creeping*.

1.1.1.6 Segregación Gravitacional Este caso sucede cuando las fuerzas gravitacionales superan las fuerzas capilares y el agua proveniente de un acuífero o un pozo inyector, se reposa en el fondo de pozo productor ocasionando irrupción temprana y un barrido ineficaz. Si este problema se presenta en los pozos, es muy probable tener conificación en tiempos tempranos.

El comportamiento de la producción de agua en el tiempo en pozos maduros, es un índice importante para poder identificar posibles razones por las cuales se genera cortes de agua altísimos en superficie. En la **Figura 1**, se muestra el comportamiento del corte de agua a lo largo de la vida productiva de un pozo, junto con su mecanismo

Figura 1. Comportamiento del corte de agua en el tiempo



Fuente: KIM, Amos. Excessive Water Production. Halliburton. 2013. [En línea]. Disponible en: <https://halliburtonblog.com/excessive-water-production-causes-diagnostics/>

1.2 PROBLEMAS DE LA ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA

Los elevados cortes de agua producidos en superficie, no solo afecta directamente la reducción de la producción de petróleo, sino a su vez trae otros problemas que afectan económicamente la estabilidad de las compañías operadoras como la vida productiva del campo. Los problemas más importantes se destacan en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Problemáticas de alta producción de agua en campo maduros.

<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de corrosión en las tuberías de revestimiento, producción y las líneas de transporte en superficie. • Incremento energético para el levantamiento del crudo debido al aumento en el peso de la columna. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas ambientales por la producción de agua de formación. • Aumento en los costos de tratamientos para emulsiones, las cuales deben ser separadas por procesos químicos en las facilidades de superficie.
<ul style="list-style-type: none"> • Formación de carbonatos y sulfatos que impiden un flujo continuo y seguro a través de las tuberías de producción y transporte. • Disminución de la vida productiva del pozo. • Cierre de pozos por alto corte de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Riegos de derrames. • Disminución del factor de recobro del campo • Aumento de costos por disposición, tratamiento y manejo de fluidos. • Problemas operacionales. • Disminución de la producción de petróleo.

Fuente: REYNA, Marcelo. Producción excesiva de agua en reservorio. BAUERBERG KLEIN. 12 junio 2018. [En línea]. Disponible en: <http://bauerbergklein.com/technical-articles/>

1.3 CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados son definidos mediante criterios basados en las propiedades que presenta el fluido, siendo una de las más comunes la clasificación por la gravedad API desarrollada por el Instituto Estadunidense del Petróleo a que relaciona la densidad relativa del petróleo en grado⁷ como se muestra en la **Ecuación 1**. También se encuentran otras clasificaciones establecidas por el elevado contenido de metales pesados, asfáltenos, resinas, azufre, nitrógeno y cadenas extensas de carbono traducidas en alta viscosidad y gravedad específica.

Ecuación 1. Gravedad API.

$$\text{°API} = \frac{141,5}{\text{GE a } 60^{\circ}\text{F}} - 135,5$$

Fuente: SCHLUMBERGER. Gravedad API. [En línea]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/api_gravity.aspx

La clasificación general del aceite está relacionada con la facilidad de flujo del petróleo y, en consecuencia, denota características técnicas específicas de su producción, transporte y refinación, es por esto que se encuentran otros sistemas basados en la API de la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil (ANP) que identifica cuatros tipos diferentes de petróleos relacionados con las propiedades, como se muestra en la **Tabla 1**. Las compañías petroleras y las agencias gubernamentales generalmente adoptan criterios de definición que tienen en cuenta aspectos financieros, estos criterios tienen aplicaciones limitadas en refinerías y campos petroleros⁸.

Tabla 1. Clasificación de tipo de crudos

Clasificación de Crudo	°API
Liviano	°API ≥ 31
Mediano	22 ≤ °API < 31
Pesado	10 ≤ °API < 22
Extra-Pesado	°API ≤ 10

Fuente: BRAZ, J. An overview of heavy oil properties and its Recovery and transportation metods. 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sciarttext&pid=S0104-66322014000300001&lng=en&tlng=en>

⁷ SCHLUMBERGER. Gravedad API - Unidad de medición del American Petroleum Institute para la gravedad.

⁸ R. G. SANTOS, W. LOH, A. C. BANNWART AND O. V. TREVISAN. An Overview of Heavy Oil Properties and its Recovery and Transportation Methods. Mayo 2 de 2013, p 574-575.

1.3.1 Generación del crudo pesado. Las características principales de los crudos pesados son generados por un proceso de biodegradación en el que los microorganismos degradan hidrocarburos ligeros y medianos, lo cual ocasiona que las reservas se enriquezcan de compuestos poli aromáticos, resinas y asfáltenos. La degradación microbiana alcanza temperaturas óptimas por debajo de 80°C, lo cual promueve la oxidación del aceite, reduce la relación gas-petróleo (GOR) y aumenta densidad, acidez y viscosidad, así como la relativa proporción de azufre y metales pesados. Además de la biodegradación, la formación de petróleo pesado puede ocurrir a través de Mecanismos como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, que se basan en la pérdida de una fracción de la masa original, y eliminación de fracciones ligeras de petróleo por medio físico en lugar de biológico⁹.

Los crudos pesados tienden a ocurrir en formaciones gigantes y poco profundas en cuencas geológicas marginales formadas por arena no consolidada. Los depósitos de petróleo pesado tienden a tener baja presión y bajo GOR (excepción para aceites pesados espumoso), lo que generalmente resulta en una menor recuperación factores en comparación con los yacimientos de petróleo ligero. Aunque las características de los yacimientos de petróleo pesado apuntan a una producción más compleja y costosa, por factores como la alta permeabilidad pueden hacer que el proceso valga la pena ¹⁰.

1.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE

Son un conjunto de equipos o elementos mediante los cuales se realiza la separación de dos o tres fases de fluidos provenientes del yacimiento en un campo de petróleo o de gas, y además se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poderlas comercializar o disponerlas sin alterar el equilibrio del medio ambiente.

Las facilidades de superficie están compuestas de diferentes dispositivos los cuales son seleccionados según las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos.

Las instalaciones están divididas en subestaciones conformadas por estaciones centrales de recolección y de tratamiento de petróleo proveniente de los yacimientos, los cuales convergen a través de las diferentes líneas de flujo de cada pozo al Manifold (es una combinación de tuberías, válvulas, bridas, manómetros, codos que sirven para operar diferentes tipos de flujo) donde se puede disponer el fluido selectivamente, orientándolo al separador de pruebas o bien para orientar todo el flujo de los distintos pozos al separador general.

⁹ Ibid., p. 575.

¹⁰ Ibid., p. 575.

El separador es un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos. Estos recipientes de separación son normalmente utilizados en locaciones de producción o plataformas cerca del cabezal, tubo múltiple o unidad de tanques para separar los fluidos producidos del pozo, en líquido y gas¹¹

1.4.1 Facilidades del campo A. La infraestructura de las facilidades de superficie del Campo A han evolucionado en la medida en que el campo aumenta su corte de agua de producción (BS&W), es por esto que se presentan modificaciones constantes en todos los sistemas que conforma las facilidades para aliviar los elevados cortes agua. Los principales dispositivos y redes de tuberías que conforman las facilidades del campo se muestran a continuación.

Tabla 2. Conformación de Facilidades de Superficie del Campo A.

Equipos	Redes de tubería
<ul style="list-style-type: none"> • FWKO • GUN BARREL • TRATADOR TERMICO • TANQUES DE CRUDO • TANQUES DE AGUA • CPI • SISTEMA FLOTACION (IGF) • FILTROS CASACARA NUEZ • BOMBAS/COMPRESORES • SCRUBBER • KOD • TEA 	<ul style="list-style-type: none"> • Recolección de fluidos de producción por pozo a colectores de locación. • Troncales de producción. • Líneas de prueba. • Líneas de transferencia de agua tratada para inyección de baja presión. • Líneas de inyección de alta presión. • Líneas de interconexión entre estaciones, múltiples y mega-múltiples. • Líneas de vertimiento. • Oleoductos. • Naftoductos.

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Estos dispositivos se encuentran distribuidos en diferentes estaciones en el campo, con el principal objetivo de disponer y tratar los altos contenidos de agua que se producen, debido a que el campo puede llegar a tener un flujo aproximado de 2 Mbls de agua por día. También presenta como principal sistema de tratamiento de crudo el FWKO, siendo el sistema que mejor se adecua a los altos volúmenes de producción, al tipo de crudo que se produce ($9^\circ > \text{API} < 20^\circ$) y a los bajos contenidos de gas presentes en todo el campo ($< 20 \text{ scf/STB}$).

A continuación, se mencionan 5 principales estaciones que conforman el campo, las cuales están enfocadas para el tratamiento y disposición de agua como principal objetivo.

Estación A:

La estación presenta un sistema para el tratamiento de agua, que está compuesto por un módulo de 480 KBWPD. También exhibe interconexiones para la operación

¹¹ ARMAS, Diego. Diseño de Separadores. 2008.

de los equipos como el FWKO y tanques de almacenamiento, que, actualmente se encuentran en su fase de final de construcción

Estación B:

En esta estación se encuentra el sistema de tratamiento de agua, conformada por un conjunto de tres trenes de CPI, Sistemas de flotación y filtros cascara de nuez. También presenta sistemas de bombas y compresores para los procesos de fracturamiento hidráulico con el fin de incrementar el flujo de recepción por pozo y para procesos de recobro con inyección agua de producción. Estas actividades han permitido disponer de una capacidad de 400 KBWPD.

Estación C:

Esta estación está compuesta por el sistema de vertimiento al río Guayuriba, la cual, está habilitada para la disposición de 850 KBWPD.

Estación D:

En esta estación se encuentra tres trenes de tratamiento de crudo y agua, los cuales manejan una capacidad total de 90 KBOPD y 1,8 MBWPD (cada tren con capacidad de 30 KBOPD/600 KBWPD). Cada tren está conformado por un FWKO, Gun Barrel y Tanques de crudo y agua.

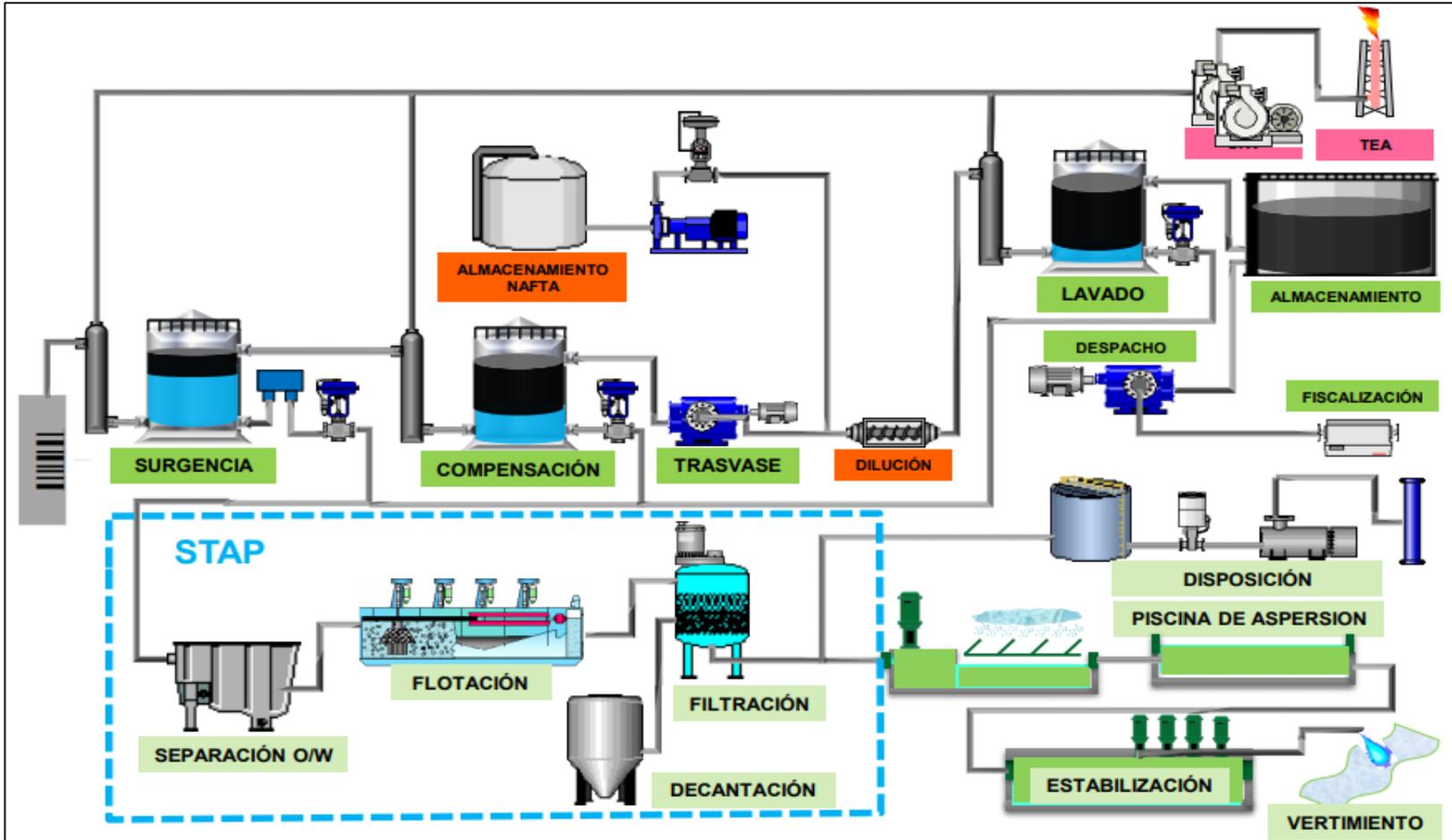
Estación E:

Esta estación está diseñada como parte de la estrategia de disposición del agua a tratar, donde se tiene desarrollado un proyecto que consiste en sistemas de bombeo para inyección de agua en la periferia del yacimiento, y la perforación de los pozos de disposición de esta. El proyecto encuentra dividido en dos etapas; la etapa 1 está compuesta por cinco pozos nuevos y una conversión para disponer 600 KBWPD y la etapa 2, conformada por nueve pozos para disponer 900KBWPD.

Actualmente las facilidades tienen una disponibilidad de tratamiento de 1.23 MBWPD para la formación K2, valor límite establecido por la empresa operadora; en cuanto al tratamiento de crudo, no se encuentra ninguna limitante debido a que las facilidades tienen la suficiente capacidad para el tratamiento de hasta del doble de producción de crudo actual del campo (120 KBOPD).

A continuación, se muestra un esquema general de cómo se encuentra conformado las Facilidades de Superficie del Campo A

1 **Imagen 1.** Esquema general de la facilidades de Superficie del Campo A.



2

3 **Fuente:** ECOPETROL S.A. Visión Técnica de ECOPETROL en Campos de Crudo Pesado. Villavicencio, Agosto 2018. 18 p

2. METODOLOGÍA

En esta sección, se hace descripción de la metodología implementada para llevar a cabo la solución de cada uno de los objetivos establecidos para este proyecto de grado, con el fin de mostrar las ecuaciones, correlaciones, simuladores y herramientas utilizadas a lo largo del desarrollo del objetivo principal.

2.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

Para el desarrollo de este proyecto, se tomaron en cuenta los pozos presentes en la formación Une (K2) del área Norte y Sur del Campo A, los cuales fueron seleccionados a través de las curvas de flujo fraccional, que permiten analizar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento a lo largo de la vida productiva del pozo, y obtener la fracción de flujo total correspondiente al agua en cualquier punto del yacimiento o también llamada corte de agua. Para la construcción de las curvas de flujo fraccional de las dos áreas seleccionadas, se utilizó la **Ecuación 2**, la cual está estrictamente en función del agua relacionada a través de las permeabilidades relativas y viscosidades del agua y petróleo.

Ecuación 2. Ecuación de Flujo Fraccional.

$$f_w = \frac{q_w}{q_w - q_o} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

Fuente: DAKE, L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier science B.V 1978.

Los datos de dichas permeabilidades fueron estimados a partir del uso de las ecuaciones de Corey, **Ecuaciones 3,4** y los datos suministrados por ECOPELROL.

Ecuación 3. Ecuación de Corey para la permeabilidad relativa del agua.

$$k_{rw} = k_{rw@S_{wmax}} \left[\frac{S_w - S_{wirr}}{S_{wmax} - S_{wirr}} \right]^{N_w}$$

Fuente: DAKE, L.P. Fundamentals of reservoir Engineering. Elsevier science B.V 1978.

Ecuación 4. Ecuación de Corey para la permeabilidad relativa del petróleo.

$$k_{ro} = k_{ro@S_{omax}} \left[\frac{S_o - S_{or}}{S_{omax} - S_{or}} \right]^{N_o}$$

Fuente: DAKE, L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier science B.V 1978.

Estas ecuaciones permiten estimar la permeabilidad relativa del petróleo y agua de un yacimiento a determinada saturación, cuando se encuentra en procesos de drenaje o inyección de gas, y están en función de la saturación máxima de petróleo y agua (S_{omax})(S_{wmax}), saturación de petróleo residual (S_{or}), saturación de agua irreducible (S_{wirr}), las permeabilidades relativas del agua y del petróleo a sus respectivas saturaciones máximas y los exponentes de Corey. El exponente de Corey del agua (N_w) varía entre 3-5 y el exponente de Corey del petróleo (N_o) varía entre 3-4.

Tabla 3. Datos para la elaboración de curvas de permeabilidad relativa Campo A.

Variable	Valor
Kro End Point	1
Exponente Corey Oil (No)	3
Krw End Point	0.3
Exponente Corey Agua (Nw)	2
Swir	18%
Sor	35%
Swmax	65%

Fuente. ECOPETROL. Informe Final Campo A. 2018.

Tabla 4. Datos para la elaboración de las curvas de flujo fraccional en el área Norte y Sur del Campo A.

Variable	
Kro	Kro@ Sw evaluada en un punto
Krw	krw@ Sw evaluada en un punto
Viscosidad Agua (cp)	0,39
Viscosidad Aceite (cp) Norte	320
Viscosidad Aceite (cp) Sur	120

Fuente. ECOPETROL. Informe Final Campo A. 2018

Después de realizar las respectivas gráficas y el análisis detallado de las curvas de flujo fraccional, se pudo determinar dos factores importantes para la selección de los pozos candidatos, los cuales fueron corte de agua y caudal de producción de petróleo por día. Gracias a las curvas de flujo fraccional, se pudo establecer que para el desarrollo del proyecto se tomarían pozo con cortes de agua mayores al 95%, debido a que los pozos con este BSW% no generan cambios fuertes en la

saturación de agua, evitando así el riesgo de canalizar pozos; y producción de petróleo menor a los 200 BOPD, como se muestra en la **Tabla 5**.

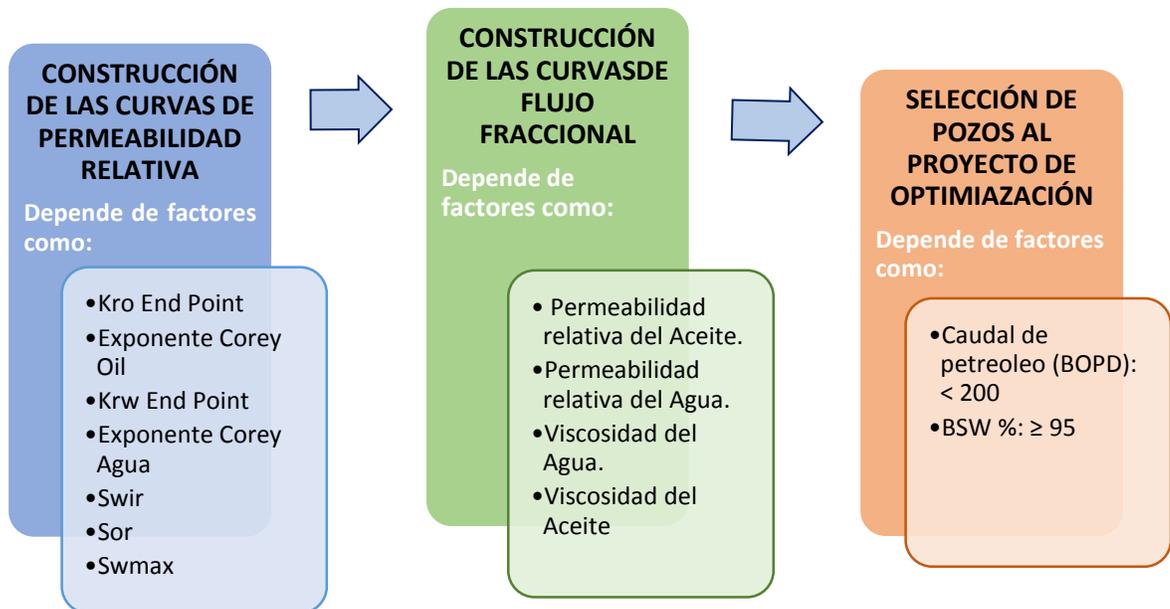
Tabla 5. Criterios de selección de pozos a optimizar.

Criterios	Valor
Caudal de petróleo (BOPD)	<200
BSW %	≥ 95

Fuente. ECOPETROL S.A.

La base de datos de producción a fecha del tercer trimestre del 2019 del Campo A suministrada por ECOPETROL S.A, contenía información de producción de 218 pozos ubicados en el área norte y sur del campo A en la formación K2, de los cuales se realizó la selección de los pozos candidatos a partir de los criterios ya mencionados. Estos criterios fueron determinados través de una estimación promedio en la cual, pozos con producción mayor a los 200 BOPD, son considerados de buen potencial.

Figura 2. Proceso de Selección de Pozos Candidatos a optimizar.



Fuente: elaboración propia.

2.2 ESTABLECIMIENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) DE 4 POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA DEL CAMPO A

Para llevar a cabo el análisis nodal de los cuatro pozos seleccionados del área norte y el área sur, se usó la información suministrada por ECOPETROL S.A sobre la producción efectuada en los pozos en el tercer trimestre del año 2019, así como datos correspondientes a la presión de yacimiento y presión de fondo fluvente (Pwf), factores dependientes de la ubicación y profundidad de cada pozo, esto con el fin de generar un sistema que permitió estimar caudales de producción que se pueden presentar para las dos zonas del Campo A. Para ejecutar el análisis fue necesario dividir el sistema en distintos nodos, tomando como principal foco el nodo que comprende la caída de presión en las líneas de flujo que van desde el fondo de pozo hasta la cabeza de pozo.

Posteriormente se realizaron cálculos correspondientes del índice de productividad (IP) actual que posee cada uno de los pozos seleccionados por medio de la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Ecuación del IP.

$$IP = \frac{\text{caudal (bpd)}}{\text{presión (psi)}} = \frac{q_o + q_w}{P_{resprom} - P_{wf}} = J$$

Fuente: H. DALE BEGGS. Production. Optimization Using NODAL Analysis. 1991.

Estos índices permitieron estimar la capacidad actual de dichos pozos para entregar (dejar fluir) fluidos, dato que fue comparado con las curvas optimas de IP efectuadas en el software PROSPER, debido a factores clave como la gravedad del petróleo y el cambio de su viscosidad a través de las tuberías de producción, el sistema de levantamiento del mismo y el mecanismo de empuje por agua efectuado en el yacimiento, genera pérdidas de presión que modifican el comportamiento de la curva de IP.

El análisis se desarrolló por medio de los resultados generados por el software PROSPER, el cual es un programa de rendimiento, diseño y optimización de pozos para modelar la mayoría de los tipos de configuraciones de pozos que se encuentran actualmente en la industria mundial, permitiendo predecir el sistema hidráulico y las temperaturas de las tuberías con precisión y velocidad, así como generar sensibilidades para optimizar los diseños de pozos existentes y evaluar los efectos de futuros cambios en los parámetros del sistema.

El programa está diseñado para permitir la construcción de modelos de pozo consistentes, con la capacidad de abordar cada aspecto de la visualización del modelado de pozo, teniendo en cuenta la información PVT (caracterización de fluidos), correlaciones de VLP (para el cálculo de la pérdida de presión de la línea de flujo y de los tubos) e IPR (entrada del yacimiento). Estos modelos están

conformados por todo el sistema de pozos productores, que, ajustado a datos de campo reales, puede generar resultados confiables para modelar el pozo en diferentes escenarios y hacer predicciones de la presión del yacimiento basadas en datos de producción de superficie. También puede estudiar la garantía de flujo detallada a nivel de pozo y tubería de superficie, proporcionando características de coincidencia únicas que sintonizan los datos PVT, correlaciones de flujo multifásico e IPR para que coincidan con los datos de campo medidos, lo que permite construir un modelo consistente antes del uso en la predicción (sensibilidades o diseño de levantamiento artificial)¹².

Para efectos del desarrollo del presente trabajo de grado, se usó el modelo del programa que comprende el análisis IPR, el cual permite realizar cálculos de Análisis Nodal para prácticamente cualquier tipo de pozo, compuesto por más de 20 modelos de entrada, que pueden aplicar a geometrías horizontales, verticales, desviadas, multicapa y multilaterales. Además, permite generar modelos únicos de entrada que correlacionan las condiciones cambiantes de PVT en el área de drenaje del pozo, así como en múltiples zonas. Esto permite que los estudios de re-perforación, el análisis de daño (skin), la aplicación de medidas de control de arena y muchas otras sensibilidades se realicen fácilmente¹³.

La realización del modelo se efectuó en cinco secciones especificadas por el software, dentro las cuales se asignaron los datos correspondientes del sistema, así como información propia de cada pozo de acuerdo al sector del campo en que se encuentran ubicados, de tal manera, que se generen las curvas IP representativas de los cuatro pozos seleccionados para su posterior análisis. Estas secciones están divididas de acuerdo a los datos de entrada requeridos por el programa, como se muestra a continuación:

- **Sección 1: Resumen del sistema**

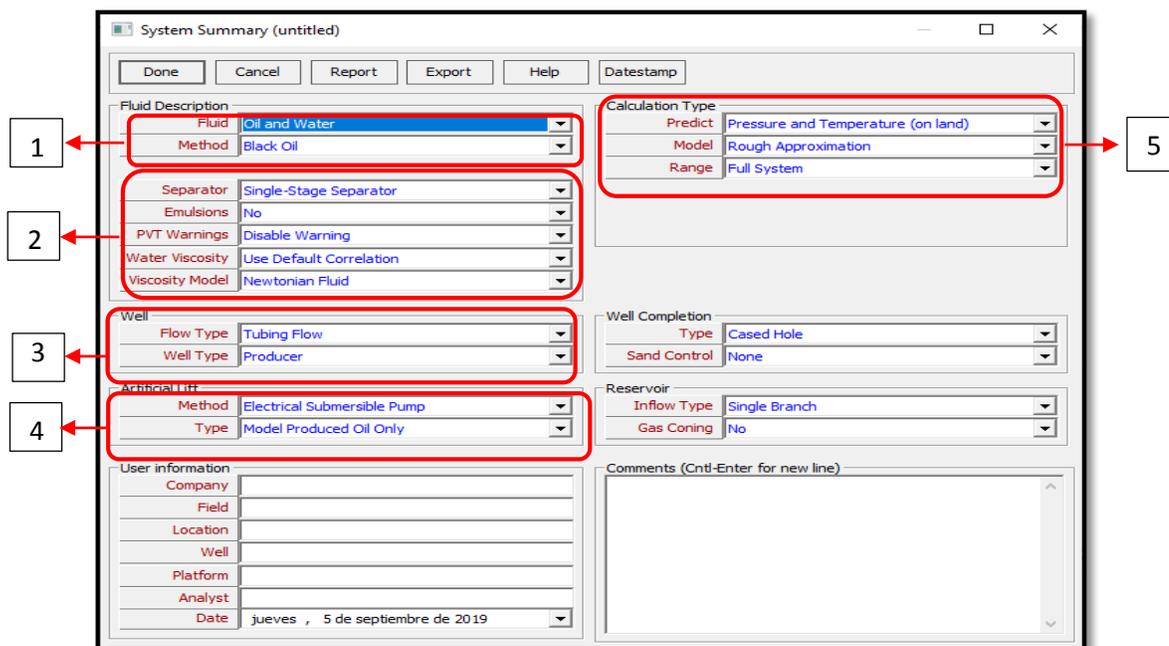
Esta sección comprende la configuración inicial de todo el sistema, el cual está compuesto por la descripción del fluido que se va manejar, el tipo de pozo seleccionado, el método de levantamiento artificial que posee el pozo y terminación del mismo, el tipo de calculo que se va a efectuar en el sistema y tipo de reservorio.

La **Imagen 2.** muestra todos los parámetros de entrada mencionados anteriormente, los cuales fueron seleccionados de acuerdo a las características del reservorio y de cada pozo evaluado.

¹² PETROBLOGGER. Prosper Software [en línea]. Marzo 21, 2011. Disponible en Internet: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/prosper-software/>.

¹³ PETROLEUM EXPERTS. Multiphase Well and Pipeline Nodal Analysis [en línea]. Disponible en Internet: <http://www.petex.com/products/ipm-suite/prosper/>.

Imagen 2. Sección 1 de PROSPER. Configuración inicial del sistema.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

Para el caso del tipo de fluido, se seleccionó crudo y agua evaluado por el método petróleo negro (black oil) el cual, es un modelo de flujo de fluidos donde se asume que a lo más existen tres fases distintas en el reservorio (Petróleo, Agua y Gas). El agua y el petróleo se asumen inmiscibles y que no existe intercambio de masa o cambio de fase entre ellos. Se asume además que el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua. La conservación de la masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas en cada bloque), no considera la solubilidad del gas y el petróleo en el agua ni existencia de petróleo en la fase gaseosa. La solubilidad del gas en el petróleo que está en función de la presión, no considera la existencia de agua en la fase de gas o petróleo¹⁴. El proceso de selección de estos parámetros, se encuentra ejemplificado en la sección 1 de la **Imagen 2**.

El separador que se selecciono fue de una etapa, debido a que las facilidades actuales del campo manejan el FWKO como principal método de separación de fluidos, esto debido a la baja producción de gas que presenta el campo. En el sistema no se consideraron problemas por emulsiones, y tiene en cuenta un modelo de flujo de tipo newtoniano, para mantener las propiedades del crudo (viscosidad) constante en todos los nodos del análisis. Para el cálculo de las viscosidades del agua se seleccionó por medio de correlaciones y se quitaron las advertencias de los

¹⁴ CARRILLO B, Luicio. Simulación de Petróleo Negro (black oil) [en línea]. Disponible en Internet: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/simulacion-de-petroleo-negro-black-oil.html/>

PVT. El proceso de selección de estos parámetros, se encuentra ejemplificado en la sección 2 de la **Imagen 2**.

Para el caso de la caracterización del pozo, se consideró como pozo productor con flujo por el tubing por medio de bombas electro sumergibles, el cual es el sistema de levantamiento artificial predominante en todo el Campo A. En cuanto al completamiento, se especificó con hueco revestido y sin ningún sistema de control de arena. Finalmente se seleccionó un modelo aproximado de tipo on-land (on-shore) evaluado con rango especificado para todo el sistema. El proceso de selección de estos parámetros, se encuentra ejemplificado en las secciones 3,4 y 5 de la **Imagen 2**.

- **Sección 2: PVT**

Una vez especificado las características generales como el tipo de fluido, sistema de levantamiento y terminación del mismo, el tipo de calculo que se va a efectuar en el sistema y tipo de reservorio.; se prosiguió a la sección número dos del software donde se especificó la información para la construcción del PVT del fluido. Cabe recalcar que las dos áreas seleccionada del Campo A, poseen tipos de fluidos con propiedades distintas, como se muestran en las **Tablas 6,7,8 y 9** se especifican los datos del tipo de fluidos suministrados por ECOPEPETROL para los 4 pozos analizados en el área norte y sur.

Tabla 6. Características Crudo Pozo 1.

Propiedades Fluido POZO 1-SUR	
PRESIÓN@Pwf (psi)	2123
T° DEL YAC (°F)	195
GOR (scf/stb)	12
Bo (RB/STB)	1.043
T° AL PWF (°F)	201
SG GAS	0.6
VISCO (cp)	91.1
HS (%)	0
N2 (%)	1.6
CO2 (%)	2
API	13.3
SALINIDAD (ppm)	150
Pb (psi)	130

Fuente: ECOPEPETROL S.A

Tabla 7. Características Crudo Pozo 2.

Propiedades Fluido POZO 2-CENTRO SUR	
PRESIÓN@Pwf (psi)	1923.6
T° DEL YAC (°F)	195
GOR (scf/stb)	15
Bo (RB/STB)	1.045
T° AL PWF (°F)	177
SG GAS	0.75
VISCO (cp)	120
HS (%)	0
N2 (%)	0
CO2 (%)	0
API	12
SALINIDAD (ppm)	300
Pb (psi)	130

Fuente: ECOPEPETROL S.A

Tabla 7. Características Crudo Pozo 3.

Propiedades Fluido POZO 3- CENTRO NORTE	
PRESIÓN@Pwf (psi)	1709
T° DEL YAC (°F)	189
GOR (scf/stb)	14.7
Bo (RB/STB)	1.065
T° AL PWF (°F)	203
SG GAS	0.8
VISCO (cp)	340
HS (%)	0
N2 (%)	1
CO2 (%)	1
API	9.4
SALINIDAD (ppm)	450
Pb(psi)	140

Fuente: ECOPETROL S.A

Tabla 8. Características Crudo Pozo 4.

Propiedades Fluido POZO 4-NORTE	
PRESIÓN@Pwf (psi)	2165
T° DEL YAC (°F)	189
GOR (scf/stb)	12
Bo (RB/STB)	1.077
T° AL PWF (°F)	204
SG GAS	0.65
VISCO (cp)	386
HS (%)	0
N2 (%)	1
CO2 (%)	1
API	9
SALINIDAD (ppm)	500
Pb(psi)	140

Fuente: ECOPETROL S.A

Al tener los datos ingresados de las propiedades como GOR, Bo, ° API, gravedad específica del gas, porcentaje de HS, CO₂, N₂ y salinidad de los fluidos en las secciones 1 y 2 de la **imagen 3**, se entró a evaluar el tipo de correlación que más se ajustara a los fluidos de cada pozo con el fin de obtener un PVT confiable. Se realizó el análisis de aplicabilidad con las correlaciones existentes en PROSPER, tales como Glasso, Standing, Lassater, Vasquez- Beggs, Petroski para la presión de burbuja (Pb), volumen de gas en solución (Rs), factor volumétrico (Bo) y viscosidad del petróleo (Uo). A continuación, en la **Tabla 10**, se muestran los rangos de aplicabilidad de las correlaciones analizadas.

Tabla 9. Rango de datos para las correlaciones del PVT.

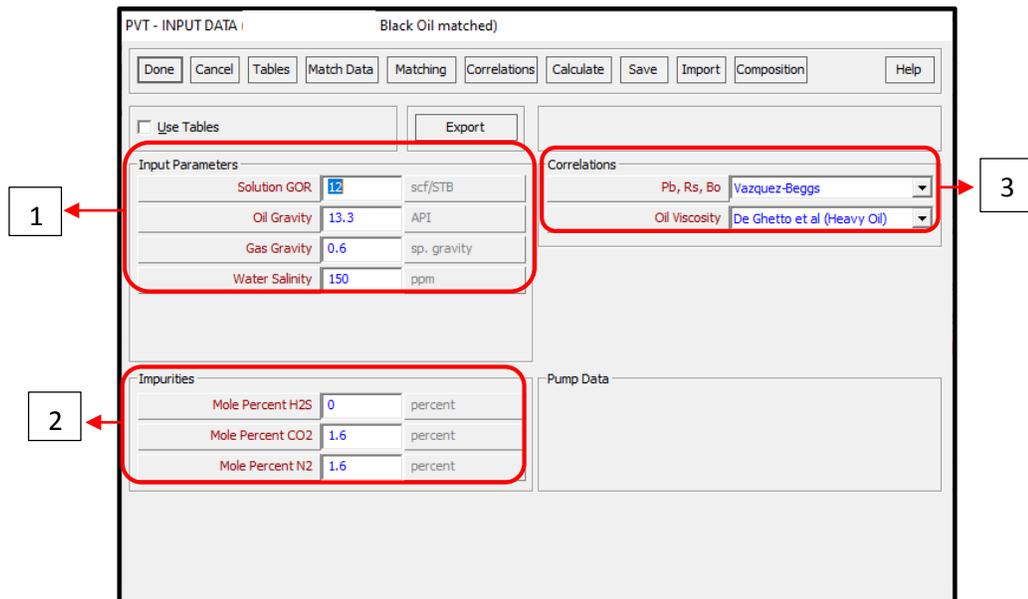
Correlación	Pb (psi)	° T (°F)	Bo (RB/STB)	GOR (scf/stb)	°API	SG gas
GLASSO	165-7142	80-280	1.025-2.588	90-2637	22.3-26.37	0.65-1.276
VASQUEZ & BEGGS	15-4572	162	1.042-1.545	0-821	5.3-30	0.511-1.351
	14-6055	180	1.028-2.226	0.2199	30.6-59.5	0.53-1.259
LASSATER	48-5780	82-272	-	3-2905	17.9-51.1	0.59-0.95
STANDING	130-700	100-258	1.024-2.15	20-1425	16.5-63.8	0.59-0.95
PETROSKY	1574-6523	114-288	1.1178-1.6229	217-1406	16.3-45	0.5781-0.8519

Fuente: BANZER S. Carlos. Correlaciones Numéricas PVT. 1993.

Para el desarrollo del PVT de fluido presente en cada pozo, se seleccionó la correlación de **Vasquez & Beggs** para el cálculo del Pb, GOR, Bo, y para la Uo se tomó la correlación de **De Ghetto et al (heavy oil)**, debido a que las propiedades de los fluidos analizados, se encuentran entre los rangos de trabajo de estos autores. La selección de estas correlaciones se muestra en la sección 3 de la

Imagen 3. Automáticamente el software generó los datos PVT para cada uno de los pozos y se verificó que, en el punto de referencia, los datos fueran cercanos a los reales. El PVT generado por el software para casa pozo, se encuentra en el **Anexo 1**.

Imagen 3. Sección 2 de PROSPER - TVD.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.

- **Sección 3: IPR**

Al terminar con la sección del PVT, se prosiguió a la sección 3 del software, donde se permite construir la curva IPR para cada uno de los pozos. Estas curvas analizan el comportamiento de afluencia de los pozos y el comportamiento de la formación productora, indicándose que presión debe haber en el fondo del pozo cuando la formación está entregando una cantidad determinada de fluidos.¹⁵ A su vez, permite determinar la AOF (absolute open flow), conocida como la máxima tasa de flujo que un pozo, teóricamente, puede proporcionar con una presión cero en la cara del reservorio.¹⁶

Para la construcción de las curvas IPR, fue importante contar con información de producción a un punto específico en los 4 pozos, para facilitar su predicción. En la **Tabla 11**, se encuentran los datos suministrados por ECOPETROL S.A para la determinación del IP y su posterior representación gráfica (IPR) en función de una condición inicial dada, la cual fue basada en el último dato de producción al tercer

¹⁵ NARANJO. AJ. Importancia del índice de productividad. P 25,26

¹⁶LA COMUNIDAD PETROLERA. AOF. Absolute open flow. 2012 [en línea]. Disponible en Internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2010/05/aof-absolute-open-flow.html>

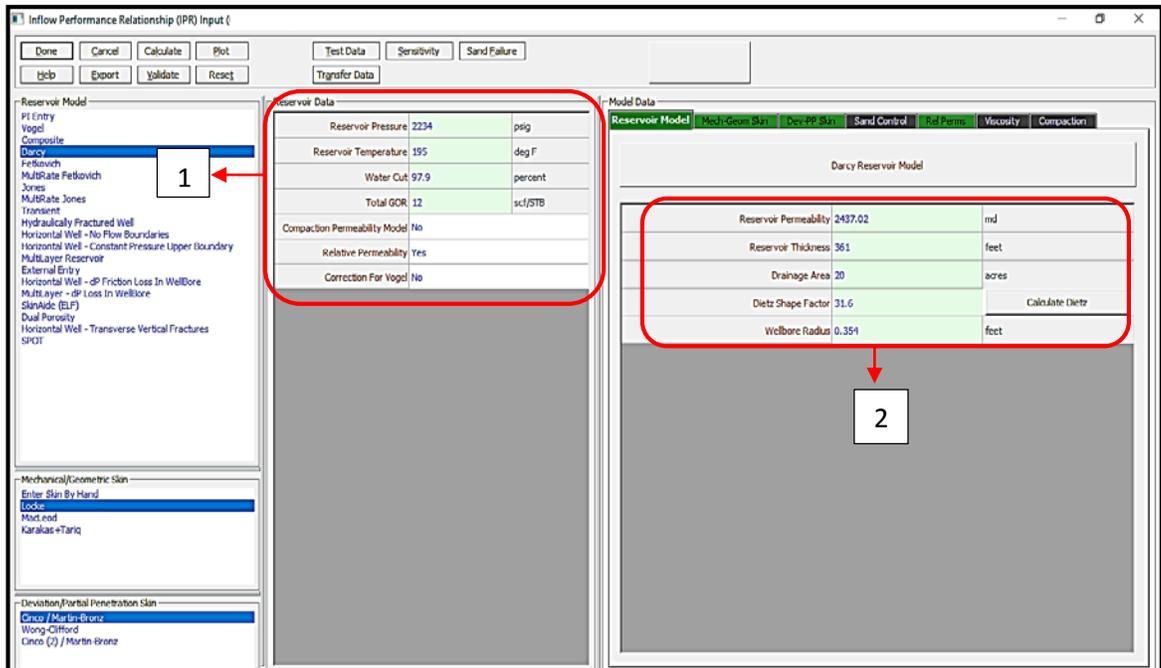
trimestre del 2019 y algunos datos promedios de las propiedades del fluido en cada pozo analizado. Estos datos fueron ingresados en la sección 1 de la **Imagen 3**.

Tabla 10. Datos para la predicción del IP y curva IPR

Pozo De Análisis	Presión Yacimiento (psi)	° T Yacimiento (°F)	WC %	GOR (scf/stb)
POZO 1- SUR	2234	195	97.9	12
POZO 2- CENTRO SUR	2068.5	195	97.2	15
POZO 3-CENTRO NORTE	2278	189	96	14.7
POZO 4 - NORTE	2700	189	98	12

Fuente: ECOPETROL S.A.

Imagen 4. Imagen 4. Seccion 3 de PROSPER – IPR.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

El método utilizado para el cálculo del índice de productividad fue el método de Darcy, puesto que, permite evaluar el efecto del Skin durante la predicción de la tasa de flujo desde el yacimiento hasta las paredes del pozo. La **Ecuación 6**, representa el método de Darcy para el IP, la cual está en función de la viscosidad del petróleo (U_o), permeabilidad de la formación (K), espesor petrolífero (h), radio del pozo (r_w), radio de drenaje (r_e), presión promedio de yacimiento (P_{yto}), presión de fondo fluyente (P_{wf}), factor volumétrico del petróleo (B_o) y el skin (S). Los datos de la **Tabla 12** fueron suministrados en la sección 2 de la **Imagen 4**.

Ecuación 6. Ecuación de Darcy para el Índice de productividad IP.

$$J = \frac{7.08 \times 10^{-3} * K_o . h}{U_o * B_o * \left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + s} \frac{1}{P_{yto} - P_{wf}}$$

Fuente. CAUCE, Henry. Comportamiento de afluencia (IPR). 2013

Tabla 11. Datos por pozo para el modelo de Darcy.

Modelo de Darcy					
Pozos	K yacimiento. (md)	Espesor Yto (psi)	Área de drenaje (acres)	Factor de forma	Radio del pozo (ft)
POZO 1- SUR	2437.024	361	20	31.6	0.354
POZO 2- SUR	3499.442	316	20	31.6	0.354
POZO 3- NORTE	2965	130	20	31.6	0.354
POZO 4-NORTE	2829	210	20	31.6	0.354

Fuente: ECOPETROL S.A

Al no tener un dato específico del Skin para cada uno de los pozos, Prosper permite determinar su valor a través de 3 métodos utilizando parámetros de entrada como la geometría de perforación, la profundidad del daño, etc. Para efectos de este trabajo, se utilizó el método de Locke para determinar el skin a través de la geometría. Locke estudio el efecto de los parámetros del cañoneo sobre las relaciones de productividad, concluyendo que la productividad se puede mejorar, aumentando la densidad de disparo.¹⁷. Los datos de la **Tabla 13** fueron suministrados en la sección señalada de la **Imagen 5**, para el método de Locke

Tabla 12. Datos por pozo para el modelo de Locke

Modelo mecánico del skin- Locke							
Pozos	Densidad disparo (1/ft)	Diámetro penetración (in)	Longitud penetración (in)	Diámetro zona dañada (in)	K zona dañada (md)	K crushed zone (md)	Fase disparo (°)
POZO 1- SUR	12	0.5	24	15	1219	609	60
POZO 2- C. SUR	12	0.5	24	15	1750	875	60
POZO 3- C.NORTE	12	0.5	24	15	1482	741	60
POZO 4- NORTE	12	0.5	24	15	1414	707	60

Fuente: ECOPETROL S.A

¹⁷ M.J. Ichara. The effect of perforating on the performance of Shale-Laminated and Crossbedded Formations. 1987. SPE 16205

Imagen 5. Seccion 3 de PROSPER – Data metodo de Locke.

Locke Mechanical Skin Model		
Calculate Perforation Details - API RP43		Calculate Perforation Details - SPOT
Reservoir Permeability	2437.02	md
Shot Density	12	1/ft
Perforation Diameter	0.5	inches
Perforation Length	24	inches
Perforation Efficiency	1	fraction
Damaged Zone Thickness	15	inches
Damaged Zone Permeability	400	md
Crushed Zone Permeability	200	md
Shot Phasing	60	degrees
Wellbore Radius	0.354	feet

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

Por otra parte, Prosper permite el cálculo del skin en función de la desviación del pozo y penetración parcial a través de dos modelos, siendo el modelo de Cinco/ Martin-Bronz el escogido para la estimación del efecto del skin en el índice de productividad (IP). Este modelo requiere de datos como el ángulo de desviación del pozo, fracción de penetración parcial y la permeabilidad vertical de la formación.¹⁸ Los datos de la **Tabla 14** fueron ingresados en el simulador a través de la sección que se muestra en la **Imagen 6**.

Tabla 13. Datos por pozo para el modelo Cinco/ Martin-Bronz.

Modelo desviación- penetración parcial- Cinco/ Martin-Bronz			
Pozos	Desviación pozo (°)	Penetración	Permeabilidad vertical (md)
POZO 1- SUR	83.1	0.4	1218.512
POZO 2- SUR	1.59	0.4	1749.721
POZO 3- NORTE	9.94	0.4	1482.5
POZO 4- NORTE	74.55	0.4	1414.5

Fuente: ECOPETROL S.A.

¹⁸ ENGINEERING PLUS. Skin model. Enero 2019. [en línea]. Disponible en Internet: <https://engineering.alocentral.com/skin-model-2/>

Imagen 6. Seccion 3 de PROSPER – Data metodo Cinco/Martin-Bronz.

Cinco / Martin-Bronz Deviation _Partial Penetration Skin Model		
Deviation	83.1	degrees
Penetration	0.4	fraction
Vertical Permeability	1218.51	md

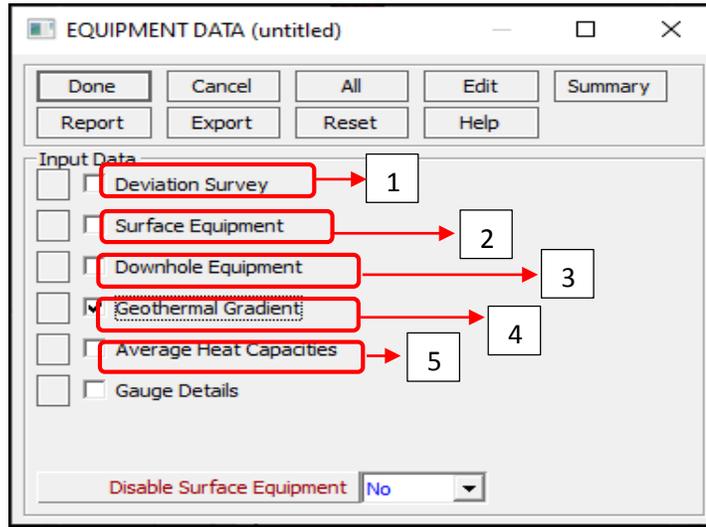
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

Es importante aclarar que, para completar esta sección, se tuvo que disponer de la información petrofísica y de cañoneo de cada uno de los pozos del análisis, la cual fue suministrada por ECOPEPETROL para garantizar la confiabilidad de la data. Para la determinación del valor del IP y construcción de la curva IPR, se tuvieron que realizar distintas sensibilidades en función de la viscosidad del fluido en cada uno de los pozos analizados, con el fin de obtener un dato representativo del comportamiento real de la última producción suministrada por ECOPEPETROL en el año 2019.

- **Sección 4: Data de equipos.**

Una vez finalizado el proceso de ingresar la Data en la sección 3, se realizó el ingreso de la información relacionada en la sección 4, la cual está dividida en 5 partes (Survey, Equipo de superficie, Equipo en el fondo del pozo, Gradiente geotérmico, Capacidad de calor promedio y Detalles del calibre) como se muestra en la **Imagen 7**; de las cuales, por efecto del desarrollo del proyecto, solo se necesitó diligenciar la información de 4 de ellas.

Imagen 7. Sección 4 de PROSPER – Data de equipos.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

Para esta sección fue importante contar con la información del Survey de los 4 pozos, junto con su estado mecánico, de tal manera que se pudiera identificar la tubería de completamiento y producción utilizada, información de la temperatura en superficie, como en el punto de análisis de cada pozo. Este punto de análisis se llevó a cabo a la profundidad del primer cañoneo en la formación K2 que dispone los 4 pozos. En la **Tabla 15**, se especifican los datos para el diseño del equipo en el fondo del pozo.

Tabla 14. Datos del estado mecánico de los pozos.

POZO 1- SUR					POZO 2- SUR				
Variable	ID (in)	OD (in)	Tope (ft)	Zapato (ft)	Variable	ID (in)	OD (in)	Tope (ft)	Zapato (ft)
CSG Superficie	13 3/8	12,42	29	995'	CSG Superficie	9 5/8	8,755	23	981
CSG Intermedio	9 5/8	8,681	29	6608	CSG Intermedio	7	6,366	23	6472
CSG Liner tubing	7	6,184	6414,21	8135	CSG Liner tubing	7	6,184	6303	7612
	5 1/2	4,95	29	6077,89		5 1/2	4,95	23	4988
POZO 3- NORTE					POZO 4- NORTE				
Variable	ID (in)	OD (in)	Tope (ft)	Zapato (ft)	Variable	ID (in)	OD (in)	Tope (ft)	Zapato (ft)
CSG Superficie	13 3/8	12,42	23	999	CSG Superficie	13 3/8	12,415	30	1000
CSG Intermedio	9 5/8	8,681	23	6802	CSG Intermedio	9 5/8	8,681	30	7487
CSG Liner tubing	7	6,184	6,595	7725	CSG Liner tubing	7	6,184	7296	9855
	5 1/2	4,95	23'	4,978		5 1/2'	4,95	30	4992,1

Fuente: ECOPETROL S.A.

La sección de estudio de desviación correspondiente al numeral 1 de la **Imagen 6**, hace énfasis a todos los cálculos para determinar la desviación del pozo, tomando como punto de referencia cero, seguido de datos puntuales de profundidad del pozo. La tabla que se muestra en la **Imagen 8** usa la interpolación para determinar la diferencia en TVD entre dos nodos de pozo. Los datos de MD y TVD deben ser al menos tan profundos como la profundidad del tubo del fondo del pozo o hasta la sección de los perforados.

Esta sección debe comenzar con 0 profundidad medida (MD) y 0 de profundidad vertical (TVD). Debido a esta razón, la profundidad de referencia (donde TVD = 0) tiene que ser igual o superior a la cabeza del pozo. Para los pozos horizontales, el estudio de desviación puede ingresarse solo hasta el talón del pozo (KOP), debido a que el pozo desde el talón hasta el final es parte de la descripción del flujo de entrada.

En esta sección solo se permite el ingreso de 20 datos, por lo cual, se debe seleccionar de forma intercalada aquellos puntos de profundidad donde el pozo presenta cambios consistentes en el grado de desviación. El cálculo se realiza de forma automática por el programa, una vez se hayan ingresado los datos como se muestra a continuación.

Los datos ingresados en esta sección fueron suministrados por la compañía ECOPETROL S.A mediante los surveys correspondientes a cada uno de los pozos a analizar.

Imagen 8. Estudio de desviación.

Point	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	29	29	0	0
3	290	289.98	3.23104	0.70931
4	385	384.96	5.18029	1.1757
5	477	476.93	7.52957	1.46324
6	567	566.88	10.5292	1.90995
7	660	659.77	15.0511	2.78699
8	4428	4422.11	221.501	3.14083
9	4502	4496.09	223.222	1.33213
10	4599	4593	227.399	2.46835
11	4693	4686.64	235.618	5.01607
12	4788	4780.74	248.664	7.89297
13	6612	6283.21	1282.86	34.5408
14	6660	6312.11	1321.18	52.9807
15	6687	6328.03	1342.99	53.8692
16	6755	6367.17	1398.6	54.8591
17	6849	6418.94	1477.06	56.5819
18	7891	6797.05	2448.03	68.7234
19	7985	6813.05	2540.66	80.1998
20	8080	6826.06	2634.77	82.1287

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.

La sección 2 de la **Imagen 7** corresponde a la información pertinente a los equipos de superficie, en donde se deben especificar datos puntuales para su configuración, tales como la longitud, elevación y diámetro externo e interno de la tubería de superficie, así como diámetro interno que maneja el choke, dependiendo de cómo se encuentre configurado el pozo en superficie. Para el caso de este proyecto de grado, se tomó en cuenta una longitud de 50 metros en la tubería de superficie hasta el manifold y un diámetro interno de 6 pulgadas, como se muestra en la **Imagen 9**.

Imagen 9. Equipos de Superficie.

Point	Label	Type	Pipe Length (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Inside Diameter (inches)	Pipe Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Manifold	0				
2		Pipe	150	0	6	0.0006	1
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

Posteriormente, en la sección 3 de la **Imagen 7** correspondiente a los datos de equipos de fondo del pozo, se encuentran todas las secciones como está configurado el pozo, tomando como punto de inicio el casing en cual llega el fluido (misma profundidad donde se encuentra el intake de la BES) hasta el punto donde se encuentra el cañoneo de la zona objetivo.

El pozo cambiará automáticamente según las opciones seleccionadas, donde se debe especificar si los diámetros internos y externos de las diferentes tuberías presentes en el pozo.

La cadena de tubos se puede modelar utilizando los siguientes tipos de elementos:

- A.** Tubing (Tubería de producción)
- B.** SSSV (Válvula de seguridad de fondo de pozo)
- C.** Restriction (Restricciones)
- D.** Casing (Tubería de revestimiento)

Se considera que un SSSV no tiene longitud y se modela como un orificio de bordes afilados insertado entre los elementos de la cadena de tubos adyacentes.

En esta sección, mostrada en la **Imagen 10**, se ingresan los datos del equipo de fondo de pozo hasta el intervalo de producción que se analiza, de acuerdo a como se encuentre configurado el estado mecánico del pozo, datos que se muestran en la **Tabla 15**.

Imagen 10. Equipos de fondo de pozo.

Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Xmas Tree		0							
2	Tubing		6076.52	4.95	0.0006	5.5	0.0006	8.681	0.0006	1
3	Casing		6414.21					8.681	0.0006	1
4	Casing		7335					6.184	0.0006	1
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										

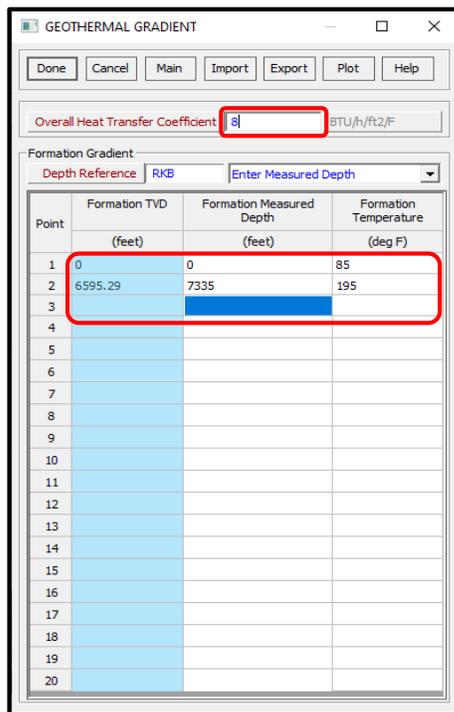
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

La sección 4 de la **Imagen 7**, correspondiente al gradiente geotérmico, se ingresa la relación entre profundidad medida o profundidad vertical, con la temperatura presente a esas profundidades.

El programa requiere un mínimo de dos puntos para el gradiente geotérmico; una tomada en superficie y otra tomada a la profundidad del fondo del pozo. La temperatura de formación se calculará por interpolación lineal entre los puntos ingresados.

A continuación, se muestran los datos que fueron empleados en uno de los pozos del análisis, para el cálculo automático que genera el programa del gradiente geotérmico que posee el pozo, teniendo en cuenta el coeficiente de transferencia de calor para el aceite que maneja el campo es ocho (8).

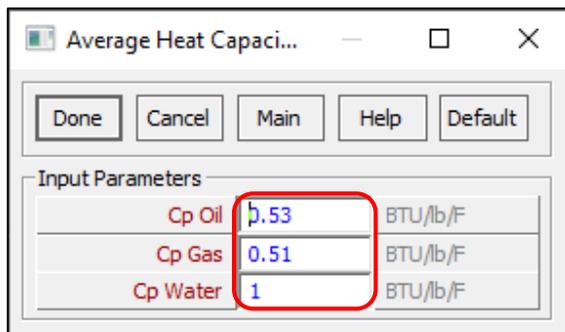
Imagen 11. Gradiente Geotérmico.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

Finalmente, se encuentra la sección 5 de la **Imagen 7**, que hace referencia de la capacidad de calor promedio del campo, el cual realiza de forma automática los cálculos de la capacidad calorífica que presentan el crudo, gas y agua respectivamente, como se muestra continuación.

Imagen 12. Capacidad de Calor Promedio.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.0.

- **Sección 5: Data bomba electro- sumergible**

Finalmente, se diligencio la sección 5 de Prosper, la cual corresponde a la información del sistema de levantamiento mecánico. Los 4 pozos se encuentran con el sistema de levantamiento electo-sumergibles, por lo que fue necesario tener los datos de tipo y funcionamiento de las bombas utilizadas. En la **Tabla 16 y 17** se especifican las variables necesarias de las bombas para esta sección. Cabe aclarar que al no encontrarse específicamente la bomba usada por cada uno de los 4 pozos en Prosper, se prosiguió a utilizar bombas que tuvieran rangos de capacidad, potencia y voltaje similares.

Tabla 15. Datos de las bombas Electro-sumergibles.

Bomba POZO 1-SUR		Bomba POZO 2-CENTRO SUR	
Profundidad Bomba (MD) (ft)	6075	Profundidad Bomba (MD) (ft)	4977
Frecuencia De Trabajo (Hz)	45	Frecuencia De Trabajo (Hz)	60
Maximun Pump OD (in)	6	Maximun Pump OD (in)	6
Longitud Del Cable (ft)	6277.89	Longitud Del Cable (ft)	5177
Numero De Etapas	60	Numero De Etapas	85
Voltaje En Superficie (V)	1718.9	Voltaje En Superficie (V)	2408
Tipo De Bomba	CENTRILIFT KC 11000	Tipo De Bomba	CENTRILIFT K62
Tipo De Motor	ESP 280HP	Tipo De Motor	CENTRILIFT 200HP
Tipo De Cable	#1 Aluminium	Tipo De Cable	#2 Copper

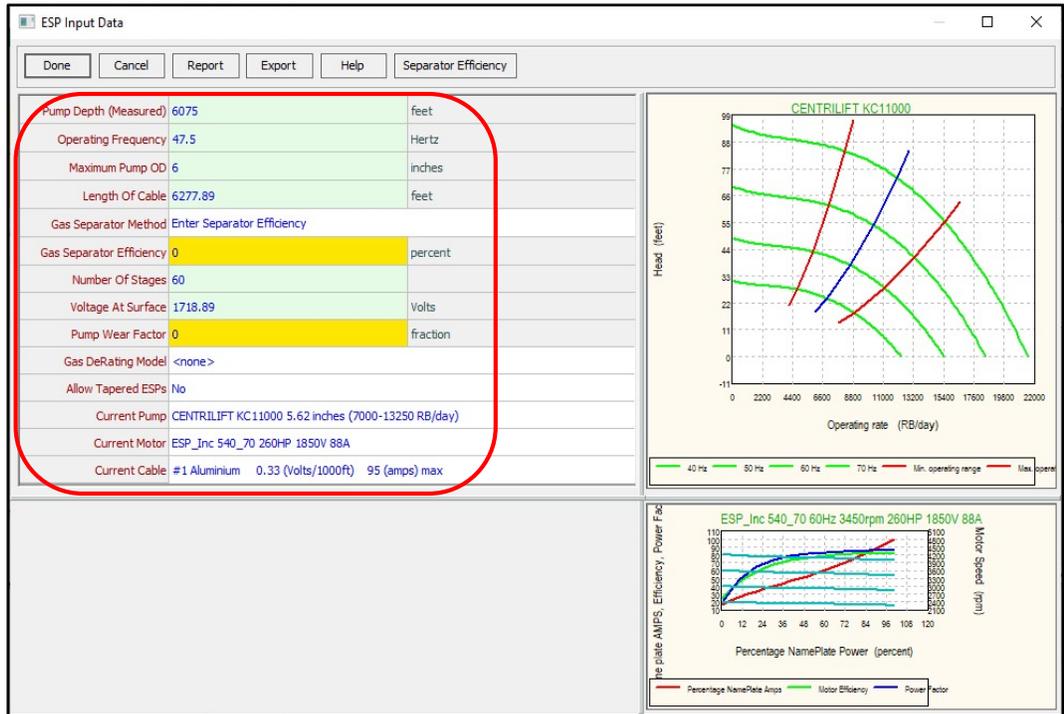
Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 16. Datos de las bombas Electro-sumergibles.

Bomba POZO 3-CENTRO NORTE		Bomba POZO 4-NORTE	
Profundidad Bomba (MD) (ft)	4992	Profundidad Bomba (MD) (ft)	4977
Frecuencia De Trabajo (Hz)	52	Frecuencia De Trabajo (Hz)	52
Maximun Pump OD (in)	6	Maximun Pump OD (in)	6
Longitud Del Cable (ft)	5192	Longitud Del Cable (ft)	5177
Numero De Etapas	120	Numero De Etapas	80
Voltaje En Superficie (V)	1957	Voltaje En Superficie (V)	1683
Tipo De Bomba	CENTRILIFT GC 10000	Tipo De Bomba	CENTURION P62
Tipo De Motor	CENTRILIFT 250HP	Tipo De Motor	CENTRILIFT 560HP
Tipo De Cable	#2 Copper	Tipo De Cable	#2 Copper

Fuente: ECOPETROL S.A.

Imagen 13. Seccion 5 de PROSPER – Data de Bombas.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.

Una vez obtenidas la información de las bombas para cada uno de los pozos analizados suministrada por ECOPEPETROL S.A, se dispuso a generar la construcción de la gráfica de oferta y demanda para determinar la capacidad de flujo del sistema. Para pozos con bomba ESP, la solución del sistema está dada por la intersección de la curva de demanda VLP (vertical lift performance) y la curva de oferta de la presión de descarga de la bomba (PDP). Esta es la principal diferencia con respecto a un pozo que fluye naturalmente, puesto que el PDP incluye el IPR, la caída de presión en el casing y el punto de operación de la bomba. El VLP incluye la presión del primer nodo y la caída de presión en el tubing o tubería desde el primer nodo hasta la profundidad de la bomba.

Para la generación de las curvas mencionadas anteriormente, se tomo como referencia el nodo de superficie, el cual representa la presión de cabeza con un valor de 50 psi para los 4 pozos analizados como se observa en la **Imagen 14**. Dentro de los calculos realizados por el programa, se usaron las correlaciones de Petroleum Expert 3, puesto que, permite tener mejores resultados con crudos pesados que llegan hasta los 600 cp; y la correlación de Beggs and Brill para los equipos de superficie, la cual permite modelar el comportamiento real de los procesos que se llevan a cabo en las tuberías de superficie.

Imagen 14. Seccion 5 de PROSPER – Sistema de Analisis de Sensibilidad.

Point	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMscf/day)	Vl Pres (ps)
1	40	0.8	39.2	9.6e-6	2551.7
2	57.5356	1.15071	56.3849	1.3809e-5	2551.7
3	82.7586	1.65517	81.1034	1.9862e-5	2550.5
4	119.039	2.38078	116.658	2.8569e-5	2550.5
5	171.224	3.42449	167.8	4.1094e-5	2549.4
6	246.287	4.92574	241.362	5.9109e-5	2548.7
7	354.257	7.08514	347.172	8.5022e-5	2546.7
8	509.56	10.1912	499.369	0.00012229	2544.7
9	732.945	14.6589	718.286	0.00017591	2541.4
10	1054.26	21.0852	1033.18	0.00025302	2538.0
11	1516.44	30.3287	1486.11	0.00036394	2534.7
12	2181.23	43.6245	2137.6	0.00052349	2530.5
13	3137.45	62.749	3074.7	0.00075299	2528.4
14	4512.88	90.2575	4422.62	0.0010831	2529.7
15	6491.28	129.825	6361.45	0.0015579	2536.7
16	9336.99	186.74	9150.25	0.0022409	2552.5
17	13430.2	268.604	13161.6	0.0032232	2589.7
18	19317.9	386.357	18931.5	0.0046363	2663.0
19	27786.6	555.732	27230.9	0.0066688	2810.6
20	39968	799.359	39168.6	0.0095923	3105.7

Label	Value	Units
Liquid Rate	9164.81	(STB/day)
Oil Rate	183.296	(STB/day)
Water Rate	8981.51	(STB/day)
Gas Rate	0.0021996	(MMscf/day)
Solution Node Pressure	2123.47	(psig)
dP Friction	42.6545	(psi)
dP Gravity	2778.98	(psi)
dP Total Skin	31.9915	(psi)
dP Perforation	-9.16187	(psi)
dP Damage	11.5227	(psi)
dP Completion	2.36084	(psi)
Completion Skin	0.19704	
Total Skin	2.6702	
Pump Intake Pressure	1803.78	(psig)
Pump Discharge Pres...	2551.94	(psig)
Average Rate Throu...	9423.02	(RB/day)
Pump Head Generated	1776.72	(feet)
Pump Power Require...	165.69	(hp)
Pump Efficiency	71.892	(percent)
Gas Separator Effide...	0	(percent)
Motor Amps Require...	70.0274	(amps)
Motor Power Generated	165.69	(hp)
Motor Efficiency	82.3331	(percent)
Motor Speed	2746.62	(rpm)
Voltage @ Surface	1640.44	(Volts)
Free Gas In Pump (WV)	0	(fraction)
GVF in Pump	0	(fraction)
Torque On Shaft	316.845	(lb.ft)
Wellhead Liquid Density	60.8372	(lb/ft3)
Wellhead Gas Density	0.16819	(lb/ft3)

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER versión 14.

2.3 GENERACIÓN DE UN MODELO CALIBRADO MEDIANTE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS NODAL PARA SU EXTRAPOLACIÓN EN LOS DEMÁS POZOS

Una vez realizado el Análisis de los cuatro (4) pozos representativos, se generó un modelo calibrado de los parámetros de cálculo del Análisis Nodal para su extrapolación en los demás pozos a través de la herramienta Excel, el cual contiene la **Ecuación 6** correspondiente a la ley de Darcy, que permite determinar el índice de productividad de los demás pozos a través de las variables como corte de agua, permeabilidad, espesor, viscosidad del petróleo, factor volumétrico del aceite y daño de formación; esto datos son un promedio de acuerdo al sector donde se encuentran ubicados los pozos. El factor de daño fue determinado a través de la sumatoria de tres componentes: Pseudo Skin (Sp) dada por Brons y Marting, efecto residual de skin debido a daños de formación (Sd) y daño de formación a causa de la desviación del pozo (Sswp).

Para el caso del componente Sp, los autores Brons y Marting demostraron que la desviación del flujo radial debido a la entrada restringida de fluido, conduce a una caída de presión adicional cerca del pozo que puede interpretarse como un factor adicional del skin. Este componente se puede determinar en función de dos

parámetros tales como la relación de penetración (b) y la relación entre una altura simétrica dentro de una zona total con el radio del pozo, conocido como espesor adimensional (h_s/r_w). La **Ecuación 7** y **Ecuación 8** muestran la determinación de estos dos parámetros.

Ecuación 7. Relación de penetración.

$$b = \frac{\text{intervalo total abierto a entrada de fluido (hp)}}{\text{espesor total de la zona productora (h)}}$$

Fuente: HERIO WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Well test analysis. 2005. 68 p.

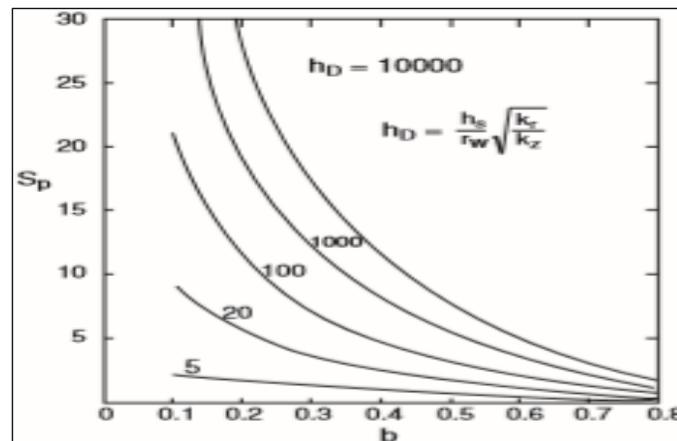
Ecuación 8. Espesor adimensional.

$$H_D = \sqrt{\frac{k_h}{k_v} * \frac{h_s}{r_w}}$$

Fuente: HERIO, WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Well test analysis.2005. 69 p.

Teniendo estos dos parámetros determinados, el pseudo skin (S_p) fue determinado a través de la gráfica en la **Imagen 15**.

Imagen 15. Pseudo skin (S_p) debido a entrada limitada.



Fuente: HERIO, WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Well test analysis.2005. 70 p.

El componente de daño S_d , fue determinado a través de la **Ecuación 9** donde los autores Rowland y Jones-Watts lo definieron como la relación entre el radio de penetración y el skin verdadero,

Ecuación 9. Skin por daño de formación (S_d)

$$S_d = \frac{S_{tr}}{h}$$

Fuente: HERIO, WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Well test analysis.2005. 73 p.

Finalmente, el componente S_{swp} relacionado a la desviación del pozo, se determinó a través de la ecuación de Cinco, Miller y Ramey, derivada de muchas soluciones numérica de la ecuación de flujo no racial. La **Ecuación 10** muestra la correlación para determinar este componente.

Ecuación 10. Skin por desviación del pozo(S_{swp}).

$$S_{swp} = \left(\frac{\alpha}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\alpha}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h}{100 * r_w}\right)$$

Fuente: HERIO, WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING. Well test analysis.2005. 79 p.

A continuación, en la **Tabla 18** se muestra la información promedio para algunas variables que se usaron en el cálculo del IP a través de una matriz realizada en Excel usando la ecuación de Darcy. Estos datos promedios fueron determinados por la compañía soporte ECOPETROL a través de percentiles calculados con información petrofísica y pruebas de pozos del Campo A.

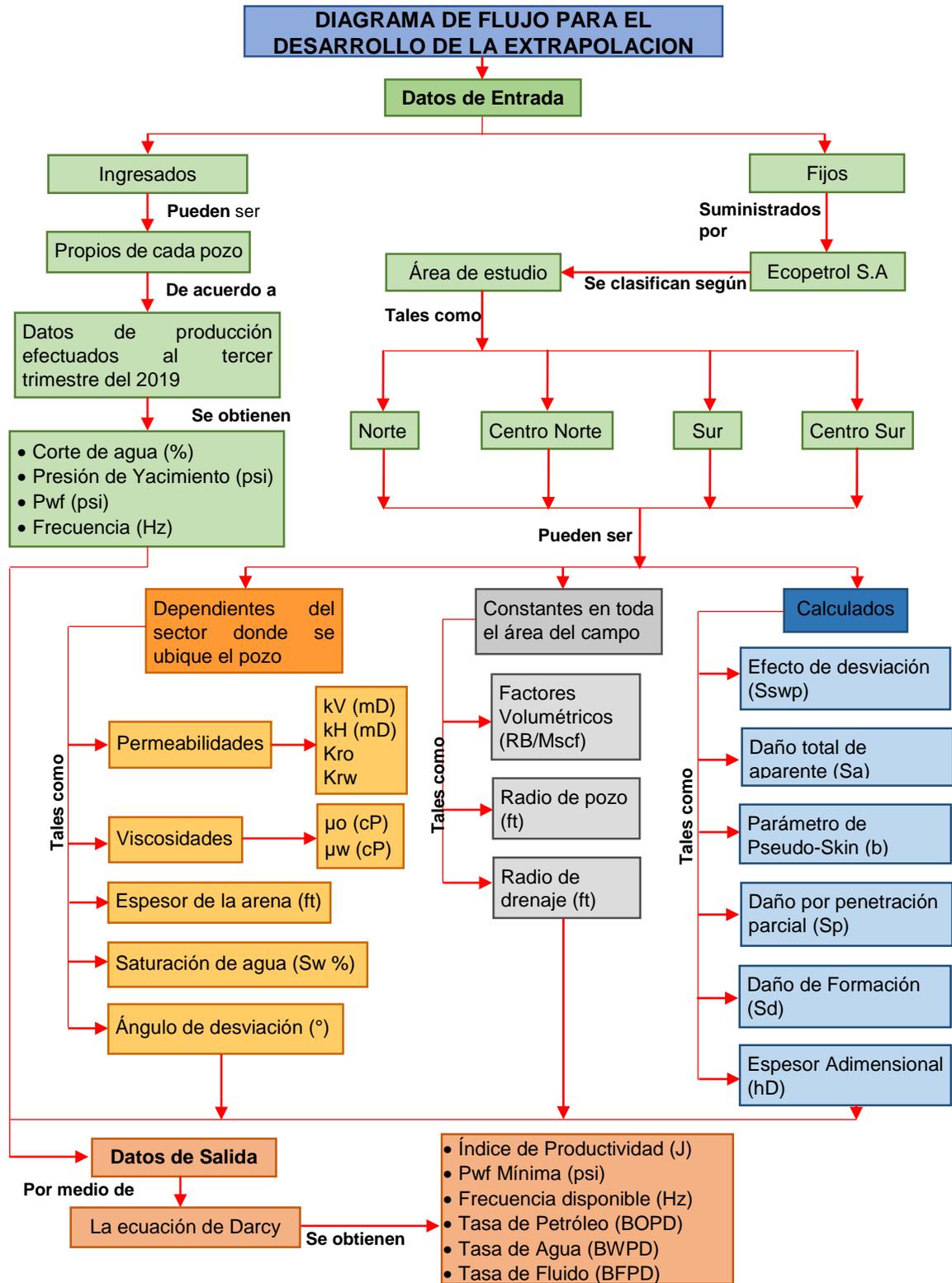
Tabla 18. Variables promedias para el cálculo de IP.

Pozos	k Horizontal (Md)	Espesor arena (ft)	Uo (cp)	Uw (cp)	Bo (RB/Mscf)	Bw (RB/Mscf)	re (ft)	rw (ft)	Sp	α (°)	sd
POZO 1	2464	342	120	0.376	1.027	1.01	645	0.345	9	45	3
POZO 2	2844	407	90	0.376	1.027	1.01	645	0.345	9	45	3
POZO 3	2829	312	320	0.376	1.027	1.01	645	0.345	10	45	3
POZO 4	3182	350	280	0.376	1.027	1.01	645	0.345	7	45	3

Fuente: ECOPETROL S.A

A continuación, se muestra un diagrama junto con una breve descripción de los parámetros de entrada que fueron utilizados para determinar el índice de productividad de los demás pozos a optimizar, con datos ajustado a las condiciones del Campo A y a las tendencias efectuadas por el software.

Figura 3. Matriz genérica de los pasos para el desarrollo de la extrapolación.



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se mencionan los parámetros que fueron utilizados para determinar el origen y la forma de ingreso de las diferentes variables usadas en el desarrollo del modelo de extrapolación:

- **Presión de yacimiento:** la presión del yacimiento fueron datos proporcionados por la compañía operadora, dependientes de cada pozo y del sector donde se ubiquen en el Campo A.
- **Frecuencia (Hz):** dato único de cada pozo a analizar, obtenido de los datos de producción (PLT) efectuados al tercer trimestre del 2019.
- **Pwf (Presión de fondo fluente):** dato único de cada pozo a analizar, obtenido de los datos de producción efectuados al tercer trimestre del 2019.
- **Permeabilidad Horizontal:** el dato de la permeabilidad horizontal fue suministrado por la empresa operadora por medio de un rango establecido de la permeabilidad aritmética promedia de capa pozo, datos dependientes del sector donde se encuentre ubicado el pozo.
- **Saturación de agua:** se determinó por medio de las curvas de permeabilidad relativas de cada sector donde se encuentre el pozo a analizar.
- **Corte de agua:** datos propios de cada pozo según su producción registrada al segundo trimestre del 2019.
- **Permeabilidades relativas:** se determinaron por medio de las curvas de permeabilidad relativas efectuadas para cada área, tomando el valor de permeabilidad a la saturación de agua que tiene el pozo según su locación en el Campo A.
- **Permeabilidad vertical:** este valor fue establecido por el campo como el 60% de la permeabilidad horizontal para ambos sectores del Campo A.
- **Espesor de la arena:** el espesor de la arena fue tomado de un rango establecido para cada zona del Campo A.
- **Viscosidades:** cada sector del campo posee un rango de viscosidad del petróleo, establecido de acuerdo a la locación del pozo. Para la viscosidad del agua se estableció un valor contante para todas las zonas, datos proporcionados por la empresa operadora.
- **Factor volumétrico:** el factor volumétrico del petróleo y agua fueron proporcionados por la empresa operadora y se mantuvieron constantes para los sectores del Campo A.
- **Radio de drenaje:** dato suministrado por la compañía operadora, el cual se estableció como contante para el área norte y sur del Campo A.
- **Radio de pozo:** dato suministrado por la compañía operadora, el cual se estableció como contante para el área norte y sur del Campo A.
- **Espesor cañoneado:** valores independientes del sector del Campo A donde se encuentra ubicado el pozo, el cual se mantuvo constante para cada sector.
- **Parámetro de pseudo-skin:** este valor se determinó mediante la fórmula de Brons and Martin, la cual relaciona el espesor de la arena con el espesor cañoneado, dato que se mantuvo contante para cada sector.

- **Factor Geométrico:** dato suministrador por la empresa operadora, cuyo valor se mantuvo constante para sector.
- **Espesor adimensional:** este dato se efectuó por medio de un cálculo que relaciona las permeabilidades con el radio de pozo respecto a su factor geométrico.
- **Daño por penetración parcial:** este valor fue determinado por medio de la fórmula de Brons and Martin, para cada sector del Campo A.
- **Angulo de desviación:** para este valor se tomó el ángulo de desviación que se indicaba en el estado mecánico de cada pozo a optimizar.
- **Daño de formación:** el daño de formación fue establecido por medio de un rango de -1 a 10, dato dependiente de cada pozo a analizar y de su ubicación en el Campo A, criterio suministrado por la empresa operadora.
- **Efecto de desviación del pozo:** para este caso se utilizó la **Ecuación 10** para determinar el efecto que se generaba por la desviación de cada pozo.
- **Daño total aparente:** valor que corresponde a la sumatoria de los daños ya mencionados anteriormente.
- **Índice de Productividad (J):** dato calculado para cada pozo por medio de la Ley de Darcy.
- **Pwf Mínima:** dato calculado de acuerdo a la Pwf actual de cada pozo y la caída de presión generada al llevar el sistema de levantamiento a 70 hz.
- **Frecuencia Disponible:** dato estimado mediante el valor de la frecuencia de operación actual de cada pozo respecto a la frecuencia a la cual se puede llevar las bombas a su máximo potencial (70 Hz).

Teniendo en cuenta los datos obtenidos a través del modelo, se realizó su respectivo análisis de tal manera que permitiera dar inicio al proceso de optimización de producción, mediante la caída Pwf que se genera en cada pozo de las cuatro áreas del campo cuando se aumenta la frecuencia de las bombas ESP hasta su máximo potencial, y junto con la suspensión de pozos con alto corte de agua para contrarrestar el incremento de los volúmenes de agua y petróleo, de tal manera que el volumen de agua producido por los pozos de estudio no sobrepasara el límite la capacidad de tratamiento del mismo y se evitara algún tipo de inversión en las capacidades de las facilidades del Campo A o el riesgo de la canalización de los pozos con buena producción.

Generar el aprovechamiento óptimo de las bombas ESP se llevó mediante el análisis de las curvas VLP y PDP realizadas en PROSPER, donde se generaron 20 casos del comportamiento de producción y Pwf en función de la frecuencia de las bombas para cada uno de los 4 pozos de estudio. Para estos casos se manejó un rango de frecuencia entre 40 Hz y 70 Hz de tal manera que se pudiera simular el comportamiento de producción de líquido, petróleo, agua y presión Pwf. A partir de los datos generados por Prosper, se determinó el incremento de producción de agua y petróleo promedio por cada Hertz de frecuencia junto con el porcentaje de disminución de la presión Pwf en cada una de las áreas analizadas.

2.4 CALCULO DEL FACTOR DE RECOBRO DE LOS POZOS OPTIMIZADOS PARA SU POSTERIOR COMPARACIÓN CON EL FACTOR DE RECOBRO ACTUAL DEL CAMPO A

Para poder contrarrestar el aumento de producción que se llegaría a obtener por la optimización y evitar la inversión en la capacidad de las facilidades, se sugirió llevar a cabo el cierre de algunos pozos pertenecientes a los pozos candidatos a optimizar de tal manera que permitieran dar apertura a pozos con buen potencial de producción a través del punto óptimo de operación de las bombas y una P_{wf} objetivo para cada uno de los pozos. Para el cierre de pozos se tuvo en cuenta candidatos con una relación agua-petróleo (WOR) mayor a 70, es decir pozos con cortes de agua por encima del 98,7% de tal manera que la producción de fluido total generada por estos candidatos se contrarrestara con la producción de los demás pozos optimizados.

Una vez obtenidos la producción promedio de fluido, petróleo, agua y porcentaje de disminución de presión P_{wf} por cada Hertz de frecuencia en cada una de las áreas de análisis, se determinó la P_{wf} mínima a la cual podrían llegar cada uno de los pozos al ser llevados a una frecuencia de 70 Hz desde su frecuencia actual; este proceso se pudo determinar a través de la información extrapolada del comportamiento de la disminución de la presión P_{wf} por cada Hz de los pozos realizados en Prospera en cada área, en un función de la frecuencia operativa actual de cada uno de los pozos pertenecientes al proyecto, excluyendo los pozos propuestos para el cierre. En la **Ecuación 11**, se expresa la operación realizada para cada uno de los pozos.

Ecuación 11. Presión P_{wf} mínima

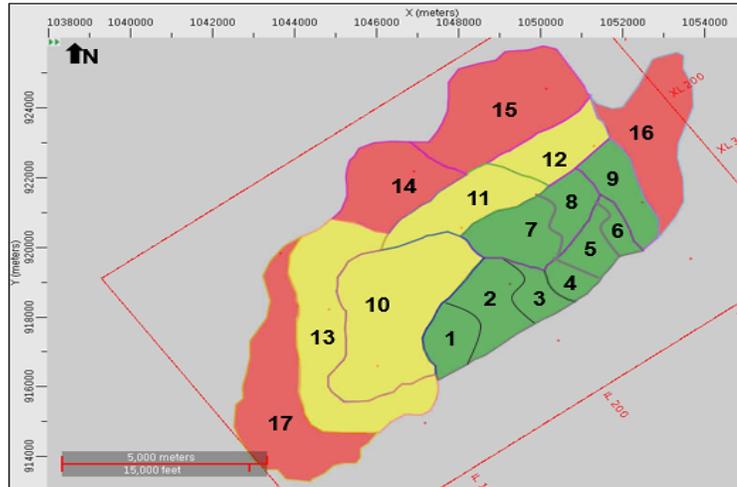
$$P_{wf \min} = P_{wf \text{ actual}} - ((70 - \text{Hz Actual}) * (P_{wf \text{ actual}} * \% \Delta p_{wf \text{ por area}}))$$

Fuente: elaboración propia.

A través del análisis de la presión P_{wf} mínima que maneja cada uno de los pozos a optimizar, se determinó que el incremento de producción de petróleo se llevaría a cabo a través de la búsqueda de una presión P_{wf} objetivo para cada uno de los pozos que estuviera en un rango desde la P_{wf} actual hasta la presión mínima, junto a su respectiva frecuencia operativa bajo las nuevas condiciones; la cual permitiera generar un incremento en la producción de petróleo, pero manejar el mismo volumen de producción de agua actual del Campo A, debido a la limitación de la capacidad de tratamiento de agua en la facilidades de superficie.

Para determinar la presión P_{wf} objetivo, se decidió sectorizar el campo en diferentes polígonos de acuerdo a sus características geológicas, presión de yacimiento, producción, corte de agua y viscosidad; en donde se tuvieron en cuenta los 218 pozos pertenecientes a la formación K2. En la **Imagen 16** se muestran los polígonos de división en el Campo A.

Imagen 16. Polígonos de división en el Campo A.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Al obtenerse los 17 polígonos, se identificó a cuál de ellos pertenecían los pozos a optimizar, con el fin de reorganizar la información de forma adecuada y buscar la presión P_{wf} objetivo para cada uno de los polígonos. Al encontrarse las presiones de yacimiento y presiones P_{wf} similares para los distintos pozos en cada uno de los polígonos, se generaron diferentes casos de percentiles en función de la presión en cada uno de ellos desde un percentil pesimista P80 hasta un percentil optimista P20, para determinar la presión adecuada que permitirá la optimización de producción. Una vez se determinó el percentil de presión que más cubriera el conjunto de datos, se generó el caso ideal, llevando cada una de las presiones dinámicas actuales de cada pozo a la presión P_{wf} objetivo de cada uno de los polígonos, y a través de la matriz realizada para la extrapolación del IP, se pudo obtener el incremento de la producción que se generaría si se llevara los pozos a estas condiciones de presión dinámica.

Por otra parte, para los pozos que pertenecían a un polígono determinado, pero su presión dinámica se encontraba por debajo del percentil elegido o su presión mínima estaba por encima de la presión P_{wf} objetivo, se analizaron individualmente de tal manera que fuera conveniente disminuir su presión dinámica entre el rango de presiones que ofrecía cada pozo; de lo contrario, se dejarían en condiciones normales de funcionamiento. Para determinar la frecuencia de operación de las bombas bajo las nuevas condiciones, se utilizó la información extrapolada de los 20 casos para los 4 pozos generados en Prosper en función de la frecuencia, en donde de acuerdo al área donde pertenecían los pozos, la caída de presión a causa de las nuevas condiciones y la frecuencia actual, se determinó la nueva velocidad operativa de las bombas. Cabe resaltar que el caso ideal fue basado en generar un incremento de producción de petróleo y manejar la misma producción de agua; y llevar a cabo el proceso de optimización de acuerdo a su presión P_{wf} y frecuencia, estuvieron en función del sector del campo donde los pozos se encontraban

localizados, lo cual está fuertemente influenciado por las características geológicas, capacidad de flujo (kh), presión de yacimiento e influencia del acuífero.

Con los resultados anteriormente, se determinó si la optimización de producción implicó un aumento en el factor de recobro de los pozos optimizados o simplemente una aceleración de la producción, mediante análisis de curvas de declinación en casos históricos de aumento de extracción y proyecciones de la producción por medio del uso del programa OFM, el cual permite hacer seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos de producción para mejorar el rendimiento del campo durante su ciclo de vida¹⁹.

En OFM se generaron las curvas de declinación de las condiciones actuales para los 48 pozos finales a optimizar a través de la data de producción. Para generar las curvas de declinación fue de gran importancia conocer el límite económico de producción de petróleo y establecer el tipo de declinación a realizar, la cual para este proyecto se usó una declinación exponencial que permitió extrapolar el comportamiento futuro de los pozos hasta que intersectara con el límite económico del Campo A, estimando así el tiempo de producción y la producción acumulada. Según datos de producción por parte de ECOPETROL, el límite económico del campo es de 10 BOPD.

Al poseer esta información, se realizó las curvas de producción y su posterior declinación en escala semilogarítmica en OFM en función de una declinación exponencial para cada uno de los pozos. Esta declinación es la más sencilla para identificar y la más usada para la proyección de producción, caracterizándose por su comportamiento lineal al ser graficada en escala semilogarítmica y al suponer cambios de producción constantes en el tiempo. la **Ecuación 12** representa su comportamiento.

Ecuación 12. Declinación exponencial

$$q(t) = qi * e^{-Di*t}$$

Fuente: SANTANA, Jinson. Curvas de declinación de la producción. P. 1-5.

OFM permitió generar la mejor línea de tendencia exponencial de los datos históricos de producción y determinar la tasa de declinación para cada uno de los pozos; obteniéndose así, la representación gráfica de la proyección de producción de crudo hasta el límite económico a las condiciones actuales. A partir de estas gráficas, se pudo determinar factores importantes para la determinación del factor de recobro, el cual se determinó a partir de la **Ecuación 13**.

¹⁹ LA COMUNIDAD PETROLERA. OFM: Oil Field Manager. Análisis de producción, pronóstico y vigilancia. Febrero 2008. [en línea]. Disponible en internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/ofm-oil-field-manager-analisis-de.html>

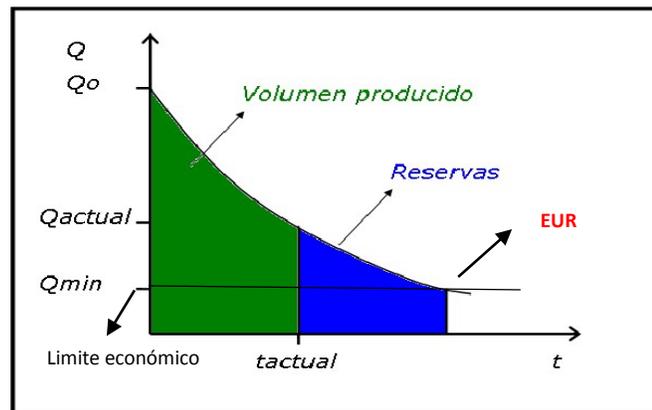
Ecuación 13. Factor de recobro.

$$FR = \frac{EUR}{OOIP} * 100$$

Fuente: FEKETE ASSOCIATES INC. Expected ultimate Recovery. [En línea]. Disponible en: http://fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/HarmonyTheoryEquations/Content/HTML_Files/Reference_Material/Calculationsand_Correlations/EUR_Calculations.htm

El factor de petróleo permite relacionar el volumen de petróleo final económicamente rentable que se puede obtener del yacimiento (EUR), con el volumen original existente en el mismo (OOIP). El EUR de cada uno de los pozos, se pudo determinar a partir de las curvas de declinación, en función de dos variables, tales como producción acumulada (N_p) y reservas. Estas dos variables se encuentran reflejadas en la **Imagen 17**.

Imagen 17. Curva de declinación de producción.



Fuente: GONZÁLEZ, Javier. Cálculo de reservas. 2009. [En línea]. Disponible en: <http://ventanapetrolera.blogspot.com/2009/12/calculo-de-resevas.htm>

El área sobre la curva verde, representa el volumen de petróleo acumulado que ya se ha producido y el área bajo la curva azul, representa el volumen de petróleo que es técnicamente y económicamente viable producir. La sumatoria de estas dos áreas, permitió determinar el volumen de petróleo final que se podría obtener bajo condiciones económicamente rentables en función de una proyección de tiempo determinado hasta alcanzar el límite económico para cada uno de los pozos. En OFM se generaron las curvas de declinación para las condiciones actuales de los 48 pozos, es decir, hasta el último dato de producción suministrado por ECOPEPETROL, los cuales corresponden a la fecha del tercer trimestre del presente año (agosto- septiembre). Una vez realizadas estas curvas, el programa arroja el valor para las variables N_p , Reservas y EUR, junto a información importante como la fecha a la cual cada uno de los pozos alcanzara el límite económico. Al realizar

la sumatoria de cada uno de los EUR de los pozos y junto con el dato del OOIP para la formación de estudio (K2) suministrado por la compañía, se estimó el factor de recobro para las condiciones actuales de los 48 pozos.

Para poder determinar el factor de recobro que se obtendría al llevar a cabo la optimización, se exportó a Excel la información de producción de cada uno de los pozos hasta la última fecha (agosto-septiembre), junto con la tasa de declinación (Di) para generar las curvas de declinación y posteriormente el cálculo del factor de recobro. Antes de generar las curvas de declinación, se realizó la división de los 48 pozos en dos grupos, para evaluar el comportamiento de las curvas desde el momento que se da inicio la optimización, hasta alcanzar el incremento de producción esperada para cada uno de los pozos.

Para el primer grupo de 24 pozos, al cual pertenecen los polígonos 9,10 y 11, se decidió empezar su optimización en el mes de diciembre del 2019, incrementando su producción paulatinamente por mes, hasta alcanzar el incremento de la producción esperada para cada uno de los pozos en función de la disminución de la presión Pwf y el incremento de frecuencia. Por otro lado, para el segundo grupo donde se encuentran los polígonos 2, 3,5,6,7,8,12,13,15,16 se decidió empezar la optimización un mes después del primer grupo y realizar el mismo proceso anteriormente descrito. El tiempo para generar paulatinamente el incremento de producción para cada pozo, estuvo alrededor de los 2 y 3 meses.

Al no poseer la información de producción para los meses de octubre, noviembre y diciembre, se extrapolaron para cada una de los pozos en función de la tendencia de declinación a las condiciones actuales; es decir, para el primer grupo, se extrapolo la producción hasta el mes de noviembre para posteriormente generar los incrementos de producción desde el mes de diciembre; y para el segundo grupo, se extrapolo la producción para cada pozo hasta el mes de diciembre, empezando sus incrementos desde el mes de enero del 2020.

Una vez realizada la extrapolación de producción hasta los meses de noviembre-diciembre, y el incremento de producción para las condiciones actuales, se realizó la declinación de las curvas utilizando la **Ecuación 12** hasta alcanzar el límite económico y posteriormente se determinó la producción acumulada, reservas, el EUR por pozo y el EUR total bajo las condiciones de optimización. Una vez obtenido el EUR total optimizado, se determinó el factor de recobro y se comparó con el factor de recobro actual para los 48 pozos optimizados del Campo A en la formación k2.

2.5 EVALUAR LA VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO CON EL INDICADOR VALOR PRESENTE NETO (VPN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El análisis financiero se efectuó con el objetivo evaluar, desde la perspectiva de la compañía operadora, la viabilidad financiera del proyecto de acuerdo los resultados

obtenidos con la implementación de este método de optimización, teniendo en cuenta que, al tener un incremento favorable en el factor de recobro del campo, se disminuya los valores asociados a costos operaciones y no se genere la necesidad de modificar las facilidades actuales, es decir, generar una optimización del CAPEX (inversión inicial de una empresa para adquirir, renovar y mantener activos físicos que generen una rentabilidad en un periodo de tiempo determinado) y disminuir el OPEX (costos asociados al mantenimiento de quipos) del campo. La evaluación del presente proyecto de grado se realizó mediante los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) mostrada en la **Ecuación 15**, que mide el beneficio o perdida de una inversión de un proyecto, y el Valor Presente Neto (VPN) bruto mostrado en la **Ecuación 14**, una medida para determinar la viabilidad de un proyecto a través de toda su vida útil, el cual será efectuado antes de las deducciones de impuestos y pago de regalías, tomando una tasa representativa del mercado (TRM) de \$3200 USD como unidad monetaria constante y una tasa de oportunidad (TIO) del 10% nominal anual, valor determinado por la empresa para la valoración de los proyectos que se efectúan en el Campo A.

Ecuación 14. Calculo Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(k) = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0$$

Fuente: BACA CURREA. Guillermo. Ingeniería Económica. 8° Edición. p 197

Ecuación 15. Calculo Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0 = 0$$

Fuente: BACA CURREA. Guillermo. Ingeniería Económica. 8° Edición. p 237

El tiempo de evaluación del proyecto va a ser de nueve meses, por periodos mensuales, debido a que el tiempo límite en que la compañía operadora puede efectuar un cierre de pozos es de máximo 9 meses y por la restricción que se presenta en la expansión de las facilidades de superficie. Cabe resaltar que se realizó la respectiva conversión del valor TIO a nominal mensual como se muestra en la **Ecuación 16**, por efectos de los periodos tomados en el análisis financiero del presente proyecto. Este análisis presentó dos evaluaciones para el Campo A, una donde se toma en cuenta la rentabilidad financiera que se genera en el campo con su producción actual de petróleo, y otra donde se efectúa la rentabilidad y beneficios al generar el proceso de optimización planteado en el presente proyecto de grado, con el fin de comparar los resultados y tener una mayor claridad de la viabilidad financiera para la ejecución del proyecto.

Ecuación 16. Cálculo de Cambio de Tasa Mensual.

$$Tasa\ Mensual = \left(1 + \frac{tasa\ anual}{100}\right)^{\left(\frac{1}{12}\right)} - 1$$

Fuente: CUSCO. Formulas Y Ejemplos Explicativos Para El Cálculo De Intereses. Junio 2016, p 1.

Para la realización del análisis financiero a las condiciones actuales, se tuvo en cuenta la producción de crudo de los 218 pozos que se encuentran actualmente produciendo de la formación K2, estos volúmenes fueron determinados por medio de las curvas de declinación que presenta el campo A, donde, de acuerdo a la tasa de declinación promedio ($D_i=2.13\%$) se interpolaron los valores correspondientes a los meses de Octubre y Noviembre del presente año y para el periodo de ejecución del proyecto, debido a que el último dato de producción suministrado por la empresa operadora corresponde al mes de Septiembre del presente año, esto con el fin de realizar el análisis financiero a partir del 1 de Diciembre del año 2019.

Para el caso del análisis financiero de la optimización, se tuvieron en cuenta los 48 pozos donde fue maximizada su producción junto con sus respectivas declinaciones obtenidas por medio del software OFM y 154 pozos, de los cuales 138 fueron pozos que inicialmente no era candidatos al proyecto y los 16 pozos restantes corresponden a los pozos que una vez realizado el análisis de maximización de producción, se decidió dejar a condiciones de operación actual; sin incluir la producción de los 16 pozos que se propuestos cerrar, debido a que, la pérdida de producción generada por la suspensión de estos pozos, fue contrarrestada con el incremento de producción efectuado por la optimización.

El costo de referencia de venta del crudo se basó en la **Tabla 18** y la **Tabla 19**, en donde se representan los distintos descuentos debido a la calidad del crudo que presenta el Campo A en función del área donde se encuentren ubicados los pozos.

Tabla 17. Ajuste Precio de Venta Área Norte.

AJUSTE DE PRECIO DE VENTA AREA NORTE	
Precio de Referencia BRENT (USD)	55
Costo Diluyente (USD\$/BI)	4
Descuento Transporte (USD\$/BI)	10.93
Descuento Calidad (USD\$/BI)	10.69
TOTAL (USD)	30.5

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 18. Ajuste de Precio de Venta Área Sur.

AJUSTE DE PRECIO DE VENTA AREA SUR	
Precio de Referencia BRENT (USD)	55
Costo Diluyente (USD\$/BI)	2.76
Descuento Transporte (USD\$/BI)	10.93
Descuento Calidad (USD\$/BI)	10.69
TOTAL (USD)	30.6

Fuente: ECOPETROL S.A.

Por efectos prácticos, se tomó como referencia un precio de venta de crudo de \$30.5 USD para el análisis del proceso de optimización. También se tuvo en cuenta un costo de \$4255 USD mensual correspondiente a al mantenimiento de cada pozo en el Campo A para la evaluación de los costos de operación que genera este proyecto.

3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para la selección de pozos candidatos, establecimiento del IP para 4 pozos en PROSPER, modelo calibrado de extrapolación para el cálculo del IP de los demás pozos candidatos y generación de la alternativa de optimización, cálculo del factor de recobro de los pozos optimizados y evaluación financiera con los indicadores VPN y TIR con sus respectivos análisis, con el fin de dar cumplimiento al objetivo principal de optimización de producción de Campo A.

3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

Para poder obtener los pozos candidatos al proyecto, se analizó cada uno de los resultados mostrados a continuación de acuerdo a los pasos mencionados en la metodología.

3.1.1 Curvas de permeabilidad relativa. La **Tabla 19** muestra los resultados obtenidos del cálculo de las permeabilidades relativas del agua y el petróleo, junto con los datos de flujo fraccional determinados para el área norte y sur desde la saturación de agua irreducible (18%) hasta la saturación de petróleo residual (65%).

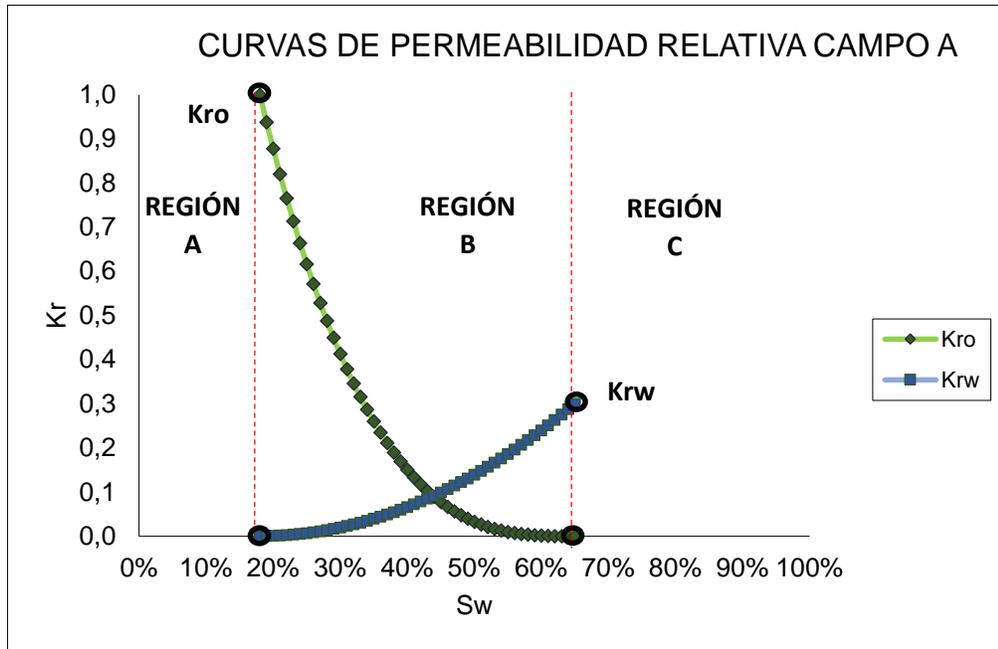
Tabla 19. Propiedades Flujo Fraccional.

Sw	So	Kro	Krw	Fw norte	Fw sur
18%	82%	1	0	0	0
21%	79%	0.8205	0.0012	0.55905251	0.32223672
24%	76%	0.6638	0.0049	0.86241144	0.70153862
27%	73%	0.5285	0.011	0.94656393	0.86915674
30%	70%	0.413	0.0196	0.9757888	0.93794102
33%	67%	0.3156	0.0306	0.98800923	0.9686511
36%	64%	0.2349	0.044	0.99376621	0.9835475
39%	61%	0.1693	0.0599	0.99668975	0.99122111
42%	58%	0.1172	0.0782	0.99824282	0.99532787
45%	55%	0.0771	0.099	0.99908634	0.99756728
48%	52%	0.0473	0.1222	0.9995453	0.99878838
51%	49%	0.0264	0.1479	0.99979007	0.99944037
54%	46%	0.0128	0.176	0.99991442	0.99977183
57%	43%	0.0049	0.2066	0.99997195	0.9999252
60%	40%	0.0012	0.2396	0.99999409	0.99998425
63%	37%	0.0001	0.275	0.99999967	0.99999912
65%	35%	0	0.3	1	1

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A

La **Gráfica 2.** correspondiente a las curvas de permeabilidad relativas del campo A, las cuales fueron elaborados con el fin de determinar la capacidad que posee la formación K2 para producir una combinación de petróleo y agua.

Gráfica 2. Curva de permeabilidad relativa del campo A.



Fuente: elaboración propia.

Endpoint

- Kro@Swirr
- Swirr
- Kro@Sor
- Sor

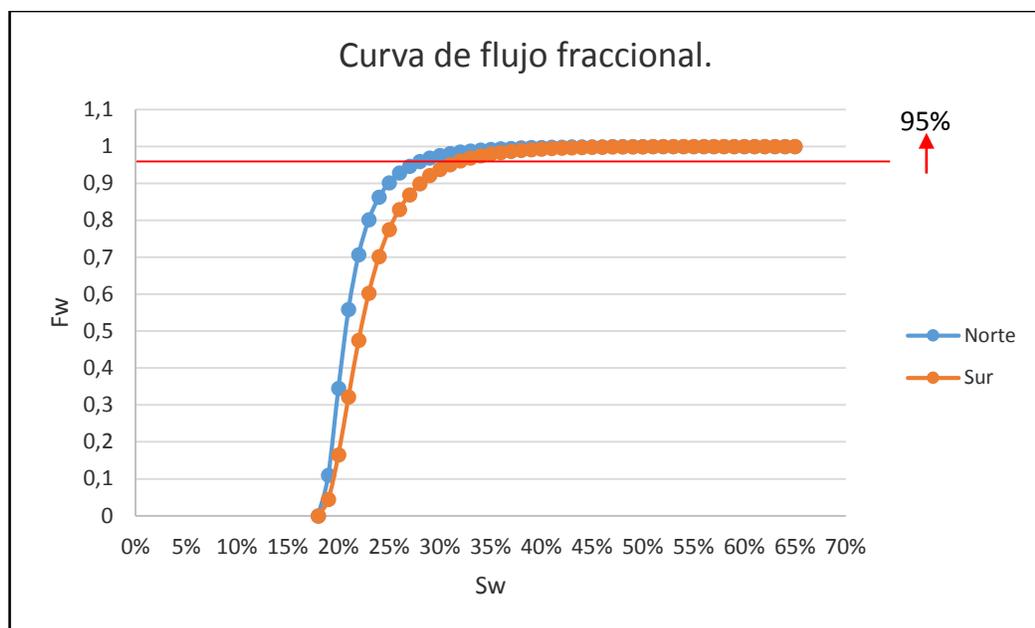
En la **Gráfica 2** se identifica los Endpoints, en donde se puede resaltar que Kro@Swirr es 1, Kro@Sor es 0.3, Swirr es 18% y Sor es 65%. Además, se observan 3 regiones de importante interpretación. La región A, la cual posee un rango desde 0 hasta la saturación de agua irreducible (Swirr), indica que solo el aceite puede fluir en el yacimiento. La región B, definida entre $Swirr < Sw < 1 - Sor$, permite entender el comportamiento de la fase agua y aceite cuando los dos fluidos se encuentran en movimiento e identificar el valor mínimo de la saturación de petróleo residual (So) en cual el petróleo ya no puede fluir en el yacimiento. Finalmente, en la región C, cuando la saturación de aceite es menor a la Sor, solo se tendrá producción de agua.

De acuerdo a los Endpoints determinados de la **Gráfica 2** y el punto de intersección entre las curvas de permeabilidad relativa, se pudo determinar la mojabilidad de la formación K2 con tendencia a estar mojada por aceite. Donde se observó que la

Swirr se encuentra por debajo del 20%, la saturación de agua es menor al 50% cuando la permeabilidad relativa del petróleo y el agua son iguales y la Kro a la saturación irreducible del agua toma un valor alto. Permitiendo identificar que la roca se encuentra mojada por el aceite, haciendo que el agua no se encuentre adherida a la roca, sino en los canales de flujo; ocasionando así que su desplazamiento sea más rápido hacia el pozo y genere notoriamente producciones de agua mucho más grandes a comparación de la producción de petróleo en el Campo A, sumado al impacto directo de la presencia del acuífero activo a la formación K2.

3.1.2 Curvas de flujo fraccional. A partir de las curvas de permeabilidad relativa e información de la **Tabla 3** y **Tabla 19**, se obtuvo el siguiente comportamiento de las curvas de flujo fraccional para cada área.

Gráfica 3. Curva de flujo fraccional áreas norte y sur del campo A



Fuente: elaboración propia.

Después del análisis de la gráfica de las curvas de la permeabilidad relativa, la cual permitió la comparación del comportamiento de flujo de las fases en el reservorio, se efectuó la **Gráfica 3**. Correspondiente al flujo fraccional en el área norte y sur del Campo A, la cual es una relación del fluido desplazante de la fase mojanante en un sistema petróleo-agua en el reservorio entre el caudal de agua y la suma de los caudales de petróleo y agua.²⁰ Por medio de la **Gráfica 3**, se pudo determinar los dos parámetros de selección de pozos candidatos al proyecto mostrados en la

²⁰ MONROY ALVARADO, Jair Brandol; PEREZ SANCHEZ, José David. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN ANALÍTICA EN CINCO POZOS DEL BLOQUE V CENTRO DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGAYO MEDIANTE EL SOFTWARE SAHARA. Tesis de grado. Fundación Universidad de América. 2017. P 48.

Tabla 5, la cual representa el comportamiento de la producción de agua a lo largo de la vida del Campo A en el área norte y sur en función de la saturación de agua, desde la saturación de agua irreducible hasta la saturación de petróleo residual. También se indica el valor mínimo de WC (95%) de los pozos para ser parte del proyecto de optimización, de tal manera que, al generarse incrementos en la saturación de agua en el reservorio, no se generen grandes variaciones de aumento de corte de agua en superficie.

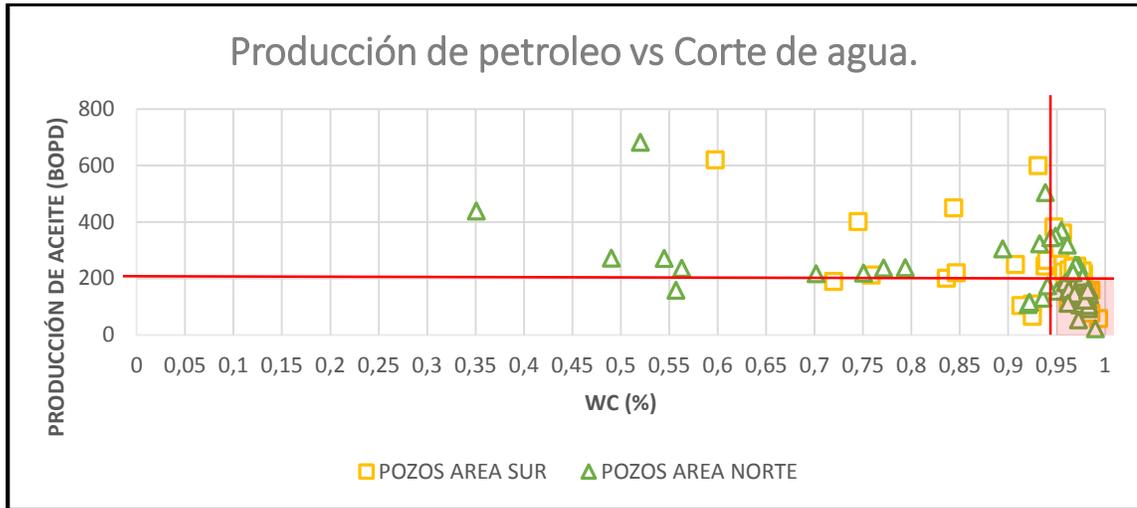
Las curvas de permeabilidad relativa, fueron de gran importancia para la construcción de las curvas de flujo fraccional para el área norte y sur representadas en la **Gráfica 3**. Al tener un sistema mojado por petróleo, las curvas de flujo fraccional para las dos áreas, tiene un valor más alto a una determinada saturación de agua, debido a que el agua busca los canales más grandes llegando rápidamente a los pozos de producción aumentando el corte de agua en superficie. Por otro lado, la viscosidad del petróleo también influye considerablemente en el comportamiento de las curvas, siendo el flujo fraccional directamente proporcional a la viscosidad. En este caso se evidencia una mayor elevación de la curva de flujo fraccional en el área norte, a causa de los altos valores de viscosidad de crudo presente en ese sector.

Adicionalmente en la **Gráfica 3**, se observa que los incrementos de corte de agua se hacen mínimos donde las pendientes de las curvas se acercan a cero (0), es decir que, al incrementar la saturación de agua existente en el yacimiento durante la vida de producción del pozo, no se generan mayores incrementos de producción de agua en superficie cuando se tienen WC sobre esta pendiente. Es por esto que uno de los criterios de selección de los pozos candidatos a la optimización, se basó de acuerdo al análisis de las curvas de flujo fraccional, en donde la pendiente igual a cero (0) se encontraba en cortes de agua por encima del 95%.

Por otro lado, el segundo criterio de selección de pozos, se basó a los datos de producción de petróleo a la fecha del 2019 de 218 pozos distribuidos en el área norte y sur del Campo A. Donde se definió pozos de bajo potencial candidatos al proyecto, los cuales tenían una producción de petróleo menor a 200 BOPD y cortes de agua mayores al 95%, de tal manera que, al generarse incrementos en la saturación de agua en el reservorio, no generaran grandes variaciones de aumento de corte de agua en superficie.

Finalmente, junto con el análisis de las curvas de flujo fraccional y el historial de producción suministrado por ECOPEPETROL, se pudo realizar la selección de los pozos candidatos en el área norte y sur, representados en la **Gráfica 4**. En la parte sombreada de la gráfica se señalan los 80 pozos candidatos al proyecto, los cuales se encuentran distribuidos entre el área Norte y sur del Campo A cumpliendo con las especificaciones anteriormente nombradas.

Gráfica 4. Producción de petróleo vs corte de agua en las áreas norte y sur del campo A.



Fuente: elaboración propia.

3.2 ESTABLECIMIENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) DE 4 POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA DEL CAMPO A

El establecimiento del índice de productividad de los 4 pozos se realizó a través de software Prosper, suministrando la información desde la **Tabla 6** hasta la **Tabla 17**; obteniéndose los siguientes resultados.

3.2.1 Pozo 1 área sur. En la **Tabla 20** se registran los datos de presión de yacimiento junto a la presión Pwf, la cual fue referenciada a la profundidad del primer intervalo de producción que se encontró en la formación K2 del POZO 1 en área Sur. A su vez se encuentran los datos de la producción de líquido e índice de productividad a fecha del segundo trimestre del 2019, junto con los datos simulados por Prosper; en donde se pudo determinar el porcentaje de error del caso simulado.

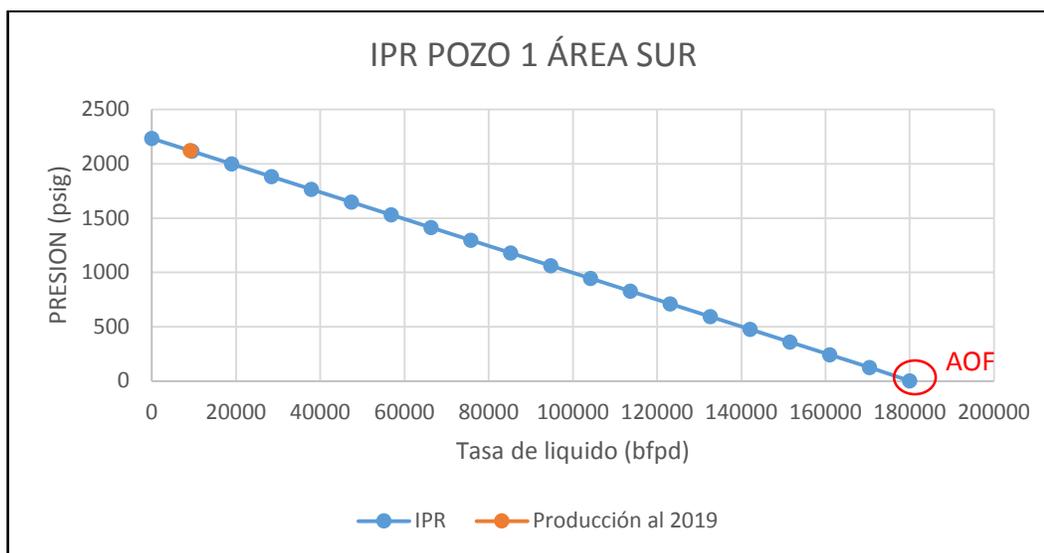
Tabla 19. Resultado IP área sur generado en Prosper.

Pyto (psi)	Pwf (psi)	QL (BFPD)	IP (BFPD/PSI)	IP (BOPD/PSI)	Condiciones	Porcentaje De Error IP (%)
2234	2123	9128	82.23	1.72683	REAL	1.30%
2234	2123	9010.905	81.1798	1.7047758	PROSPER	

Fuente: elaboración propia, con base en: software PROSPER 14.0

En la **Gráfica 5** se muestra la relación de rendimiento de flujo del pozo (IPR), en donde se identifica puntos importantes como la producción de fluido que se obtendría del POZO 1 si la presión Pwf fuera cero (AOF) y el punto a presión Pwf y producción de fluido actual al segundo trimestre del 2019.

Gráfica 5. IPR Pozo 1 área sur.



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **Tabla 21** se muestran los valores de producción de fluido, petróleo y agua obtenidos por el software una vez realizado el cruce de las curvas VLP y PDP al punto de operación de la bomba actual; junto con la información real de producciones donde se determinó el porcentaje de error de las variables simuladas. Adicionalmente se muestra la información de la presión de entrada y descarga de la bomba bajo las condiciones a las que el POZO 1 del área sur opera.

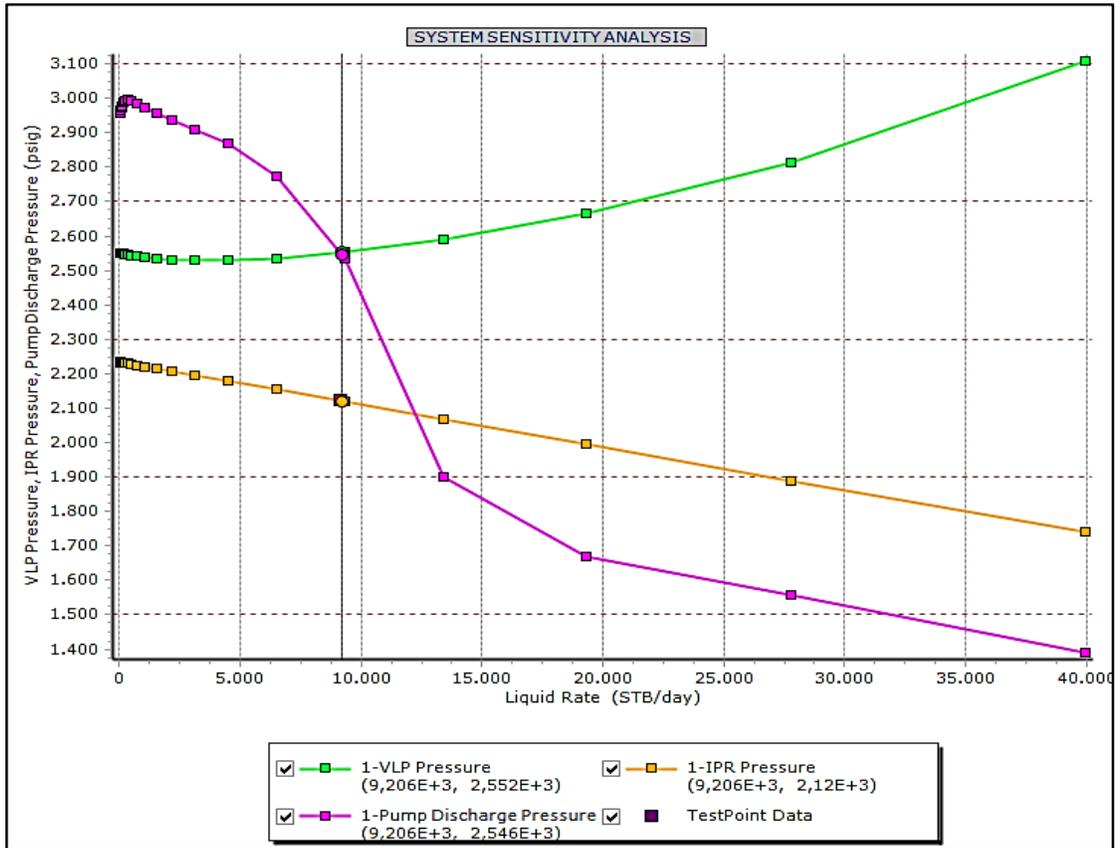
Tabla 20. Comparación de datos reales del área sur respecto a Prosper

Variable	Datos Reales	Datos PROSPER	Unidades	Porcentaje De Error (%)
QL	9128	9129.99	BFPD	0.02%
Qo	193	191.729	BOPD	0.66%
Qw	8935	8938.26	BWPD	0.04%
AOF	179943.3		BFPD	
Presión de entrada de la bomba	1801.37		(psi)	
Presión de descarga de la bomba	2551.98		(psi)	

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Finalmente, en la **Gráfica 6** se muestra el comportamiento de las curvas VLP (curva verde) y PDP (curva morada) donde el punto de intersección entre ellas, muestra el punto de operación de la bomba bajo las condiciones actuales. Además, se observa la curva IPR (línea amarilla) y el dato de referencia de producción de fluido del POZO 1. Se aclara que, para efectos del simulador, se manejó una frecuencia de bomba de 47.5 Hz, de tal manera que el caso simulado fuera más representativo.

Gráfica 6. Comportamiento VLP y PDP del pozo 1 Área sur.



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

4.2.2 Pozo 2 área centro sur. En la **Tabla 22** se registran los datos de presión de yacimiento junto a la presión P_{wf} , la cual fue referenciada a la profundidad del primer intervalo de producción que se encontró en la formación K2 del POZO 2 en área Centro Sur. A su vez se encuentran los datos de la producción de líquido e índice de productividad a fecha del segundo trimestre del 2019, junto con los datos simulados por Prosper; en donde se pudo determinar el porcentaje de error del caso simulado.

Tabla 21. Resultado IP área centro sur generado en Prosper.

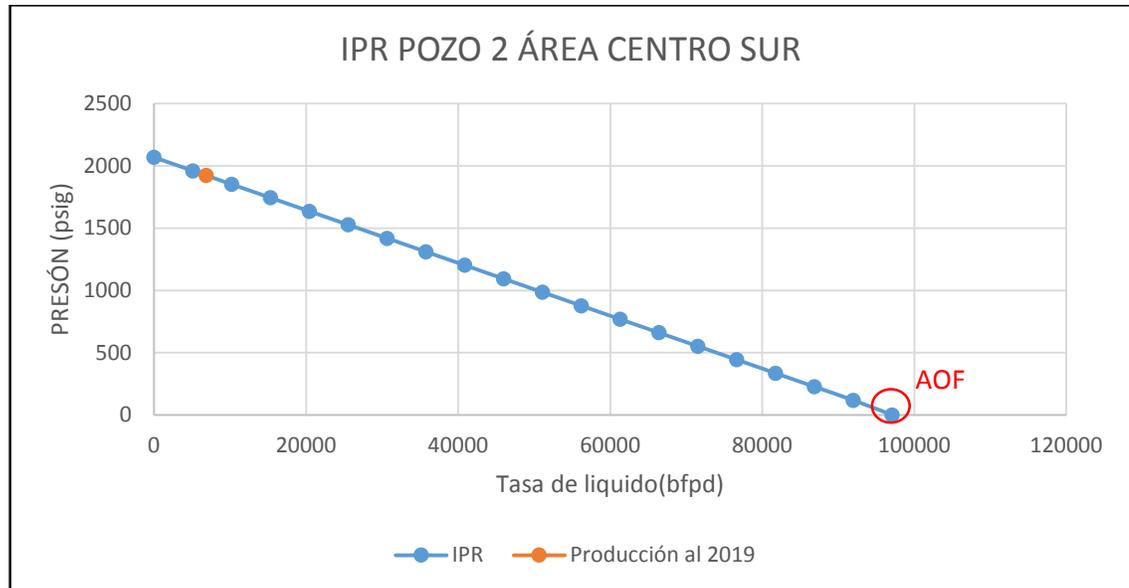
Pyto (psi)	P_{wf} (psi)	QL (BFPD)	IP (BFPD/PSI)	IP (BOPD/PSI)	Condiciones	Porcentaje De Error IP (%)
2068.5	1923.6	6865	47.37	1.32636	REAL	0.08%
2068.5	1923.6	6869.35	47.41	1.32748	PROSPER	

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **Gráfica 7** se muestra la relación de rendimiento de influjo del pozo (IPR), en donde se identifica puntos importantes como la producción de fluido que se

obtendría del POZO 2 si la presión Pwf fuera cero (AOF) y el punto a presión Pwf y producción de fluido actual al segundo trimestre del 2019.

Gráfica 7. IPR Pozo 2 área centro sur.



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **Tabla 23** se muestran los valores de producción de fluido, petróleo y agua obtenidos por el software una vez realizado el cruce de las curvas VLP y PDP al punto de operación de la bomba actual; junto con la información real de producciones donde se determinó el porcentaje de error de las variables simuladas. Adicionalmente se muestra la información de la presión de entrada y descarga de la bomba bajo las condiciones a las que el POZO 2 del área centro sur opera.

Tabla 22. Comparación de datos reales del área centro sur respecto a Prosper.

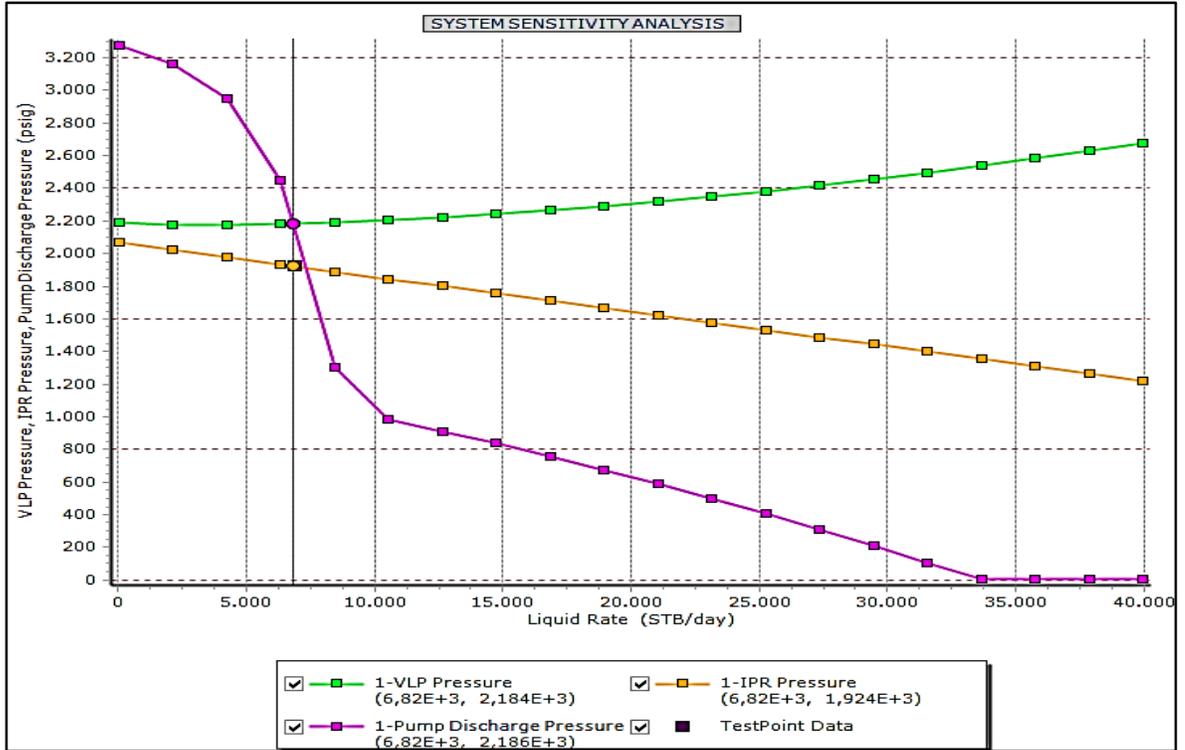
Variable	Datos Reales	Datos PROSPER	Unidades	Porcentaje De Error (%)
QL	6865	6824.65	BFPD	0.59%
Qo	192	191.091	BOPD	0.48%
Qw	6673	6633.56	BWPD	0.59%
AOF		97087.5	BFPD	
Presión de entrada de la bomba		1095.78	(psi)	
Presión de descarga de la bomba		2184.03	(psi)	

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Finalmente, en la **Gráfica 8** se muestra el comportamiento de las curvas VLP (curva verde) y PDP (curva morada) donde el punto de intersección entre ellas, muestra el punto de operación de la bomba bajo las condiciones actuales. Además, se observa la curva IPR (línea amarilla) y el dato de referencia de producción de fluido del POZO

2. Se aclara que, para efectos del simulador, se manejó una frecuencia de bomba de 58 Hz, de tal manera que el caso simulado fuera más representativo.

Gráfica 8. Comportamiento VLP y PDP del pozo 2 Área Centro sur.



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

3.2.3 Pozo 3 área centro norte. En la **Tabla 24** se registran los datos de presión de yacimiento junto a la presión Pwf, la cual fue referenciada a la profundidad del primer intervalo de producción que se encontró en la formación K2 del POZO 3 en área Centro Norte. A su vez se encuentran los datos de la producción de líquido e índice de productividad a fecha del segundo trimestre del 2019, junto con los datos simulados por Prosper; en donde se pudo determinar el porcentaje de error del caso simulado.

Tabla 23. Resultado IP área centro norte generado en Prosper.

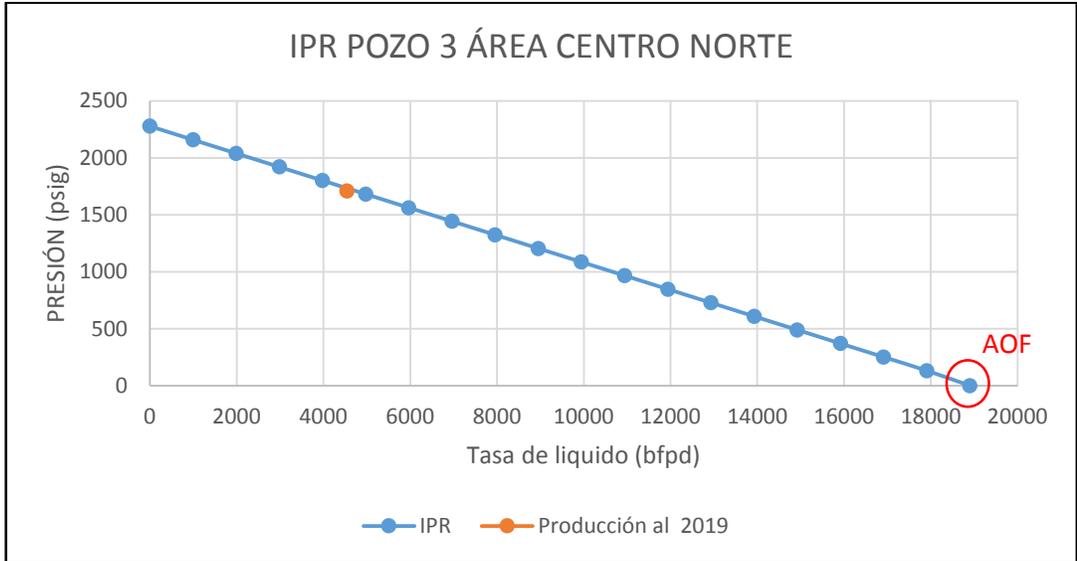
Pyto (psi)	Pwf (psi)	QL (BFPD)	IP (BFPD/PSI)	IP (BOPD/PSI)	Condiciones	Porcentaje De Error IP (%)
2278	1709	4545	7.9876	0.3195	REAL	4.50%
2278	1709	4752	8.3520	0.3340	PROSPER	

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **Gráfica 9** se muestra la relación de rendimiento de influjo del pozo (IPR), en donde se identifica puntos importantes como la producción de fluido que se

obtendría del POZO 3 si la presión Pwf fuera cero (AOF) y el punto a presión Pwf y producción de fluido actual al segundo trimestre del 2019.

Gráfica 9. IPR Pozo 3 área Centro Norte.



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **Tabla 25** se muestran los valores de producción de fluido, petróleo y agua obtenidos por el software una vez realizado el cruce de las curvas VLP y PDP al punto de operación de la bomba actual; junto con la información real de producciones donde se determinó el porcentaje de error de las variables simuladas. Adicionalmente se muestra la información de la presión de entrada y descarga de la bomba bajo las condiciones a las que el POZO 3 del área centro norte opera.

Tabla 24. Comparación de datos reales del área centro norte respecto a Prosper

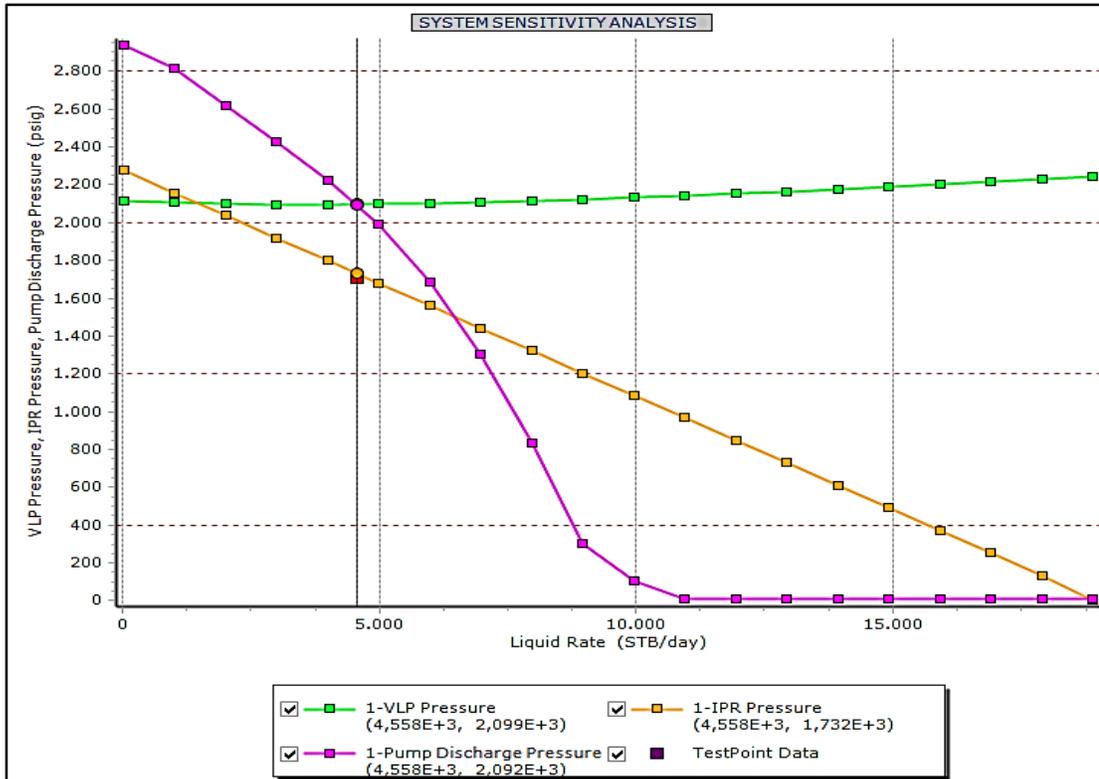
Variable	Datos Reales	Datos PROSPER	Unidades	Porcentaje De Error (%)
QL	4545	4527.21	BFPD	0.39%
Qo	186	181.088	BOPD	2.71%
Qw	4359	4346.12	BWPD	0.30%
AOF		18902.1	BFPD	
Presión de entrada de la bomba			(psi)	
Presión de descarga de la bomba			(psi)	

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Finalmente, en la **gráfica 10** se muestra el comportamiento de las curvas VLP (curva verde) y PDP (curva morada) donde el punto de intersección entre ellas, muestra el punto de operación de la bomba bajo las condiciones actuales. Además, se observa la curva IPR (línea amarilla) y el dato de referencia de producción de fluido del POZO 3. Se aclara que, para efectos del simulador, se manejó una

frecuencia de bomba de 54.1 Hz, de tal manera que el caso simulado fuera más representativo.

Gráfica 10. Comportamiento VLP y PDP del pozo 3 Área Centro Norte



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

3.2.4 Pozo 4 área norte. En la **Tabla 26** se registran los datos de presión de yacimiento junto a la presión P_{wf} , la cual fue referenciada a la profundidad del primer intervalo de producción que se encontró en la formación K2 del POZO 4 en área Norte. A su vez se encuentran los datos de la producción de líquido e índice de productividad a fecha del segundo trimestre del 2019, junto con los datos simulados por Prosper; en donde se pudo determinar el porcentaje de error del caso simulado.

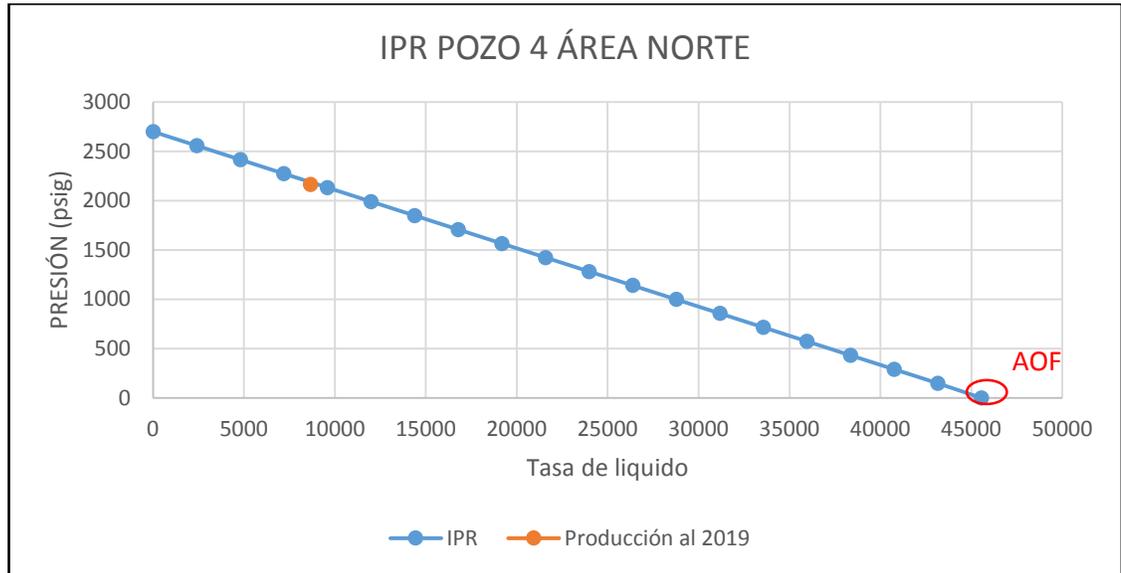
Tabla 25. Resultado IP área norte generado en Prosper.

Pyto (psi)	P_{wf} (psi)	QL (BFPD)	IP (BFPD/PSI)	IP (BOPD/PSI)	CONDICIONES	PORCENTAJE DE ERROR IP (%)
2702	2165	8660	16.126629	0.3225	REAL	
2702	2165	9056.18	16.864394	0.3372	PROSPER	4.57%

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **gráfica 11** se muestra la relación de rendimiento de influjo del pozo (IPR), en donde se identifica puntos importantes como la producción de fluido que se obtendría del POZO 4 si la presión P_{wf} fuera cero (AOF) y el punto a presión P_{wf} y producción de fluido actual al segundo trimestre del 2019.

Gráfica 11. IPR Pozo 3 área Norte.



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

En la **Tabla 27** se muestran los valores de producción de fluido, petróleo y agua obtenidos por el software una vez realizado el cruce de las curvas VLP y PDP al punto de operación de la bomba actual; junto con la información real de producciones donde se determinó el porcentaje de error de las variables simuladas. Adicionalmente se muestra la información de la presión de entrada y descarga de la bomba bajo las condiciones a las que el POZO 4 del área norte opera.

Tabla 26. Comparación de datos reales del área centro norte respecto a Prosper.

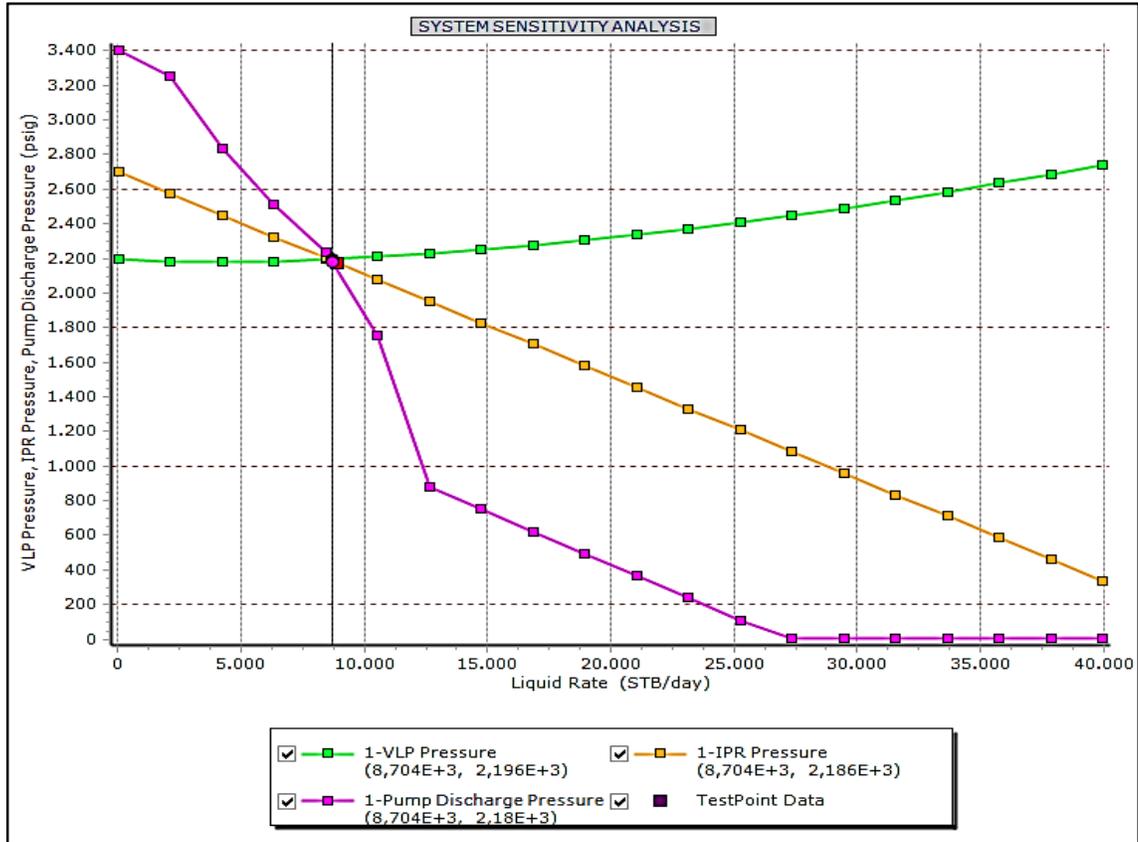
Variable	Datos Reales	Datos PROSPER	Unidades	Porcentaje De Error (%)
QL	8660	8636.93	BFPD	0.27%
Qo	180	172.738	BOPD	4.20%
Qw	8480	8464.19	BWPD	0.19%
AOF		45550.6	BFPD	
Presión de entrada de la bomba	1117.79		(psi)	
Presión de descarga de la bomba	2195.28		(psi)	

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Finalmente, en la **Gráfica 12** se muestra el comportamiento de las curvas VLP (curva verde) y PDP (curva morada) donde el punto de intersección entre ellas, muestra el punto de operación de la bomba bajo las condiciones actuales. Además, se observa la curva IPR (línea amarilla) y el dato de referencia de producción de fluido del POZO 4. Se aclara que, para efectos del simulador, se manejó una

frecuencia de bomba de 53.5 Hz, de tal manera que el caso simulado fuera más representativo.

Gráfica 12. Comportamiento VLP y PDP del pozo 3 Área Norte



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Los resultados del análisis nodal realizados a los 4 pozos en las áreas seleccionadas del campo A, nos permitió entender la capacidad de producción, eficiencia y desempeño que poseía cada uno de los pozos. Una de las variables más importantes estimadas fue el índice de productividad en función del petróleo total producido por cada uno de ellos, del cual se pudo determinar que los pozos del área sur y centro sur se consideran de producción media al tener un IP menor a 2 y los pozos del área norte y sur se consideran mal productores al tener un IP menor a 0.5; es decir que su producción de petróleo es muy baja cuando se generan cambios en la presión fluyente bajo las condiciones actuales. Estos valores bajos de índice de productividad están influenciados por factores como la presencia de un acuífero activo como mecanismo de producción primaria, la tendencia de la formación al estar mojada en petróleo, las altas viscosidades que manejan los fluidos presentes en cada área y el daño de formación alrededor del pozo; actuando

negativamente sobre la producción de petróleo generando que la producción de agua sea significativamente más grande y fácil de desplazarse desde el yacimiento hasta superficie.

Los datos del índice de productividad se referencia en las **Tablas 20, 22, 23 y 24** para cada uno de los pozos. Por otra parte, a través de los errores calculados del IP por cada uno de los pozos, se pudo determinar que los modelos simulados en PROSPER para representar la capacidad de producción de los 4 pozos están calibrados y representan el comportamiento real, debido al encontrarse errores menores al 5%.

A través del comportamiento de la gráfica IPR generadas por Prosper, se analizó que los IP de los 4 pozos son constantes hasta alcanzar la presión de burbuja haciendo que la tendencia de la IPR sea una recta; una vez se alcance la presión de burbuja, la IPR tendrá un comportamiento curvo haciendo que el IP disminuya. Para estos pozos, al tener un punto de burbuja tan bajo (130-140 psi) y empuje hidráulico, el comportamiento de la IPR es lineal. Otras de las variables importantes a analizar a través de estas gráficas fue los interceptos, en donde se obtiene que cuando la presión de yacimiento es igual a la presión de fondo fluente, no se genera caída de presión por lo tanto la producción de fluido es cero (0), y cuando la presión P_{wf} es cero (0), se obtiene la máxima tasa que podría producir el pozo o conocida también como el AOF bajo esas condiciones.

A través de los datos obtenidos de AOF señalados en las **Tablas 21,23, 25 y 27** para cada uno de los pozos, se pudo determinar que el potencial de los pozos es alto y que entre menor sea la P_{wf} , mayor será la caída de presión y mayor la tasa de producción de fluido; es decir que estos pozos podrían llegar a genera incrementos importantes de producción de petróleo, debido al potencial que poseen pero actualmente se encuentran limitados por factores como la alta producción de agua en función del acuífero presente, efectos de codificación y las restricciones en las capacidades de superficie. Las gráficas de IPR generadas por Prosper, fueron calibradas de tal manera que el dato real de producción a la fecha actual se encontrara representado en las gráficas generando erros menores al 5 %.

Finalmente, a través de las gráficas de oferta y demanda generadas por Prosper para cada uno de los pozos, se pudo simular el punto operativo de las bombas electro sumergibles en base a la producción real de los 4 pozo, encontrándose porcentajes de error menores al 5 % en relación a la producción de fluido, petróleo y agua. En esta gráficas se representas tres variables importantes como IPR (color amarillo) la cual representa el aporte que el yacimiento puede entregar al fondo del pozo, el VLP (color verde) que representa lo que el pozo puede entregar a superficie desde la parte superior del pozo hasta la descarga de la bomba e incluye la presión del primer nodo y la caída de presión en el tubing desde el primer nodo hasta la profundidad de la bomba Y la PDP (color morado) que es la presión de admisión de la bomba corregida para el diferencial de presión agregado por la bomba e

incluye el comportamiento de la IPR, la caída de presión en el casing y el punto de operación de la bomba.

Por tal razón el cruce de curvas entre el VLP y la PDP muestra la tasa de fluido a la que se encuentra el sistema de cada uno de los pozos determinándose que, para las condiciones actuales, el sistema del POZO 1 del área sur necesita 2552 psi de energía para hacer fluir fluido desde el fondo del pozo hasta superficie; el sistema del POZO 2 del área centro sur necesita 2184 psi, el sistema del POZO 3 del área centro norte necesita 2099 psi y el sistema POZO 4 del área norte necesita 2195 psi. Estos datos se encuentran suministrados en las **Tablas 21, 23, 25 y 27**.

Por otro lado, a través de los datos obtenidos de la presión de descarga (PDP) y la presión de entrada de la bomba (PIP) por cada pozo a las condiciones actuales, se puede determinar que, para el POZO 1 la bomba está levantando 751 libras cabeza-bomba para que el pozo sea capaz de llevar el fluido a superficie; para el POZO 2 la bomba está levantando 1089 libras cabeza-bomba; en el POZO 3 la bomba está levantando 1345 libras cabeza-bomba y finalmente la bomba del POZO 4 levanta 1077 libras cabeza-bomba para hacer que el sistema de levantamiento funcione.

Con los análisis obtenidos de las curvas de IPR de los 4 pozos de estudio y sus respectivas curvas de oferta y demanda, se validó que los modelos de los pozos simulados por Prosper son representativos al encontrarse calibrados en el punto de operación actual; de tal manera que fueron la base para el análisis del comportamiento de la capacidad de aporte de los demás pozos candidatos y reflejaran la producción de los pozos bajo una condición operativa dada para generar su optimización.

3.3 GENERACIÓN DE UN MODELO CALIBRADO MEDIANTE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS NODAL PARA SU EXTRAPOLACIÓN EN LOS DEMÁS POZOS

Para poder generar el modelo calibrado y la optimización de producción de petróleo del Campo A, se analizó cada uno de los resultados mostrados a continuación de acuerdo a los pasos mencionados en la metodología.

3.3.1 Índice de productividad para los pozos restantes. Al utilizar la ecuación de Darcy, se obtuvieron los siguientes resultados de IP para los 80 pozos. En la **Tabla 28** se encuentran especificados.

Tabla 27. Resultados IP de 80 pozos optimizados.

Área	Nombre	IP Darcy (bfpd/psi)	Área	Nombre	IP Darcy (bfpd/psi)
NORTE	POZO 4	16.1	SUR	POZO 1	82.2
	POZO 31	6.5		POZO 5	1.9
	POZO 32	4.7		POZO 6	16
	POZO 33	15.2		POZO 7	5.7
	POZO 34	35.5		POZO 8	23.4
	POZO 35	14.6		POZO 9	32.3
	POZO 36	24.8		POZO 10	11.6
	POZO 37	35.2		POZO 11	9.6
	POZO 38	14.1		POZO 12	17.4
	POZO 39	20.2		POZO 13	5.5
	POZO 40	4		POZO 14	9.8
	POZO 41	17.6		POZO 15	6.5
	POZO 42	27.8		POZO 72*	10.2
	POZO 43	9.8		POZO 73*	17.6
	POZO 44	57.5		POZO 74*	9.5
	POZO 45	20.6		POZO 75*	12.6
	POZO 46	6		POZO 76*	25.4
POZO 65*	5.2	POZO 77*	8.7		
POZO 66*	10.5	POZO 78*	11.3		
POZO 67*	11.9	POZO 2	47.4		
CENTRO NORTE	POZO 3	7.9	CENTRO SUR	POZO 16	16
	POZO 47	9.2		POZO 17	3.5
	POZO 48	12.3		POZO 18	15
	POZO 49	25.5		POZO 19	19
	POZO 50	8.2		POZO 20	12.7
	POZO 51	34.3		POZO 21	10.3
	POZO 52	10.4		POZO 22	15
	POZO 53	9.3		POZO 23	16.3
	POZO 54	25.5		POZO 24	19.6
	POZO 55	12.3		POZO 25	12.1
	POZO 56	9.6		POZO 26	10.8
	POZO 57	12.8		POZO 27	14.2
	POZO 58	26.6		POZO 28	13.2
	POZO 59	27.6		POZO 29	1.9
	POZO 60	31.6		POZO 30	2.9
	POZO 61	40.5		POZO 79*	8.4
	POZO 62	22.5		POZO 80*	17.5
	POZO 63	21.6			
	POZO 64	18.7			
	POZO 68*	7.8			
POZO 69*	11.7				
POZO 70*	39.8				
POZO 71*	22.7				

(*) Pozos candidatos para ser cerrados

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

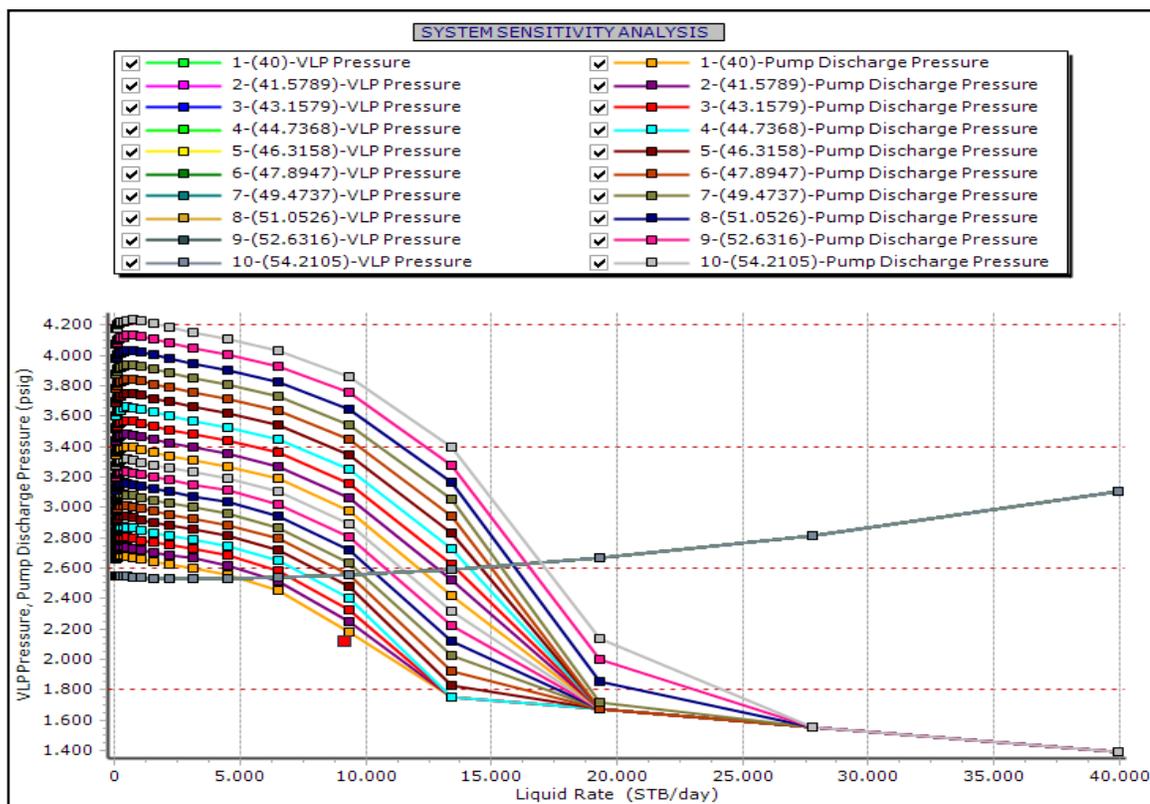
Como se pudo observar en la **Tabla 28**, los IP generados por el modelo de extrapolación muestran variaciones constantes en todos los pozos y áreas del campo. Estos índices de productividad en función a la producción de fluido, presentan un valor promedio de acuerdo al sector donde se encuentren ubicados los pozos; para el área norte se presenta un IP promedio de 19, para centro norte un IP de 20, para centro sur un IP de 14 y para el área sur un IP de 12, datos que permiten determinar que los pozos aún tienen un buen potencial de producción de fluidos con algunas limitaciones en la producción de petróleo (efecto del elevado corte de agua y viscosidad del crudo), haciendo énfasis en las zonas que son más viables para realizar un proceso de optimización, que, en este caso, indica que es la zona central y sur del Campo A por el elevado índice que presentan.

Estos datos efectuados también permiten relacionar la cantidad de pozos que se cerraron, debido a que el área sur representa el 44% del total de pozos a cerrar, lo que concuerda en cierta medida, con el IP relativamente bajo que presenta dicha área respecto a las demás. Cabe resaltar que los resultados efectuados por el modelo de extrapolación presentan variaciones promedios por sector respecto a los datos reales campo, con valores muy bajos, que llegan a ser 1.25% para el área norte, 1.33% para el área centro norte, 1.19% para el área sur y 1.28% para el área centro sur, debido a que algunos datos que fueron usados para implementar el modelo eran datos promedios de un rango especificado por ECOPETROL S.A, y muchos de estos, afectan directamente el comportamiento del índice de productividad, como la permeabilidad, daño, espesor de la arena y la viscosidad del petróleo.

Estos valores porcentuales bajos indican que el modelo permite representar las condiciones reales del Campo A, debido a que los 4 pozos del análisis se encuentran dentro de la tendencia promedio de IP real campo, además del énfasis realizado en datos propios de cada pozo como el P_{wf} , presión de yacimiento y corte agua, los cuales influyen fuertemente en la construcción las curvas VLP y PDP, información que ayuda a determinar el comportamiento más aproximado a la realidad de la producción que se efectúa por el sistema de levantamiento.

3.3.2 Generación de los 20 casos para el análisis de la velocidad de las bombas. En la **Gráfica 13**, se muestra el comportamiento de la producción de líquido en el POZO 1 del área Sur para cada uno de los 20 casos, en función de la variación de la frecuencia desde 40 Hz hasta 70 Hz. Las gráficas del POZO 2 del área Centro Sur, POZO 3 del área Centro Norte y POZO 4 del área Norte se encuentran adjuntas en el **Anexo 2**.

Gráfica 13. Comportamiento de producción en función de cambios de frecuencia Pozo 1 área sur



Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Al obtenerse las distintas gráficas para los cuatro pozos, se analizó el comportamiento de la producción de agua y petróleo por cada Hertz de frecuencia en un pozo, obteniéndose los siguientes resultados promedios por área representados en la **Tabla 29**.

Tabla 28. Datos promedios de producción de petróleo y agua en los 4 pozos del Campo A.

Condición	Tasa aceite (bopd)	Tasa agua (bwpd)	%dpwf
Hz/pozo - Norte.	6.326	309.955	-1.3
Hz/pozo - Centro N.	9.827	235.858	-2.634
Hz/pozo - Sur	8.381	390.733	-0.36
Hz/pozo - Centro S.	7.517	260.949	-0.46

Fuente: elaboración propia, con base en: PROSPER software.

Los diferentes casos de sensibilidad de la variación de la frecuencia de las bombas electro sumergibles efectuados en los 4 pozos de análisis, permitieron determinar los sectores donde hay un mejor comportamiento de producción al generar un aumento de la frecuencia, esto se encuentra directamente relacionado con la cantidad de crudo y agua que se produce en cada área del campo al aumentar en un grado la frecuencia de las bombas como se muestra en la **Tabla 29**. Esto permitió

determinar que las áreas correspondientes al centro norte y centro sur del Campo A son las más viables para efectuar un alto aumento de la frecuencia, debido que producen un 15,5% más de crudo y un 39,4% menos de agua a comparación de las otras áreas del campo. También se encontró que las caídas de presión por cada grado de frecuencia que se aumente en las bombas, es mucho mayor en el área norte respecto al área sur, siendo hasta un 76,3% más elevada, por lo cual, se tiene que tener presente que al aumentar los grados de operación de las bombas, no se supere los rangos estipulados por la sensibilidad, debido a que, al aumentar el drawdown, se presenta un aumento en la succión de fluido, lo que puede resultar en problemas de conificación de agua dadas las condiciones del yacimiento y en una posible inversión para manejar fuentes de energía más elevadas.

Para generar la alternativa de optimización de producción a través de los casos generados de frecuencia, se tuvo en cuenta los resultados efectuados en cada uno de los cuatro pozos analizados, donde se obtuvo que, para un incremento de frecuencia de 1Hz se generaba una caída de Pwf promedio de 1.34% para el pozo 3, una de 2,63% para el pozo 4, una de 0,36% para el pozo 1 y una 0,35% para el pozo 2, datos que indican que para los pozos 1 y 2 correspondientes al área norte del Campo A presentan una mayor caída de Pwf producto de la alta viscosidad que exhibe esta área a diferencia de los pozos 3 y 4 que se encuentran en el área sur y cuya viscosidad es hasta un 50% más baja. Esta información fue fuertemente influyente para el análisis, debido a que, mediante estos datos, se determinó una Pwf mínima de operación para cada uno de los pozos en función de llevar los pozos hasta un máximo de velocidad de la bomba de 70 Hertz.

Es por esto, que se realizó diferentes escenarios donde se buscó que en los sectores prospectos se aumentara la frecuencia a tal grado que no sobrepase el límite manejado por el sistema de levantamiento y que, a su vez, la producción de crudo sea mayor al volumen perdido por los pozos cerrados, siempre y cuando el fluido total producido por la optimización no supere el volumen disponible por los pozos cerrados. Cabe resaltar que para el análisis se usó directamente la información obtenida por las caídas de presión, es decir buscando un aumento de Drawdown óptimo y no directamente con un aumento variable de la frecuencia de las bombas electro sumergibles, debido a un alto grado de incertidumbre con las bombas utilizadas en los cuatro pozos análisis, debido a que no son exactamente las mismas que utilizan los pozos actualmente y presentan un alto grado de subjetividad al representar los demás pozos del campo.

3.4 CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO DE LOS POZOS OPTIMIZADOS PARA SU POSTERIOR COMPARACIÓN CON EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO A ACTUAL

El cálculo del factor de recobro obtenido al llevar acabo la optimización, se determinó al llevar acabo la metodología descrita para este capítulo, donde se tuvo en cuenta el volumen total de los pozos a cerrar y la frecuencia óptima determinada

para generar el aumento de producción de petróleo; obteniéndose los siguientes resultados.

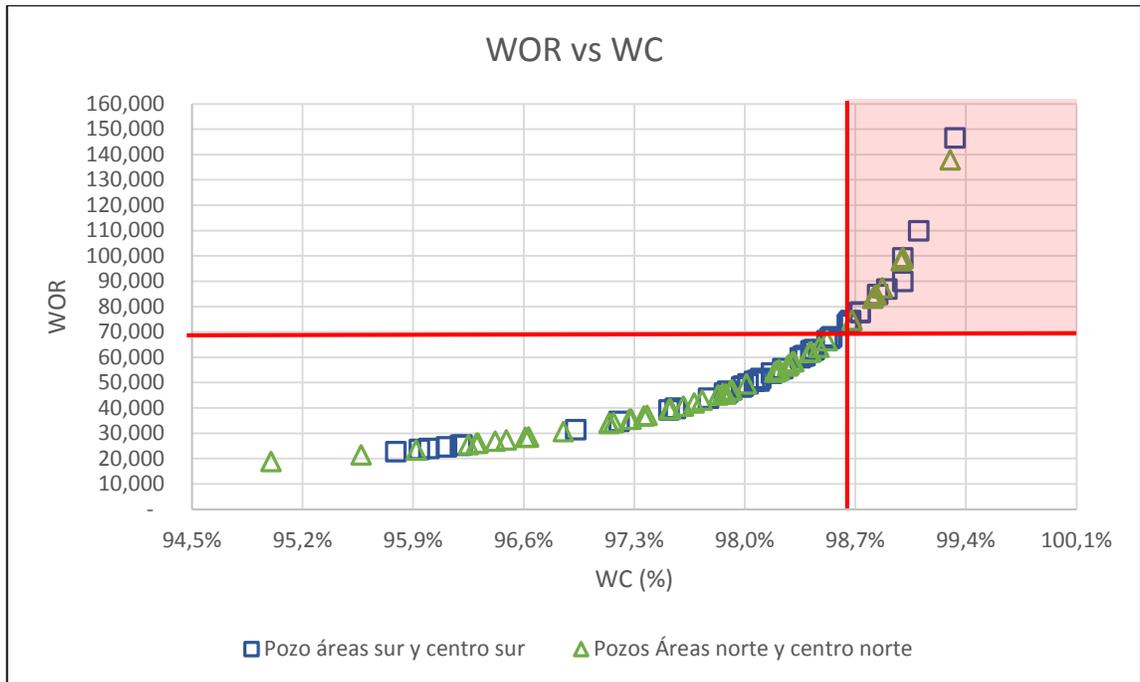
3.4.1 Selección de los pozos a cerrar. Se generó la **Gráfica 14**, donde se especifica cuantos de los 80 pozos seleccionados para la optimización se cerraron por efectos de un WOR mayor al 70 y una corte de agua mayor al 98.7%, obteniendo así un prospecto de 16 pozos candidatos a cerrar por un periodo de 3 a 9 meses y 64 pozos disponibles para optimizar. De los 16 candidatos a suspender, 9 pozos pertenecen al área sur-centro sur y 7 al área norte-centro norte, los cuales se encuentran sombreado en la parte inferior derecha de la gráfica la cual relaciona producción de aceite y WOR. En la **tabla 30** se muestra el volumen de líquido, aceite y agua que producen estos 16 pozos.

Tabla 29. Tasas de líquido de los pozos candidatos a cerrar.

Condición	Volumen de aceite (STB/día)	Volumen de agua (STB/día)	Total (STB/día)
Pozo candidatos a cerrar (16 pozos)	1073	96489	97561

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Gráfica 14. WOR vs Corte de agua en el área norte y sur del campo A.



Fuente: elaboración propia.

Por medio de la **Gráfica 14** se pudo obtener 16 pozos candidatos para ser cerrados por efectos de un elevado WOR mayor a 70 y cortes de agua superiores a 98.7%,

debido a que son pozos que, al tener una elevada producción de agua, el índice de productividad del crudo va a tender a disminuir en la medida que el corte de agua aumente, efectos generados por la presencia del acuífero activo en la formación objetivo, reducción de la permeabilidad del petróleo, una tendencia de la formación a estar mojado por petróleo, lo cual origina que con el paso del tiempo, la producción de agua reduzca la producción de petróleo, ocasionando que los pozos pierdan su viabilidad económica y por ende, aumenten los costos asociados al tratamiento del agua en superficie al igual que en operaciones de trabajo de pozo con métodos EOR para mejorar las condiciones de los pozos y aumentar el nivel productivo.

Finalmente, se pudo encontrar que estos pozos candidatos, al presentar una baja rentabilidad, se pueden cerrar o suspender, generando un volumen considerable de fluido, el cual permite contrarrestar la producción obtenida con el incremento de la velocidad de las bombas de los pozos que se van a optimizar. El volumen de fluido, petróleo y agua generado por estos pozos se encuentran representados en la **Tabla 30** del documento.

Los pozos suspendidos se retornarán a producción luego de un tiempo relativamente prolongado (entre 3 y 9 meses) en el cual se espera que se estabilice el barrido del acuífero permitiendo aumentar la saturación de petróleo en el frente de desplazamiento

3.4.2 Incremento de la velocidad de las bombas para la optimización. Se generó el caso ideal del aumento de la velocidad de las bombas y disminución de la presión Pwf para cada uno de los 64 pozos en función del polígono donde se encontraban, el cual permitió incrementar la producción de petróleo sin incrementar el volumen de agua producido por los 16 pozos. Los datos de las condiciones de optimización para la presión Pwf y velocidad de las bombas se encuentran reflejados en la **Tabla 31**.

Tabla 30. Condiciones de optimización de producción para los 64 pozos.

Pozo	Área	Polígono	Velocidad Bomba actual (Hz)	Velocidad Bomba objetivo (Hz)	Pwf (psi) Actual	Pwf (psi) Mínima	Pwf (psi) Objetivo
16	CENTRO SUR	2	57	68	1450	1390	1405
47	CENTRO NORTE	2	52	59	1552	817	1348.2
2	CENTRO SUR	3	60	67	1923	1804	1830
5	SUR	4	60	60	1193	1158	1193
31	NORTE	5	50	58	1450	1102	1290
48	CENTRO NORTE	5	55	58	1380	879	1290
17	CENTRO SUR	5	50	50	1156	1077	1156
49	CENTRO NORTE	6	48	57	1923	807	1657
50	CENTRO NORTE	6	55	66	1747	1059	1457
32	NORTE	6	50	56	1567	1191	1457

Fuente: elaboración propia.

Tabla 31. Continuación Tabla 31. Condiciones de optimización de producción para los 64 pozos.

Pozo	Área	Polígono	Velocidad Bomba actual (Hz)	Velocidad Bomba objetivo (Hz)	Pwf (psi) Actual	Pwf (psi) Mínima	Pwf (psi) Objetivo
51	CENTRO NORTE	7	55	60	1811	1097	1699
52	CENTRO NORTE	7	50	50	1598	754	1598
53	CENTRO NORTE	7	51	52	1625	810	1609
54	CENTRO NORTE	7	48	55	1850	798	1625
33	NORTE	8	52	64	2104	1650	1769
34	NORTE	8	60	65	2079	1830	1994
55	CENTRO NORTE	8	53	61	1988	1099	1769
3	CENTRO NORTE	8	52	52	1709	932	1769
56	CENTRO NORTE	8	56	56	1769	1095	1769
35	NORTE	8	49	60	1977	1479	1769
57	CENTRO NORTE	8	55	60	1969	1189	1769
36	NORTE	9	51	51	2137	1598	2131
58	CENTRO NORTE	9	53	54	2165	1197	2131
59	CENTRO NORTE	9	53	58	2052	1135	1886
37	NORTE	9	52	56	2195	1721	2131
60	CENTRO NORTE	9	53	60	2373	1241	2131
38	NORTE	9	59	59	1866	1620	1866
39	NORTE	9	50	50	2137	1624	2131
40	NORTE	9	53	53	1618	1288	1618
18	CENTRO SUR	10	59	68	2018	1945	1977
1	SUR	10	45	69	2123	1990	2000
6	SUR	10	54	57	1853	1752	1818
7	SUR	10	55	55	1700	1618	1700
8	SUR	10	45	68	2161	1977	2000
19	CENTRO SUR	10	54	67	2076	1966	1975
20	CENTRO SUR	10	49	49	1695	1578	1695
41	NORTE	10	53	57	1970	1568	1879
21	CENTRO SUR	10	50	65	2048	1913	1977
9	SUR	10	57	66	2168	2083	2131
10	SUR	10	49	49	1688	1571	1688
11	SUR	10	56	56	1668	1593	1668
22	CENTRO SUR	10	53	53	1823	1724	1823
23	CENTRO SUR	10	58	64	1912	1836	1879
24	CENTRO SUR	10	45	68	2005	1840	1879
25	CENTRO SUR	10	52	53	1882	1770	1879
12	SUR	10	53	68	2134	2011	2024
26	CENTRO SUR	10	47	47	1828	1689	1828
27	CENTRO SUR	10	46	65	1998	1845	1879
28	CENTRO SUR	10	46	67	1995	1837	1879
29	CENTRO SUR	10	47	47	1693	1291	1693
30	CENTRO SUR	10	41	41	1397	1263	1397
13	SUR	10	47	66	1963	1814	1879

Fuente: elaboración propia.

Tabla 32. Continuación Tabla 31. Condiciones de optimización de producción para los 64 pozos.

Pozo	Área	Polígono	Velocidad Bomba actual (Hz)	Velocidad Bomba objetivo (Hz)	Pwf (psi) Actual	Pwf (psi) Mínima	Pwf (psi) Objetivo
61	CENTRO NORTE	11	44	50	2251	698	2093
62	CENTRO NORTE	11	52	60	2143	1117	1932
63	CENTRO NORTE	11	62	68	2136	1684	1932
64	CENTRO NORTE	11	50	54	2083	982	1932
42	NORTE	12	49	50	2155	1612	2142
43	NORTE	12	51	51	2126	1641	2126
44	NORTE	12	48	50	2336	1719	2287
14	SUR	13	56	57	1999	1909	1988
15	SUR	13	46	46	1980	1818	1980
4	NORTE	15	52	56	2165	1794	2100
45	NORTE	16	51	54	2311	1784	2244
46	NORTE	16	59	65	2345	2035	2244

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, junto con los datos de producción para cada uno de los pozos a optimizar (64) bajo las condiciones actuales y condiciones objetivo, se obtuvieron los datos representados en la **Tabla 34**, los cuales realizan la comparación entre la tasa de petróleo y agua producida antes y después de la optimización, en función de la maximización de la producción de petróleo con igual producción de fluidos mediante el aprovechamiento del uso de las facilidades existentes.

Tabla 33. Resultados de la optimización de producción total

Casos	Tasa De Petróleo (STB/DAY)	Tasa De Agua (BWPD)	TOTAL (STB/DAY)	% Porcentaje
POZOS FORMACION K2 ACTUAL	39588	1230000	1,269,588	
POZOS FORMACION K2 OPTIMIZACIÓN. INCREMENTO.	40836	1230000	1,270,836	3.2%
	1248		BOPD	

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

De los resultados obtenidos de la **Tabla 31**, se puede identificar las condiciones de optimización que permitirían maximizar la producción de petróleo del Campo A en la formación K2. La presión P_{wf} objetivo fue determinada a través los diferentes percentiles generados en cada polígono, en donde se determinó que los Percentiles P50 y P30 eran los casos que más permitían generar la optimización de los pozos en función de la presión sin generar grandes incrementos en la producción de agua por pozo que causaran problemas de canalizaciones futuras y así evitar el incremento de la capacidad de tratamiento de agua en superficie.

Por otra parte, se encontraron casos en donde para un mismo polígono había pozos que su P_{wf} mínima estaba por encima del percentil escogido o su presión actual estaba por debajo del percentil, por lo cual se analizaron individualmente, generando casos de presión dinámica que permitirá su optimización. Al generar estos casos, se obtuvo que para mucho de estos pozos era conveniente llevarlos a otro percentil más cercano al rango de presiones que manejaba cada pozo y así generar un incremento en la producción de aceite; pero, por otro lado, al llevar el análisis individual para algunos pozos, se determinó que llevándolos a distintas presiones el incremento de producción no era representativo en comparación con el aumento de frecuencia, es por esto que para algunos pozos se prefirió dejarlo en las mismas condiciones de trabajo actuales.

Estas situaciones se presentan debido a que en cada área la disminución en la presión es diferente y hace que el rango desde la presión actual hasta la presión mínima, sea más amplio o reducido para cada pozo; al igual que el rango de la velocidad de la bomba que permite manejar cada pozo. Es decir que para pozos que se encontraban en el área norte o centro norte, al tener un crudo más viscoso, sus caídas de presiones son más altas por casa Hertz, permitiendo que el rango sea más amplio y mayor probabilidad de maximizar su producción a través de una presión objetivo ligada a una frecuencia operativa entre su velocidad actual y 70 Hertz.

Caso contrario para pozos que se encuentran en el área sur y centro sur, en donde el crudo no presenta grandes viscosidades en comparación con el área norte-centro norte y la caída de presión por Hertz no supera el 1%, hace que el rango de presiones se reduzca y que la posibilidad de maximizar su producción no sea conveniente o que el percentil manejado en cada polígono no sea el adecuado para estos pozos. Para este proyecto, de los 64 pozos seleccionados para optimizar, 16 pozos se dejaron en las condiciones operativas actuales y 48 pozos se pudieron maximizar.

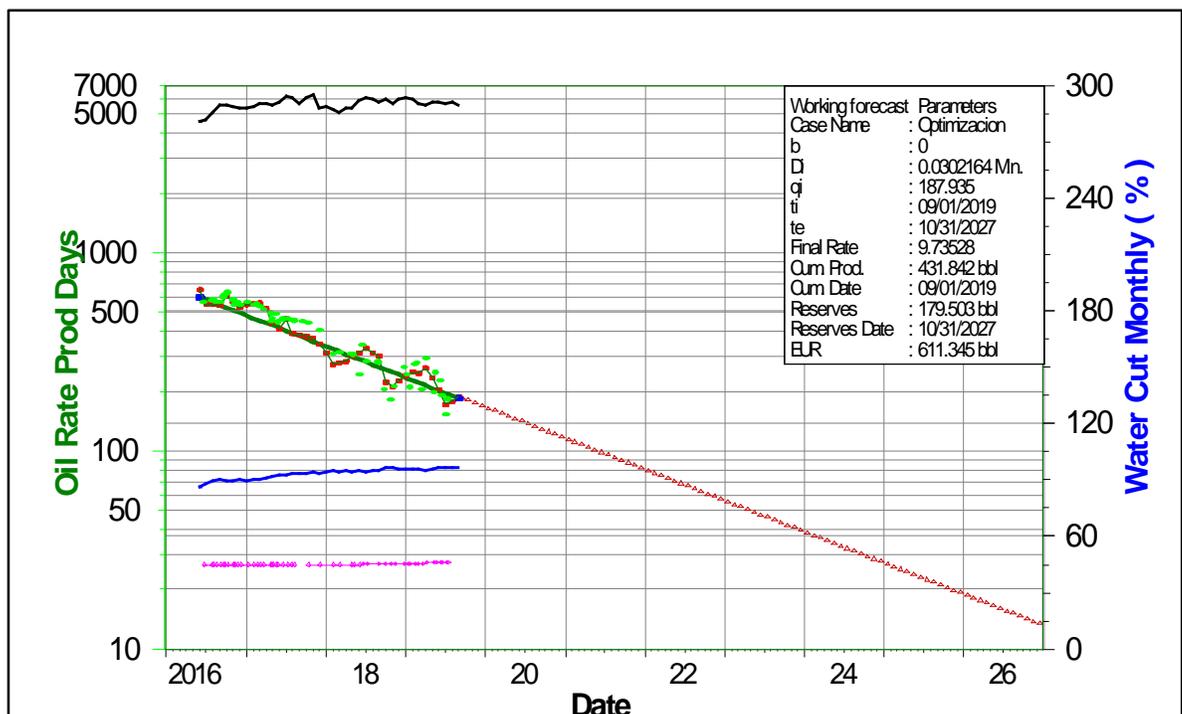
Una vez obtenido las condiciones para generar la optimización, se obtuvieron los resultados del incremento de producción de petróleo, en donde en la **Tabla 34** se muestra que, al llevar el proyecto de optimización de producción a través del aprovechamiento de la capacidad de las facilidades, suspensión de pozo con alto

corte de agua por cierto periodo, y apertura de producción de pozos con alto potencial en función de una presión objetivo y una nueva frecuencia operativa, se podría llegar a incrementar 1248 BOPD que es un 3.2% de la producción actual de aceite manejando el mismo volumen de agua por día; es decir, si se suspendieran los 16 pozos propuestos, se llevaran los 48 pozos a su máximo rango de trabajo a través de la disminución de su presión dinámica y 154 pozos se dejaron en sus condiciones actuales, se podría producir 2351 BOPD, el cual es un poco más del doble de producción que generan los pozos propuestos al cierre actualmente.

3.4.3 Comparación del factor de recobro. A continuación, se muestran las gráficas de curvas de declinación de 4 pozos candidatos en las diferentes áreas de estudio donde se llevó la maximización de producción, las cuales permitieron evaluar el factor de recobro. En la sección de **Anexo 3** se encuentran algunas gráficas de los 48 pozos seleccionados a optimizar.

En la **Gráfica 15** se representa la producción de petróleo por día de pozo 28 a través de los puntos color rojo hasta la fecha del 1 de septiembre del 2019 y la tendencia de declinación exponencial se representa con la recta roja, la cual proyecta la vida útil del pozo hasta el 31 de octubre del 2027 con una producción final de petróleo (EUR) de 611Kbo, una producción aculada (Np) de 432 Kbo y reservas de 179 Kbo; bajo las condiciones actuales sin llevar a cabo ninguna optimización.

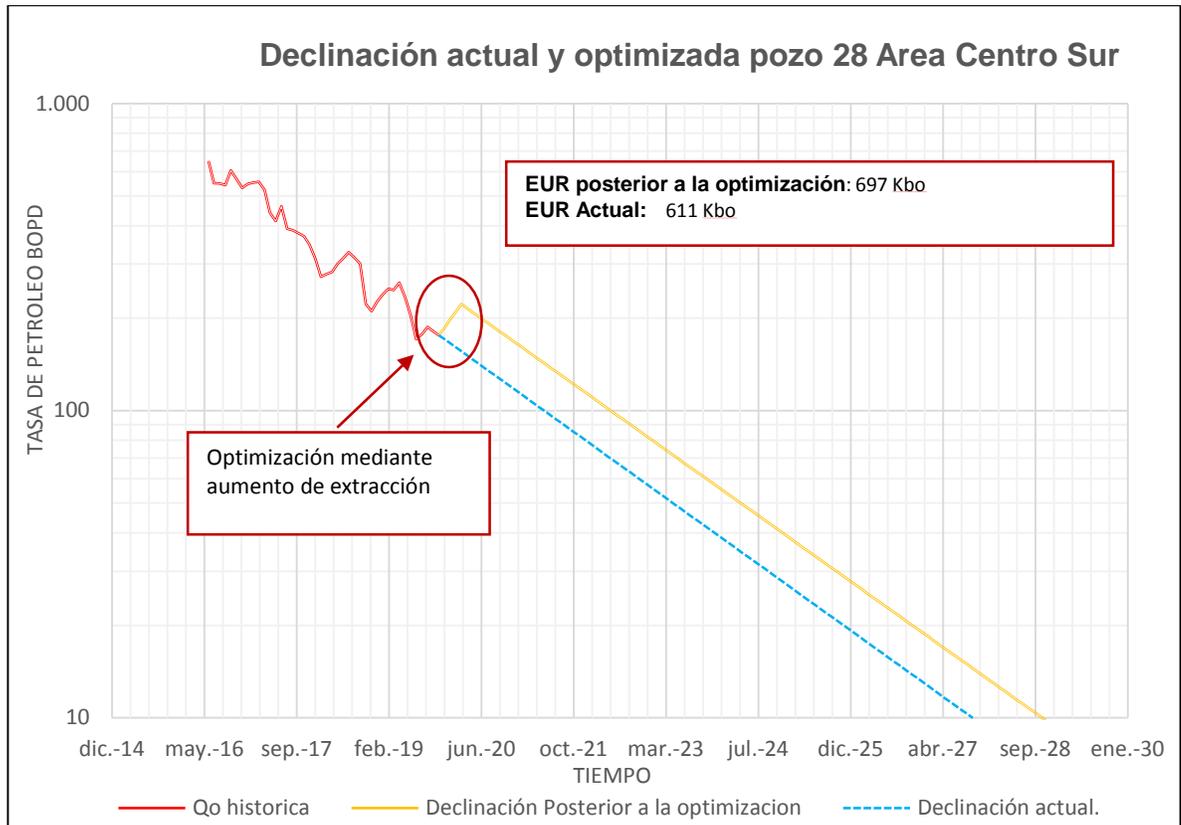
Gráfica 15. Declinación de producción para el pozo 28 Área Centro Sur bajo condiciones actuales en OFM.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 16**, se observa la comparación entre la declinación de producción bajo las condiciones actuales y posterior a la optimización para el pozo 28, en donde se visualiza claramente el incremento de producción desde la línea de declinación azul (condiciones actuales) hasta la línea de declinación amarilla a través del aumento de frecuencias de las bombas en función de la presión Pwf objetivo. Al llevar el pozo bajo las condiciones de optimización el EUR incrementa 86 Kbo con una proyección de producción rentable hasta noviembre del 2028, adicionando un año más de vida productiva del pozo con referencia a la proyección de producción a condiciones actuales.

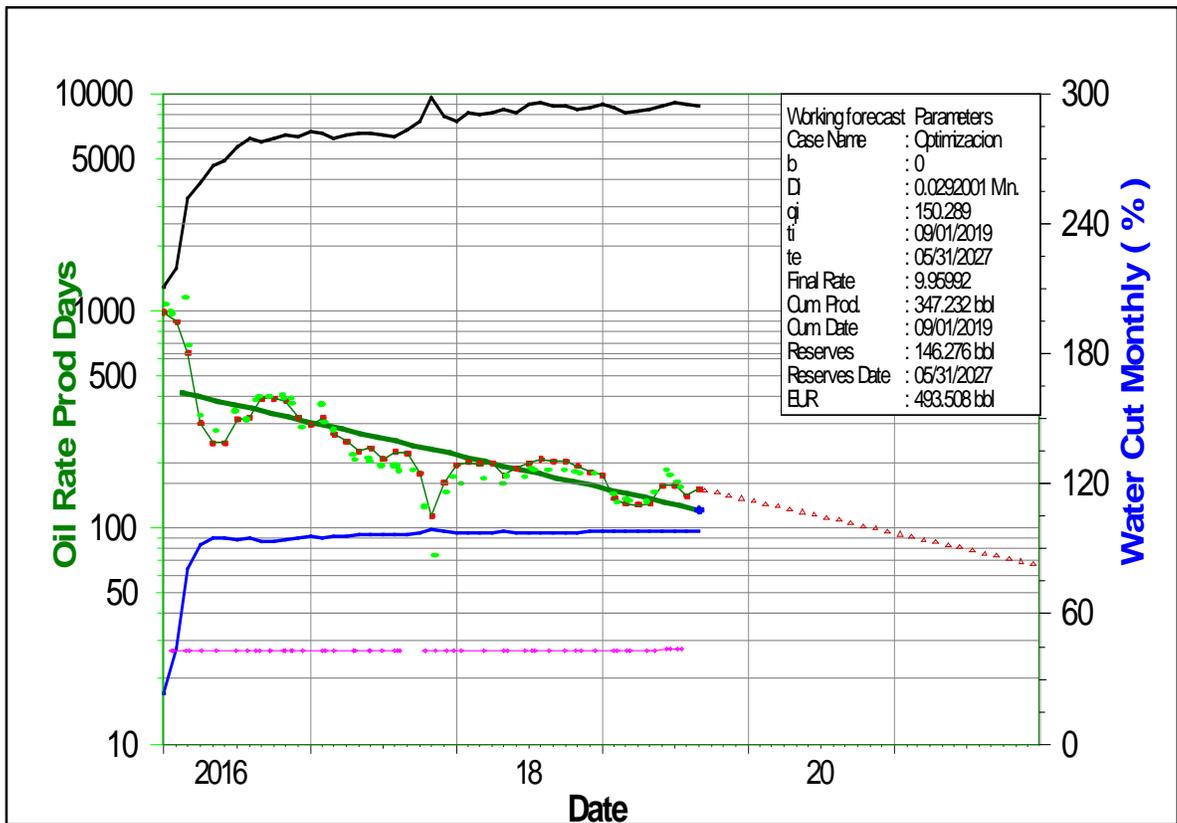
Gráfica 16. Declinación de producción para el pozo 28 Área Centro Sur bajo condiciones optimizadas.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 17**, se representa la producción de petróleo por día de pozo 61 a través de los puntos color rojo hasta la fecha del 1 de septiembre del 2019 y la tendencia de declinación exponencial se representa con la recta roja, la cual proyecta la vida útil del pozo hasta 31 de mayo del 2027 con una producción final de petróleo (EUR) de 493 Kbo, una producción aculada (Np) de 347 Kbo y reservas de 146 Kbo; bajo las condiciones actuales sin llevar a cabo ninguna optimización.

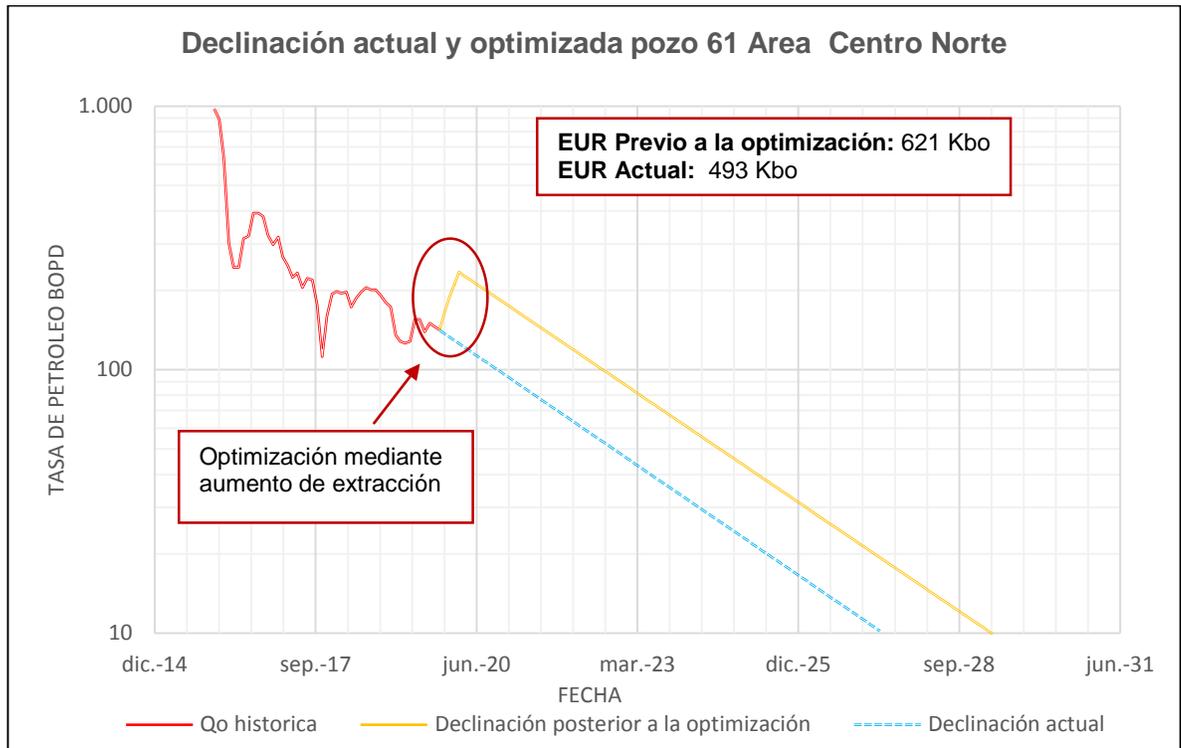
Gráfica 17. Declinación de producción para el pozo 61 Área Centro Norte bajo condiciones actuales en OFM.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 18**, se observa la comparación entre la declinación de producción bajo las condiciones actuales y posterior a la optimización para el pozo 61, en donde se visualiza claramente el incremento de producción desde la línea de declinación azul (condiciones actuales) hasta la línea de declinación amarilla a través del aumento de frecuencias de las bombas en función de la presión Pwf objetivo. Al llevar el pozo bajo las condiciones de optimización el EUR incrementa 128 Kbo con una proyección de producción rentable hasta abril del 2029, adicionando aproximadamente 2 años más de vida productiva del pozo con referencia a la proyección de producción a condiciones actuales.

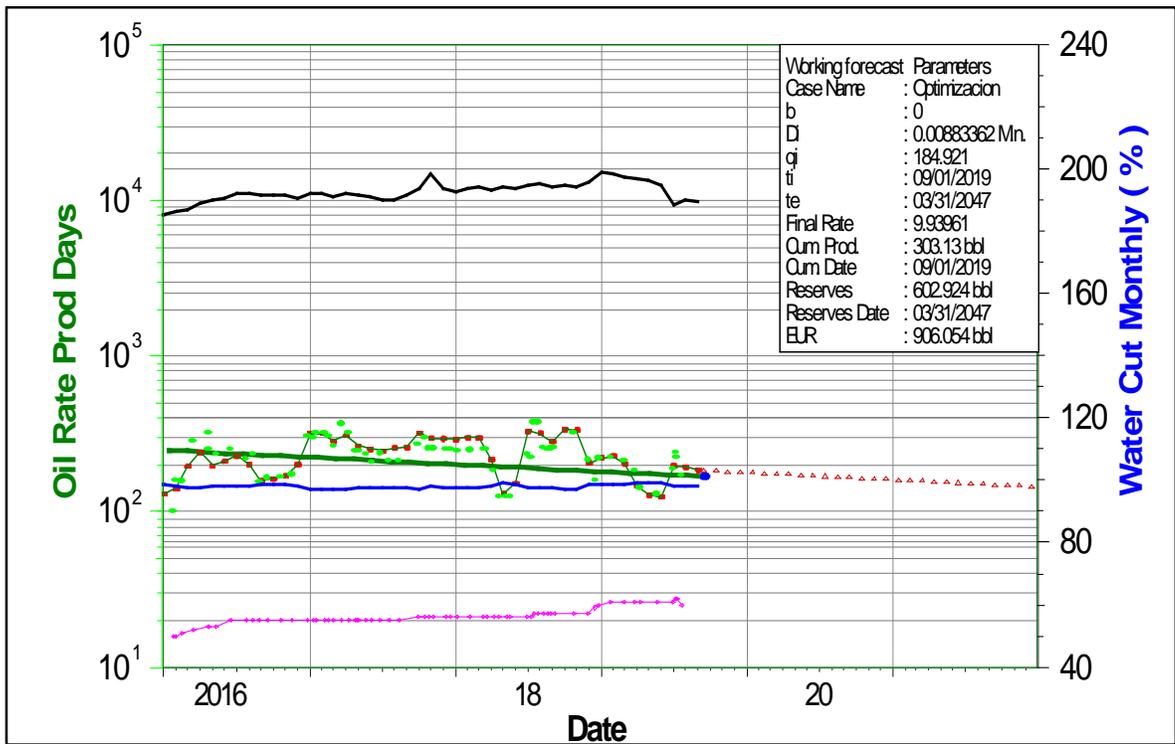
Gráfica 18. Declinación de producción para el pozo 61 Área Centro Norte bajo condiciones optimizadas.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 19**, se representa la producción de petróleo por día de pozo 34 a través de los puntos color rojo hasta la fecha del 1 de septiembre del 2019 y la tendencia de declinación exponencial se representa con la recta roja, la cual proyecta la vida útil del pozo hasta 31 de marzo del 2047 con una producción final de petróleo (EUR) de 906 Kbo, una producción aculada (Np) de 303 Kbo y reservas de 603 Kbo; bajo las condiciones actuales sin llevar a cabo ninguna optimización.

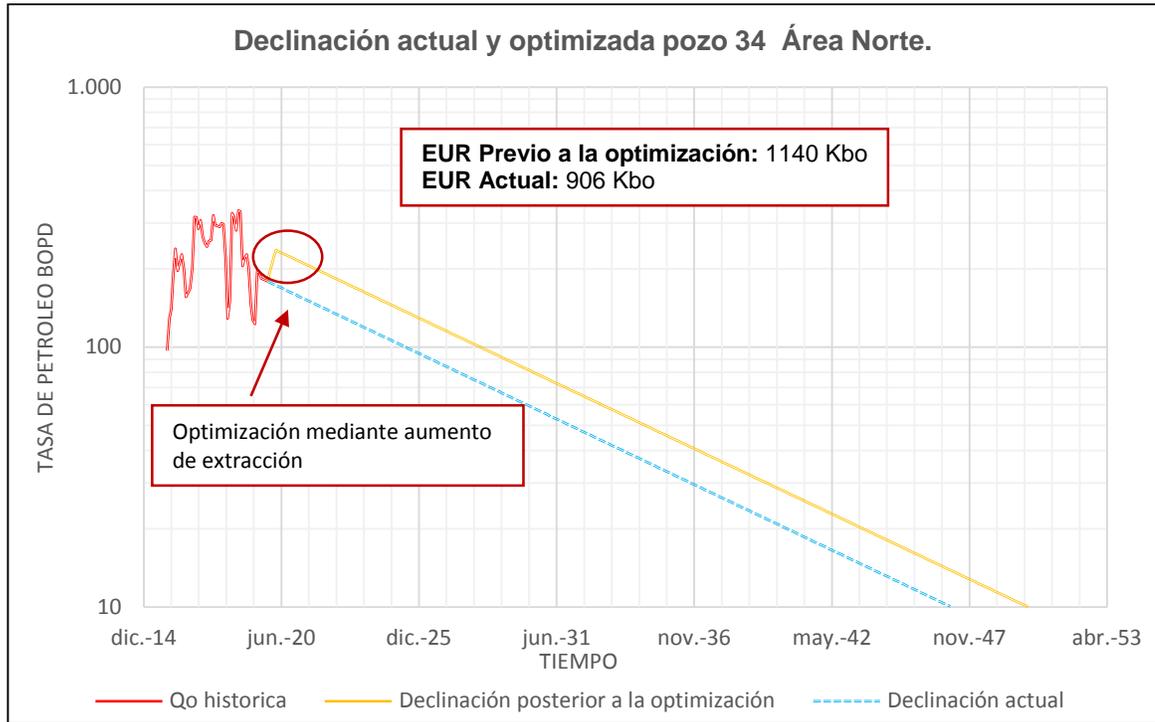
Gráfica 19. Declinación de producción para el pozo 34 Área Norte bajo condiciones actuales en OFM.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 20**, se observa la comparación entre la declinación de producción bajo las condiciones actuales y posterior a la optimización para el pozo 34, en donde se visualiza claramente el incremento de producción desde la línea de declinación azul (condiciones actuales) hasta la línea de declinación amarilla a través del aumento de frecuencias de las bombas en función de la presión Pwf objetivo. Al llevar el pozo bajo las condiciones de optimización el EUR incrementa 234 Kbo con una proyección de producción rentable hasta marzo del 2050, adicionando aproximadamente 3 años más de vida productiva del pozo con referencia a la proyección de producción a condiciones actuales.

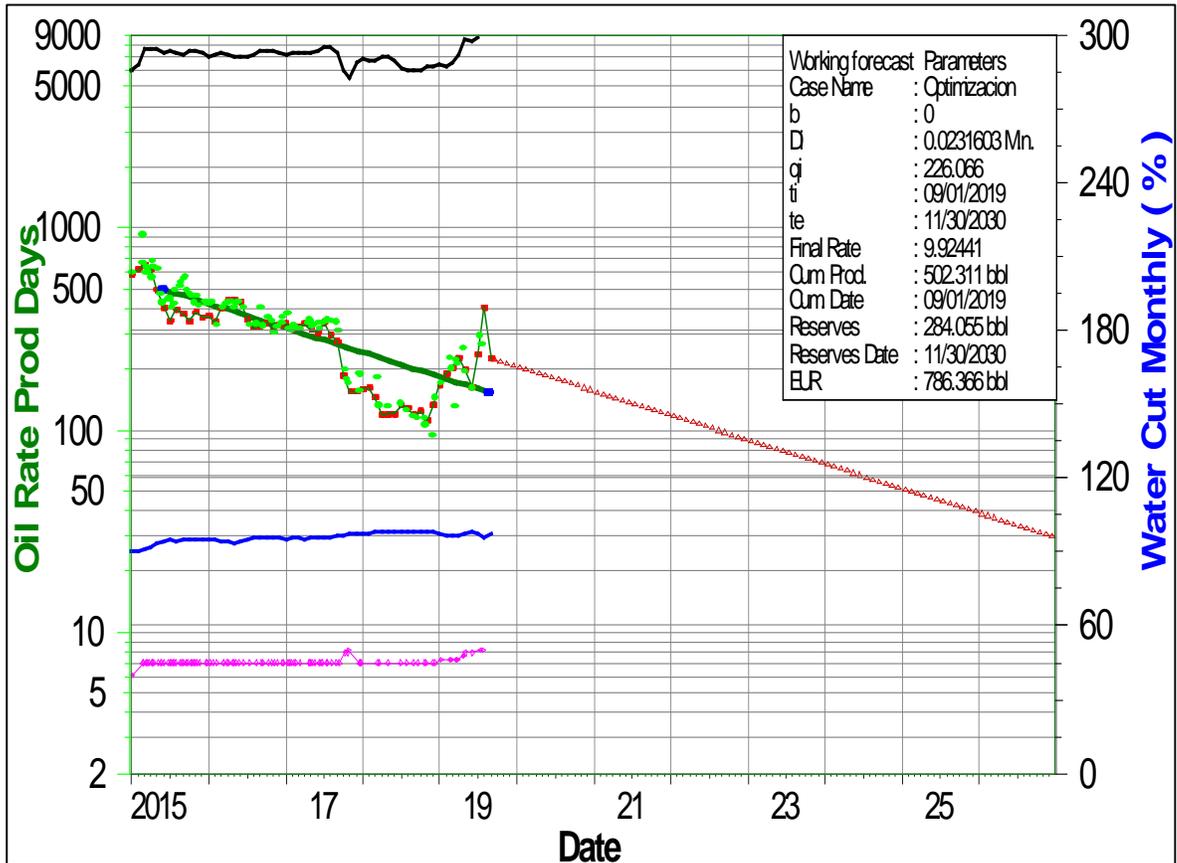
Gráfica 20. Declinación de producción para el pozo 34 Área Norte bajo condiciones optimizadas.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 21**, se representa la producción de petróleo por día de pozo 1 a través de los puntos color rojo hasta la fecha del 1 de septiembre del 2019 y la tendencia de declinación exponencial se representa con la recta roja, la cual proyecta la vida útil del pozo hasta el 31 de noviembre del 2030 con una producción final de petróleo (EUR) de 786 Kbo, una producción aculada (N_p) de 502 Kbo y reservas de 284 Kbo; bajo las condiciones actuales sin llevar a cabo ninguna optimización.

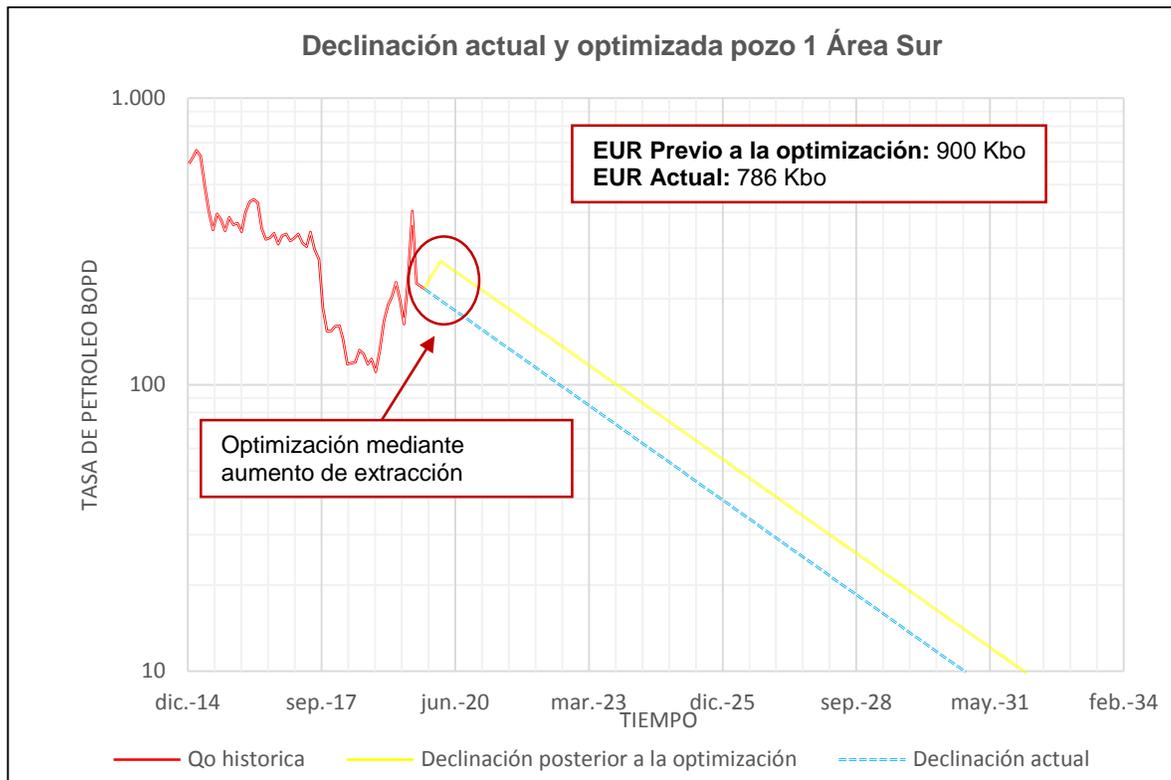
Gráfica 21. Declinación de producción para el pozo 1 Área Sur bajo condiciones optimizadas.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

En la **Gráfica 22**, se observa la comparación entre la declinación de producción bajo las condiciones actuales y posterior a la optimización para el pozo 1, en donde se visualiza claramente el incremento de producción desde la línea de declinación azul (condiciones actuales) hasta la línea de declinación amarilla a través del aumento de frecuencias de las bombas en función de la presión P_{wf} objetivo. Al llevar el pozo bajo las condiciones de optimización el EUR incrementa 114 Kbo con una proyección de producción rentable hasta marzo del 2032, adicionando aproximadamente 2 años más de vida productiva del pozo con referencia a la proyección de producción a condiciones actuales.

Gráfica 22. Declinación de producción para el pozo 1 Área Sur bajo condiciones optimizadas.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

Una vez se realizó el mismo análisis para los 44 pozos restantes, los resultados con respecto al factor de recobro se muestran a continuación, categorizados para cada una de las áreas de estudio, como para los 48 pozos totales. Para este análisis se tuvo en cuenta el volumen de petróleo in situ en la formación K2, el cual corresponde a 3850 Mbbls.

Tabla 34. Incremento del Factor de recobro de los 48 pozos del Campo A.

Condiciones	EUR (Mbbls)	FR %	Incremento %	Incremento (Mbbls)
ACTUALES (48 POZOS)	43	1,1		
OPTIMIZADAS (48 POZOS)	60,5	1,6	0,5	17,5

Fuente: elaboración propia, con base: ECOPETROL S.A.

Los resultados efectuados en la optimización, genero un incremento del factor de recobro del Campo A en un 0,5% respecto a las condiciones actuales, como se muestra en la **Tabla 35**, valor que indica que se pueden llegar a tener una producción de crudo adicional hasta de 17,5 Mbbls de petróleo durante la vida útil del Campo. A pesar de tener un incremento porcentual relativamente bajo, es un buen indicativo del potencial productivo existente en el campo, debido a que, al tener un OOIP tan elevado, cualquier aumento del factor de recobro representa una gran cantidad de fluido a maximizar y por ende un aumento significativo de las reservas del campo.

17,5 Mbls de petróleo generan el incremento de las reservas recuperables que posea el Campo A y adicionalmente da valor económico a la compañía durante la vida productiva del campo.

Tabla 35. Incremento del Factor de recobro de los 48 pozos del Campo A por Áreas.

Área	EUR Actual (Mbls)	EUR Optimizado (Mbls)	FR% Actual	FR % Optimizado	Incremento (Mbls)
NORTE	10,2	11,5	0,264%	0,30%	1,3
SUR	4	4,3	0,10%	0,11%	0,3
CENTRO NORTE	22,4	26	0,58%	0,68%	3,6
CENTRO SUR	6,5	19	0,2%	0,5%	12,5

Fuente: elaboración propia, con base: ECOPEPETROL S.A.

Los incrementos en el factor de recobro generados en cada una de las áreas del Campo A, muestran una tendencia variable como se observa en la **Tabla 36**, debido a la cantidad de pozos que fueron optimizados en cada uno de estos sectores y debido al cambio de viscosidad que se presenta en los diferentes polígonos del campo, mostrando un mayor incremento en la zona Centro Norte y Centro Sur del campo, gracias a que, hay una mayor cantidad de pozos optimizados en dichos sectores (27 pozos) con respecto a los otros sectores (21 pozos) Estos datos permiten validar que se puede generar un incremento de producción tanto a nivel económico como en las reservas pertenecientes a la formación K2, llevando a cabo este proyecto de grado.

3.5 EVALUAR LA VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO CON EL INDICADOR VALOR PRESENTE NETO (VPN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Teniendo en cuenta las premisas estipuladas en la metodología, tales como precio de referencia de crudo a manejar, periodo de proyección del proyecto, la tasa de oportunidad TIO y el costo de mantenimiento mensual de cada pozo (OPEX); se pudo evaluar la viabilidad financiera del proyecto a través del VPN, haciendo una comparación entre las condiciones actuales y la condición de optimización. En la **Tabla 37** se muestra las premisas tomadas para los cálculos.

Tabla 36. Premisas para análisis financiero.

Premisas para análisis financiero	Variables
Tiempo de análisis	9 meses
Periodos	Mensual
TIO	0,8% Nm
Precio del crudo	\$30.5
Mantenimiento de pozo / mes	\$ 4255

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

3.5.1 VPN condiciones actuales. Para determinar el flujo neto de caja para cada uno de los periodos con respecto a los 218 bajo las condiciones actuales, se determinó la tasa de producción a la fecha de noviembre de 2019 para cada uno de ellos, mostrados en la **Tabla 38.**

Tabla 37. Datos base a condiciones actuales de los 218 pozos.

FECHA	Pozos totales (154 pozos) BOPD	Pozos Candidatos Optimización (48 pozos) BOPD	Pozos Candidatos Cerrados (16 pozos) BOPD	Total BOPD
Nov-2019	30319	6396	1028	37743

Fuente: ECOPETROL S.A.

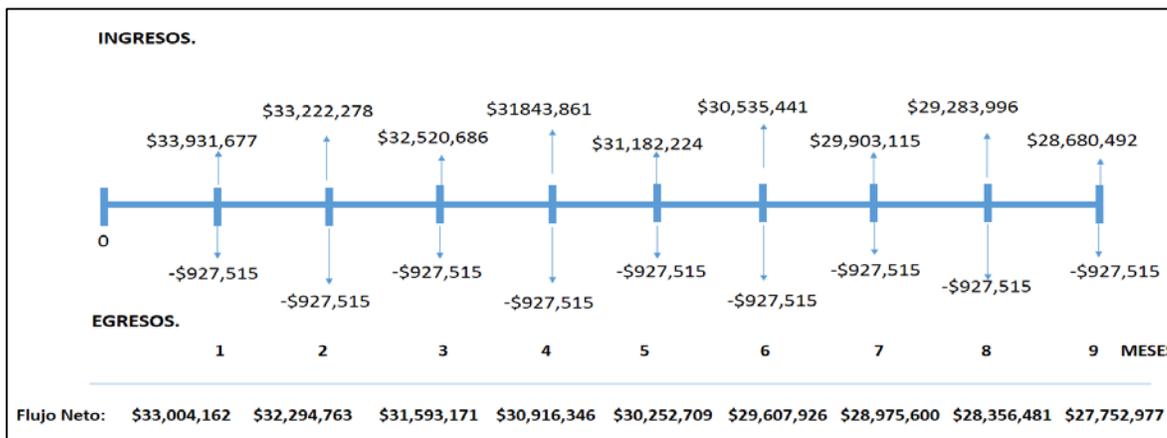
Una vez obtenidas las tasas de producción a la fecha de noviembre, se realizó su respectiva declinación por un periodo de nueve meses y así determinar los ingresos totales por los 218 pozos cada mes durante la duración del proyecto. Estas condiciones se reflejan en la **Tabla 39.** Al tener los ingresos generados por mes, se llevó a cabo el análisis de los costos operaciones, los cuales corresponden al mantenimiento de los pozos por mes; este análisis se ve reflejado a partir de una línea de tiempo en la **Imagen 18,** donde a partir de los ingresos por mes y los costos operacionales se determinó el flujo neto de caja.

Tabla 38. Ingresos Totales de los 218 pozos por mes.

Periodo/Mensual	Precio de Venta USD	Producción Neta	Total USD
1	30,5 USD	1,112,514	33,931,677
2	30,5 USD	1,089,255	33,222,278
3	30,5 USD	1,066,252	32,520,686
4	30,5 USD	1,044,061	31,843,861
5	30,5 USD	1,022,368	31,182,224
6	30,5 USD	1,001,162	30,535,441
7	30,5 USD	980,430	29,903,115
8	30,5 USD	960,131	29,283,996
9	30,5 USD	940,344	28,680,492

Fuente: elaboración propia.

Imagen 18. Línea del Tiempo análisis Financiero Del Campo A condición actual.



Fuente: elaboración propia.

Al tenerse los valores de flujo neto por mes y aplicando la **Ecuación 11**, se determinó del VPN de los 218 pozos bajo condiciones actuales. A continuación, se presenta el cálculo.

$$\begin{aligned}
 & \text{VPN sin optm (0.8\%)} \rightarrow 0 \\
 & = I_0 + \left(\frac{33,004,162}{(1 + 0.008)^1} \right) + \left(\frac{32,294,763}{(1 + 0.008)^2} \right) + \left(\frac{31,593,171}{(1 + 0.008)^3} \right) + \left(\frac{30,916,346}{(1 + 0.008)^4} \right) \\
 & + \left(\frac{30,252,709}{(1 + 0.008)^5} \right) + \left(\frac{29,607,926}{(1 + 0.008)^6} \right) + \left(\frac{28,975,600}{(1 + 0.008)^7} \right) + \left(\frac{28,356,481}{(1 + 0.008)^8} \right) \\
 & + \left(\frac{27,752,977}{(1 + 0.008)^9} \right) = \$262,459,911
 \end{aligned}$$

3.5.2 VPN condiciones de optimización. Para determinar el flujo neto de caja para cada uno de los periodos con respecto a los 202 pozos bajo las condiciones optimizadas, se determinó la producción por mes a partir de las curvas de declinación realizadas para los 48 pozos; junto con la producción de los 154 pozos sin optimizar proyectadas a los 9 meses de estudio. Los datos obtenidos se muestran en la **Tabla 40**.

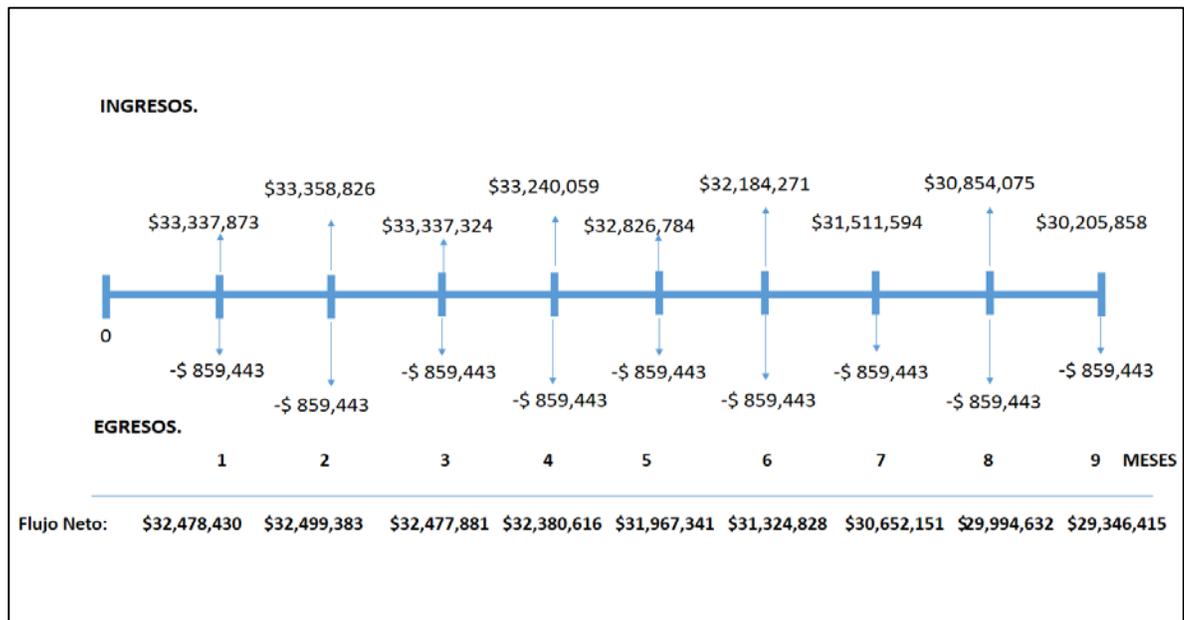
Tabla 39. Ingresos Totales de los 202 pozos por mes bajo condiciones optimizadas.

Periodo/Mensual	Precio de Venta USD	Producción Neta	Total USD
1	30,5 USD	1,093,045	33,337,873
2	30,5 USD	1,093,732	33,358,826
3	30,5 USD	1,093,027	33,337,324
4	30,5 USD	1,089,838	33,240,059
5	30,5 USD	1,076,288	32,826,784
6	30,5 USD	1,055,222	32,184,271
7	30,5 USD	1,033,167	31,511,594
8	30,5 USD	1,011,609	30,854,075
9	30,5 USD	990,356	30,205,858

Fuente: elaboración propia.

Al tener los ingresos generados por mes, se llevó a cabo el análisis de los costos operacionales, los cuales corresponden al mantenimiento de los pozos por mes; este análisis se ve reflejado a partir de una línea de tiempo en la **Imagen 19**, donde a partir de los ingresos por mes y los costos operacionales se determinó el flujo neto de caja para las condiciones de optimización.

Imagen 19. Línea del Tiempo análisis Financiero Del Campo A condición optimizada.



Fuente: elaboración propia.

Al tenerse los valores de flujo neto por mes y aplicando la **Ecuación 11**, se determinó el VPN de los 202 pozos bajo condiciones optimizadas. A continuación, se presenta el cálculo.

$$\begin{aligned}
 & \text{VPN}_{optm} (0.8\%) \\
 & = 0 + \left(\frac{32,478,430}{(1 + 0.008)^1} \right) + \left(\frac{32,499,383}{(1 + 0.008)^2} \right) + \left(\frac{32,477,881}{(1 + 0.008)^3} \right) + \left(\frac{32,380,616}{(1 + 0.008)^4} \right) \\
 & + \left(\frac{31,967,341}{(1 + 0.008)^5} \right) + \left(\frac{31,324,828}{(1 + 0.008)^6} \right) + \left(\frac{30,652,151}{(1 + 0.008)^7} \right) + \left(\frac{29,994,632}{(1 + 0.008)^8} \right) \\
 & + \left(\frac{29,346,415}{(1 + 0.008)^9} \right) = \$\$ \mathbf{272,310,125,13}
 \end{aligned}$$

Al efectuar los dos casos de análisis para el VPN, se observó principalmente que, al no generarse ninguna inversión inicial para el proyecto, el primer término de la **ecuación 11** tiene un valor de cero (0) y al ser comparado los resultados de VPN para las dos condiciones, se genera un incremento de **\$ 9,850,214 USD** llevando a cabo el proyecto de optimización. Este incremento resulta altamente favorable para la viabilidad del proyecto, debido a que se valida el incremento de producción de

petróleo a través del aprovechamiento del potencial de la formación K2, el uso de los equipos y herramientas existentes en el campo A y reducción de del OPEX, sin generar incremento en el CAPEX.

3.5.3 Calculo del TIR. Para llevar a cabo una evaluación financiera por medio del indicador económico TIR, se debe hacer el uso de la ecuación de VPN igualada a 0. Al mencionarse anteriormente que, para esta fase del proyecto, no hay una generación de inversión inicial, motivo por el cual el primer término de la **Ecuación 12** es cero (0) y al determinar el TIR en función de las condiciones de optimización, su valor tiende a ser muy grande (infinito), impidiendo la posibilidad de llevar acabo la evaluación financiera en función de este indicador. A continuación, se realiza la demostración del cálculo del TIR.

$$\begin{aligned}
 TIR \rightarrow 0 = & \overset{0}{\cancel{I_0}} + \left(\frac{32,478,430}{(1+k)^1} \right) + \left(\frac{32,499,383}{(1+k)^2} \right) + \left(\frac{32,477,881}{(1+k)^3} \right) + \left(\frac{32,380,616}{(1+k)^4} \right) \\
 & + \left(\frac{31,967,341}{(1+k)^5} \right) + \left(\frac{31,324,828}{(1+k)^6} \right) + \left(\frac{30,652,151}{(1+k)^7} \right) + \left(\frac{29,994,632}{(1+k)^8} \right) \\
 & + \left(\frac{29,346,415}{(1+k)^9} \right) = k \rightarrow 3,2489 \times 10^{13}. \text{ Inconsistente}
 \end{aligned}$$

4. CONCLUSIONES

- Las curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional del Campo A, junto con los dos criterios de selección de pozos ($BSW \geq 95\%$; $BOPD < 200$) permitieron obtener 80 pozos candidatos inicialmente para la optimización de producción en la formación K2.
- A través del Análisis Nodal y las curvas IPR generadas para los 4 pozos de cada área de estudio, se identificó que los pozos tienen una gran capacidad de aporte de fluidos de la formación K2, dato que representa las condiciones reales del campo, con un error en el POZO 1 de 0,66%, el POZO 2 tiene un error de 0,48%, el POZO 3 tiene un error de 2,71% y el POZO 4 tiene un error de 4,2%, errores relativamente bajos producto de la afectación y limitaciones presentes por la alta producción de agua proveniente del acuífero activo, la alta viscosidad de los fluidos y la restricción de tratamiento en la capacidad de las facilidades del campo.
- PROSPER permitió determinar el IP de los 4 pozos seleccionados para cada área, obteniéndose un IP para el POZO 1 de 81,18 BFPD/ PSI, para el POZO 2 un IP de 47,31 BFPD/ PSI, para el POZO 3 un IP de 8.36 BFPD/ PSI y para el POZO 4 un IP de 16.83 BFPD/ PSI. Estos datos comparados con los reales, determinaron un error menor al 5%, validando los modelos como representativos del comportamiento original.
- El modelo de extrapolación para el cálculo del IP, permitió representar las condiciones reales de los 80 pozos candidatos del Campo A, gracias a la información suministrada por la compañía operadora y a las calibraciones efectuadas para cada uno de ellos, el cálculo del IP para estos pozos arroja un error menor al 2% respecto a las condiciones actuales para los pozos de estudio.
- Los casos efectuados en los cuatro (4) pozos del Análisis Nodal en función de la variación de la frecuencia hasta el límite operacional del sistema de levantamiento del Campo A (70 Hz), permitieron determinar la caída de presión de fondo de fluyente que se genera al aumentar en un grado la frecuencia de las bombas electrosumergibles, en donde para el Área Sur la P_{wf} cae aproximadamente 0.36%/Hz, el Área Centro Sur cae 0.46 %/ Hz, el Área Norte cae 1.3% /Hz y el Área Centro Norte cae aproximadamente 2.63% / Hz. Dicha información fue clave para el modelo de optimización.
- El criterio para el cierre de pozo ($WOR > 70$) genero el cierre periódico de 16 pozos para contrarrestar su volumen con la maximización de producción de los demás pozos candidatos.

- La generación de distintos percentiles en función de la Pwf de cada uno de los polígonos de estudio, permitieron determinar la Pwf objetivo para cada uno de los pozos, obteniéndose que los percentiles P30 y P50, permitían generar un incremento de producción para 48 pozos candidatos, es decir, 154 pozos seguirán en condiciones normales de trabajo, y 16 pozos se suspenderán durante el periodo del proyecto.
- A partir de la capacidad de las facilidades existentes, el potencial productivo de los pozos candidatos y operaciones de cierre de pozos con un WOR mayor a 70 por un periodo de 3 a 9 meses, se pudo incrementar aproximadamente 3.2% la producción actual de petróleo proveniente de la formación K2, es decir, 1248 BOPD sin incrementar la producción de agua o inversión económica para la expansión de las facilidades.
- Mediante las curvas de declinación efectuadas por Excel, se pudo generar una comparación entre la declinación actual y la optimizada, la cual permitió validar el incremento del EUR (17,5 MBls) para los 48 pozos analizados, resultando en un aumento del factor del recobro en un 0,5%. Es decir que, en el área Norte incrementaron 1.3 Mbls sus reservas, en el área Sur incrementaron 0.3 Mbls sus reservas, en el área Centro Norte incrementaron 3.6 Mbls sus reservas y en el ara Centro Sur incrementaron 12,5 sus reservas aproximadamente.
- Por medio del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), se validó la obtención de una ganancia de \$9,850,214 USD al ser comparado la rentabilidad de los 218 pozos analizados de la formación K2, generando un valor adicional a la empresa operadora.
- Al efectuar el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR), se obtuvo una tasa de $3,2489 \times 10^{15} \%$, concluyéndose que llevar a cabo el análisis financiero a través de este indicador no es posible debido a que no existe una inversión inicial para el presente proyecto de grado, generando así una inconsistencia numérica en el cálculo del mismo.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la compañía operadora efectuar con más frecuencia pruebas de pozo, para tener mayor claridad y exactitud de los datos que corresponden a la presión de yacimiento, presión de fondo fluyente, propiedades PVT de los fluidos y daño de formación, que permita disminuir la incertidumbre al llevar a cabo el proyecto.
- Se recomienda evaluar el proyecto con diferentes escenarios por medio de la variación de las condiciones de selección de pozos candidatos, como la tasa máxima de producción de crudo por día, de tal manera que permita generar casos comparativos más rentables de maximización de producción de petróleo
- Llevar a cabo el análisis nodal a mas pozos candidatos del proyecto en el software empleado, de tal manera que permita mejorar el modelo de optimización planteado y genere una representación más cercana de las condiciones reales, tales como el tipo de bomba electrosurgible , la caída de presión por el aumento de la frecuencia, potencial de producción de los pozos a optimizar, la presión Pwf mínima de operación, la presión dinámica objetivo y la frecuencia optima de operación bajo las condiciones de maximización de producción.
- Mejorar la información existente de las bombas electrosurgibles de cada uno de los pozos a optimizar, de tal manera que se pueda conocer con exactitud el tipo de bomba, numero de etapas, eficiencia, capacidad, tipo de motor, tipo de cable, longitud del cable, voltaje en superficie, frecuencia de trabajo y máximo diámetro externo de la bomba; para generar un modelo más representativo en PROSPER, que refleje las condiciones de trabajo actuales de la bombas junto con las curvas de oferta y demanda.
- Realizar un análisis del consumo energético que se pueda generar al aumentar la frecuencia de las bombas electrosurgibles bajo las condiciones de optimización de este proyecto y establecer una comparación con el consumo energético actual, de tal manera que permita generar otro factor importante a tener en cuenta al momento de evaluar la implementación del proyecto.
- Evaluar la viabilidad operativa y económica de la expansión de las facilidades respecto al tratamiento de agua producida, con el fin de disminuir la limitación de producción de crudo y el aprovechamiento adecuado de aporte de fluidos de la formación K2 a través de este proyecto, el cual permita, una vez terminado los 9 meses de operación y la reapertura de los 16 pozos, dejar en condiciones operativas de optimización los pozos estudios.

BIBLIOGRAFÍA

AMER M. Al-anazi; OBI L. Isichei, MOHAMMED A. Al-Yaha and FALEH M. Al-Shammeri; Saudi Aramco. Innovative production optimization technique for smart well completions using real-time nodal analysis applications. Kuala Lumpur, Malaysia, 2017. Society of Petroleum Engineers. SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimization.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. 2010. [en línea]. Consultado el 12 de Julio de 2019. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

ARENAS, Edgar Iván. Crudos Pesados. Universidad Sergio Arboleda. [en Línea]. Consultado el 09 de agosto de 2019. Disponible en internet: <https://www.usergioarboleda.edu.co/escuela-de-negocios-prime/noticias/crudos-pesados/>

CASTIBLANCO BORBON, Luis Francisco. Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales. Medellín, 2017, 79p. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LOPEZ, Juan Enrique; JIMENEZ MORALES, Gina Esperanza (Ecopetrol). ESP Optimization in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in Colombian Llanos Basin. Canada, 2014. Society of Petroleum Engineers. SPE Heavy Oil Conference-Canada, 10-12 June, Calgary, Alberta, Canada.

MALAGON, Jonathan. La competitividad del sector de Hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. [en línea]. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD, 2016. Consultado el 14 de septiembre de 2019. Disponible en internet: <https://www.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-coLa%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf>

MILAN STANLO, Ntunu; Miguel Asuaje, Pacific Rubiales Energy & USB; Cesar Díaz, and Miguel Guillmain, Pacific Rubiales Energy; Manuel Borregales, and Diana Gonzales, USB; Michael Golan, NTNU & MEGO A/S. Model-Based Production Optimization of the Rubiales Field, Colombia. Texas, Usa, 2015. Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30.

R. G. Santos, W. Loh, A. C. Bannwart, O. V. Trevisan. An Overview Of Heavy Oil Properties And Its Recovery And Transportation Methods. Brasil, 2013, Brazilian Journal of Chemical Engineerign, Vol. 31, No 03, pp571-590. University of Campinas. Center for Petroleum Studies. Laboratory of Miscible Displcement Methods.

SANCHEZ BERMUDEZ, Ariana Leonor. Determinación de curvas IPR y VLP usando el simulador PROSPER en el campo QQ profundo. Sartenejas, 2010, 135p. Informe de grado. Universidad Simón Bolívar. Decanato de Estudios Profesionales. Coordinación de Ingeniería Química.

TADEO JALIFE, Jorge Abraham. Tecnologías Aplicables Para la Explotación de Crudos Pesado y Extra Pesados. México, 2011, 147p. Tesis de grado. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. Ciencias de la Tierra. Unidad Ticoman.

ANEXOS.

ANEXO A

PVT DE FLUIDOS GENERADOS POR PROSPER

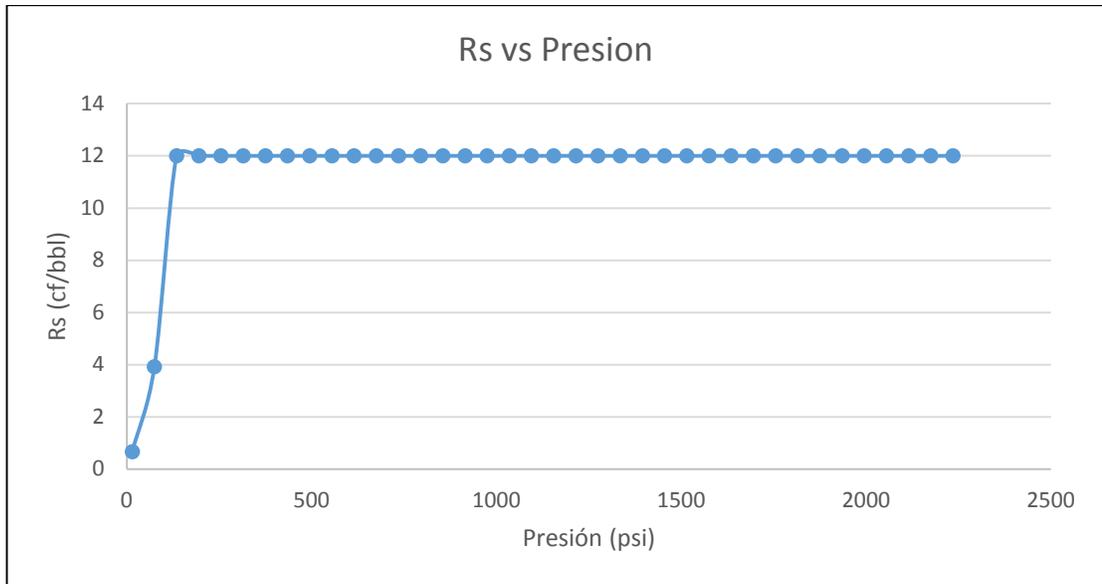
- PVT del fluido del pozo 1 área sur.

Presión (psia)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Mu _o (cp)
14.6959	0.662811356	1.054973788	85.01345396
74.6959	3.923305627	1.056314357	84.39623595
134.6959	12	1.059103038	83.03448191
194.6959	12	1.05457437	83.11115138
254.6959	12	1.052187218	83.21569687
314.6959	12	1.050713043	83.34350343
374.6959	12	1.049712166	83.4915884
434.6959	12	1.048988181	83.65787566
494.6959	12	1.048440147	83.84085042
554.6959	12	1.048010873	84.03937182
614.6959	12	1.047665529	84.25256144
674.6959	12	1.047381691	84.47973258
734.6959	12	1.047144273	84.72034295
794.6959	12	1.046942748	84.97396184
854.6959	12	1.046769548	85.24024654
914.6959	12	1.046619094	85.51892494
974.6959	12	1.04648718	85.80978241
1034.6959	12	1.046370579	86.1126517
1094.6959	12	1.046266771	86.42740501
1154.6959	12	1.04617376	86.75394777
1214.6959	12	1.046089944	87.09221351
1274.6959	12	1.046014025	87.44215978
1334.6959	12	1.045944936	87.80376472
1394.6959	12	1.045881796	88.17702426
1454.6959	12	1.045823867	88.56194971
1514.6959	12	1.045770531	88.95856579
1574.6959	12	1.045721261	89.36690884
1634.6959	12	1.045675611	89.78702536
1694.6959	12	1.045633195	90.21897077
1754.6959	12	1.045593681	90.66280818
1814.6959	12	1.045556781	91.11860749
1874.6959	12	1.045522244	91.58644447
1934.6959	12	1.045489851	92.06639995
1994.6959	12	1.045459407	92.55855918
2054.6959	12	1.045430742	93.06301111
2114.6959	12	1.045403705	93.57984789
2174.6959	12	1.04537816	94.1091643
2234.6959	12	1.045353987	94.65105726

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

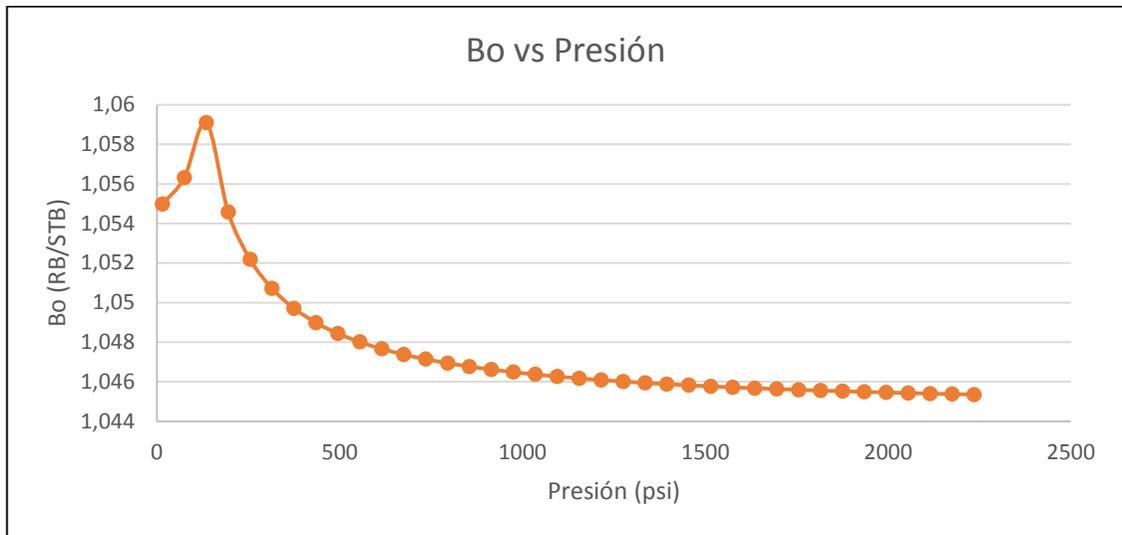
GRÁFICAS DEL PVT PARA EL POZO DEL ÁREA SUR

- Rs vs Presión Pozo 1 del área Sur.



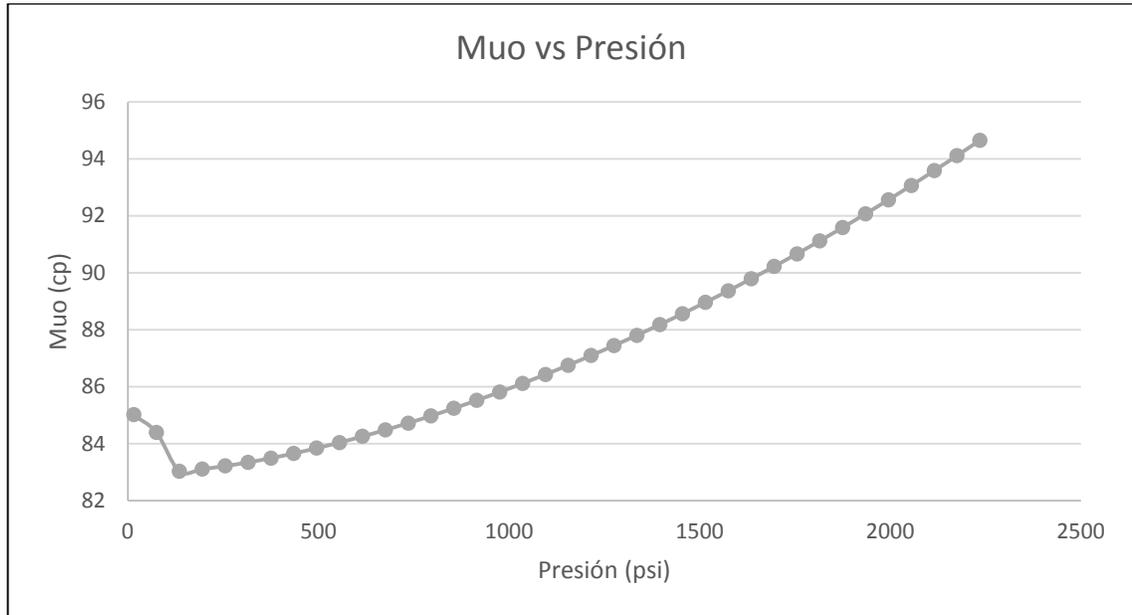
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Bo vs Presión Pozo 1 del área Sur.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Muo vs Presión Pozo 1 área Sur.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

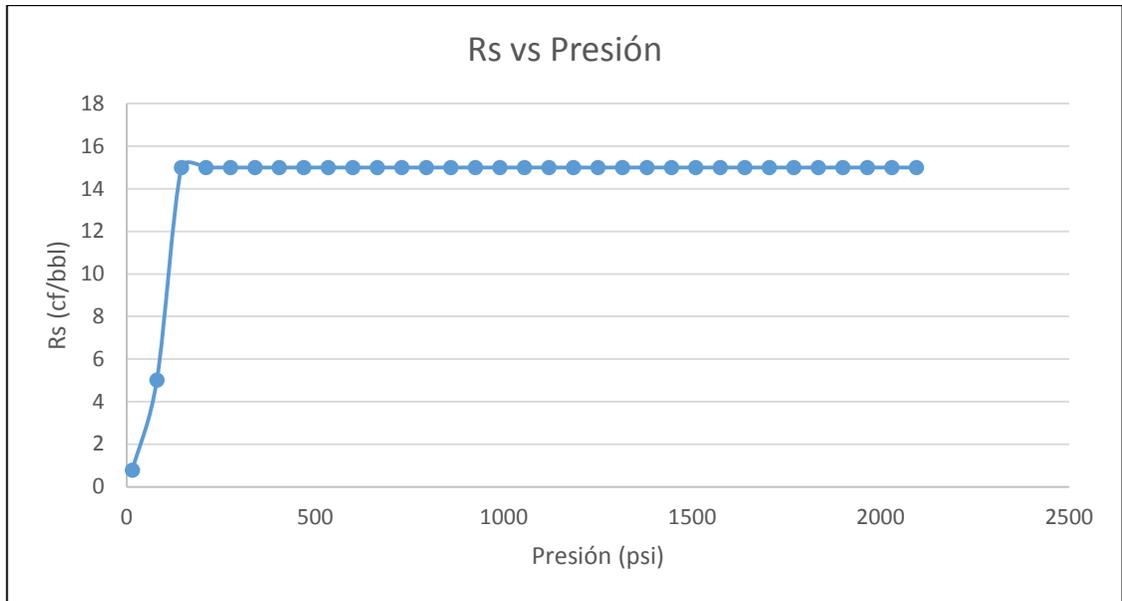
PVT DEL FLUIDO DEL POZO 2 ÁREA CENTRO SUR GENERADO POR PROSPER

Presión (psia)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Muo (cp)
14.6959	0.790656515	1.053359469	112.5845979
79.6959	5.023725642	1.05517962	111.591524
144.6959	15	1.058120303	109.5782718
209.6959	15	1.054430265	109.6831639
274.6959	15	1.052491749	109.8244177
339.6959	15	1.051296885	109.9960225
404.6959	15	1.050486623	110.1941238
469.6959	15	1.049901013	110.4160591
534.6959	15	1.049458	110.6599019
599.6959	15	1.049111154	110.9242145
664.6959	15	1.048832226	111.2079013
729.6959	15	1.048603048	111.5101163
794.6959	15	1.048411398	111.8302007
859.6959	15	1.048248756	112.1676406
924.6959	15	1.048109	112.5220353
989.6959	15	1.047987616	112.8930757
1054.6959	15	1.047881206	113.2805263
1119.6959	15	1.047787159	113.6842124
1184.6959	15	1.04770344	114.1040099
1249.6959	15	1.047628435	114.5398372
1314.6959	15	1.047560851	114.9916482
1379.6959	15	1.04749964	115.4594274
1444.6959	15	1.047443939	115.9431851
1509.6959	15	1.047393037	116.4429541
1574.6959	15	1.04734634	116.9587862
1639.6959	15	1.047303347	117.4907498
1704.6959	15	1.047263634	118.0389276
1769.6959	15	1.04722684	118.6034147
1834.6959	15	1.047192654	119.1843166
1899.6959	15	1.047160809	119.7817482
1964.6959	15	1.047131071	120.3958319
2029.6959	15	1.047103239	121.0266968
2094.6959	15	1.047077135	121.6744778

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

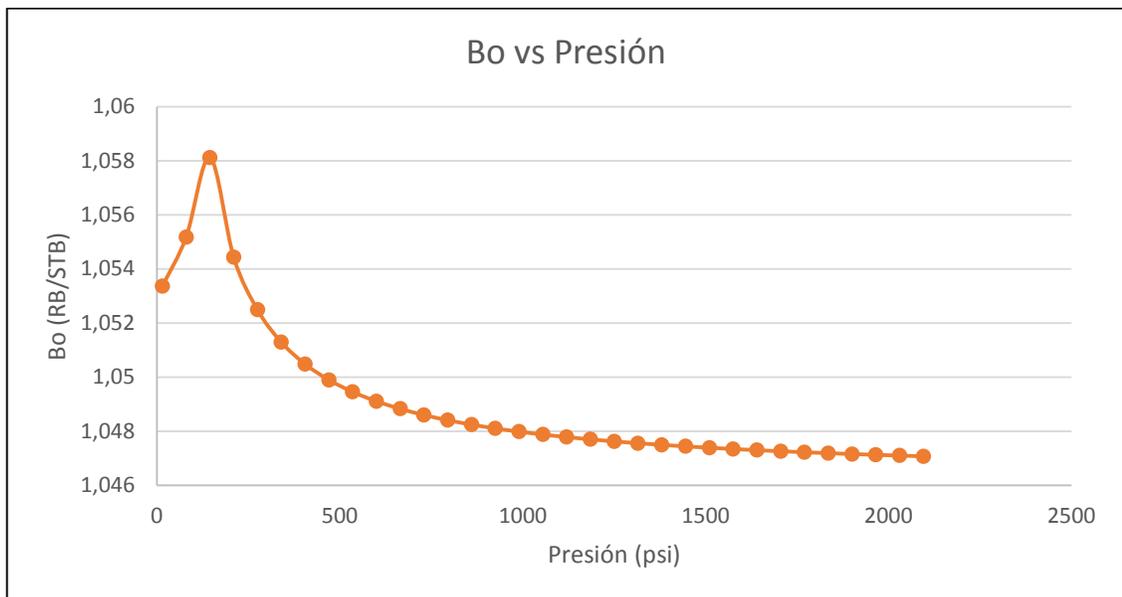
GRÁFICAS DEL PVT PARA EL POZO 2 DEL ÁREA CENTRO SUR

- Rs vs Presión Pozo 2 área Centro Sur.



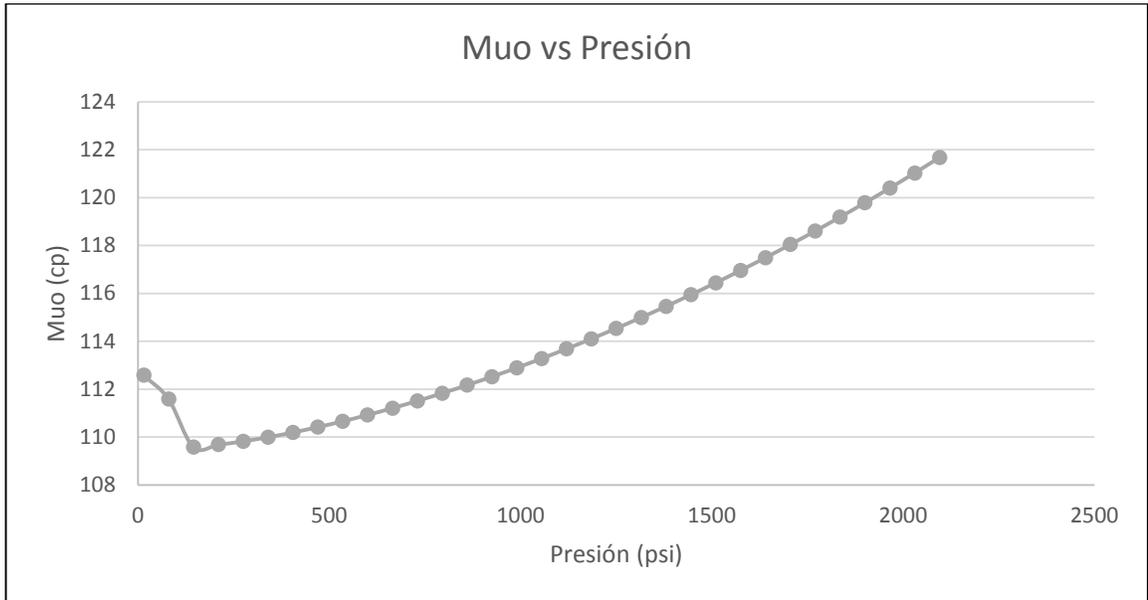
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Bo vs Presión Pozo 2 área Centro Sur.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Muo vs Presión Pozo 2 Centro Sur



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

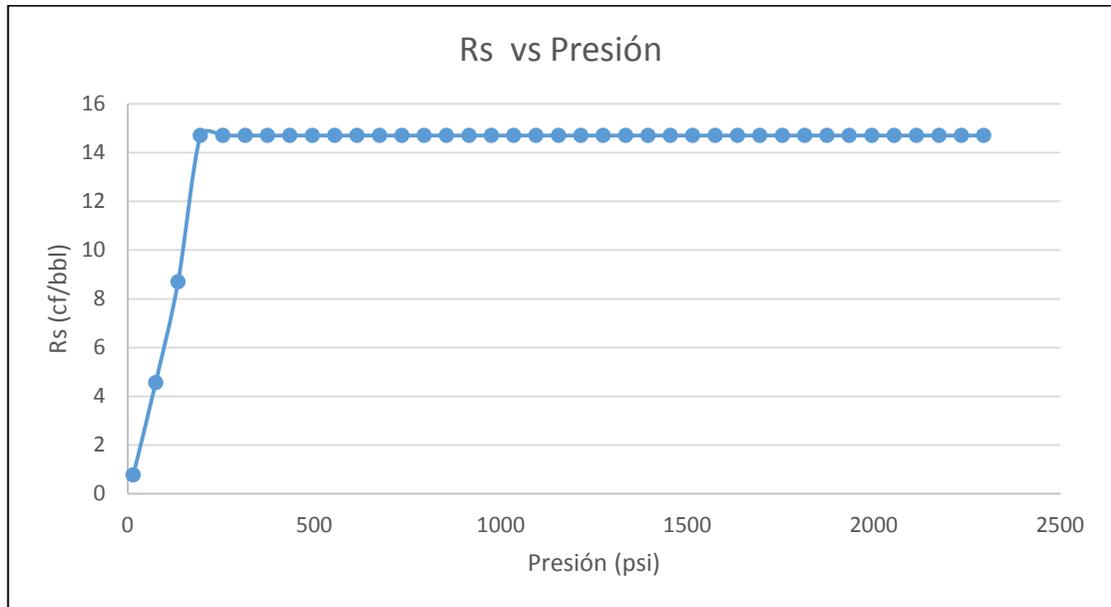
PVT DEL FLUIDO DEL POZO 3 ÁREA CENTRO NORTE GENERADO POR PROSPER

Presión (psia)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Muo (cp)
14.6959	0.770635181	1.068376275	343.2762043
74.6959	4.561535216	1.070075976	341.5701354
134.6959	8.692831118	1.071928297	339.8637024
194.6959	14.7	1.07146813	337.7632282
254.6959	14.7	1.069571104	337.9610307
314.6959	14.7	1.068399166	338.2047357
374.6959	14.7	1.0676033	338.4884184
434.6959	14.7	1.067027514	338.8079458
494.6959	14.7	1.066591608	339.1602953
554.6959	14.7	1.066250131	339.5431843
614.6959	14.7	1.065975398	339.9548504
674.6959	14.7	1.065749582	340.393911
734.6959	14.7	1.065560686	340.8592696
794.6959	14.7	1.065400341	341.3500514
854.6959	14.7	1.065262528	341.8655559
914.6959	14.7	1.06514281	342.4052228
974.6959	14.7	1.065037842	342.9686059
1034.6959	14.7	1.064945057	343.555353
1094.6959	14.7	1.064862449	344.1651901
1154.6959	14.7	1.064788432	344.7979094
1214.6959	14.7	1.064721732	345.4533585
1274.6959	14.7	1.064661315	346.131433
1334.6959	14.7	1.064606332	346.8320692
1394.6959	14.7	1.064556083	347.5552386
1454.6959	14.7	1.064509981	348.3009434
1514.6959	14.7	1.064467533	349.0692122
1574.6959	14.7	1.064428322	349.8600967
1634.6959	14.7	1.06439199	350.6736688
1694.6959	14.7	1.064358232	351.5100179
1754.6959	14.7	1.064326784	352.3692488
1814.6959	14.7	1.064297416	353.2514796
1874.6959	14.7	1.064269929	354.1568403
1934.6959	14.7	1.064244147	355.0854705
1994.6959	14.7	1.064219917	356.037519
2054.6959	14.7	1.064197102	357.0131417
2114.6959	14.7	1.064175583	358.0125009
2174.6959	14.7	1.064155251	359.0357641
2234.6959	14.7	1.064136012	360.0831032
2294.6959	14.7	1.064117779	361.1546933

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

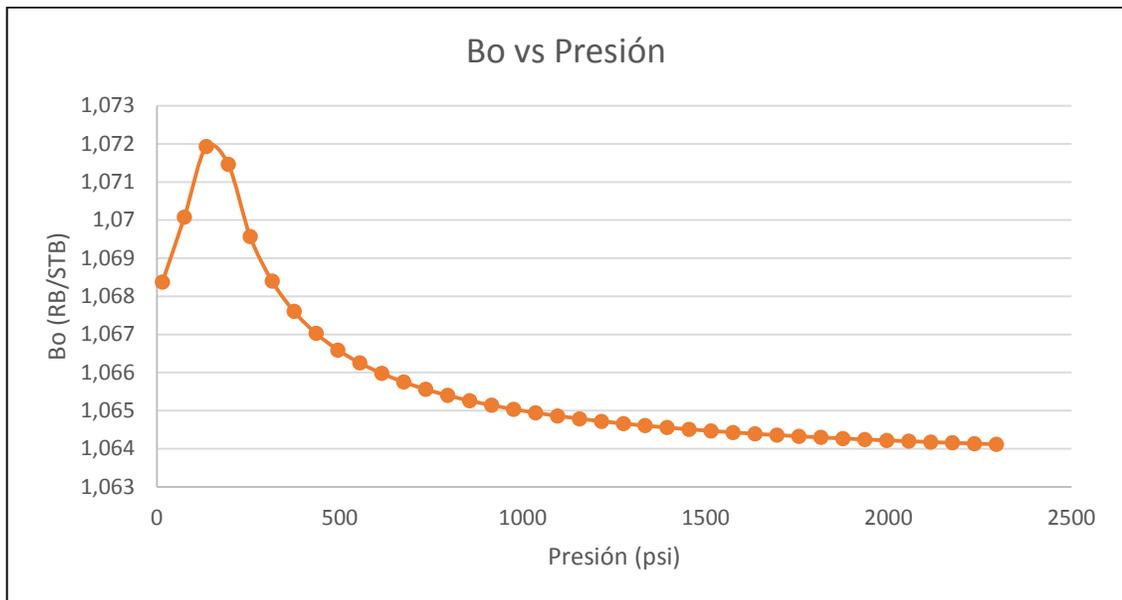
GRÁFICAS DEL PVT PARA EL POZO 3 DEL ÁREA CENTRO NORTE

- Rs vs Presión Pozo 3 área Centro Norte.



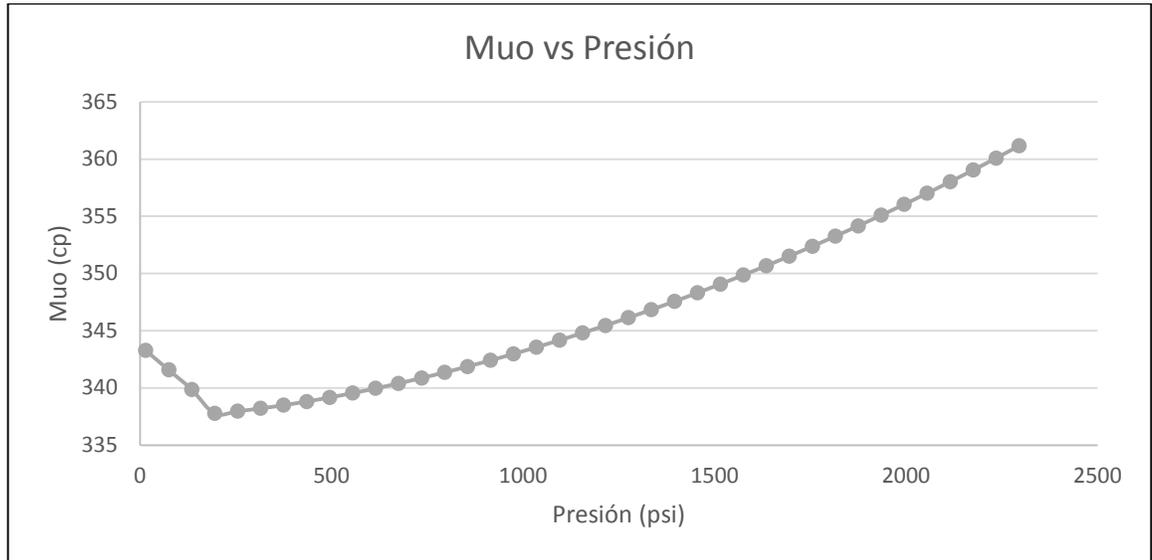
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Bo vs Presión Pozo 3 área Centro Norte.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Mou vs Presión Pozo 3 área Centro Norte.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

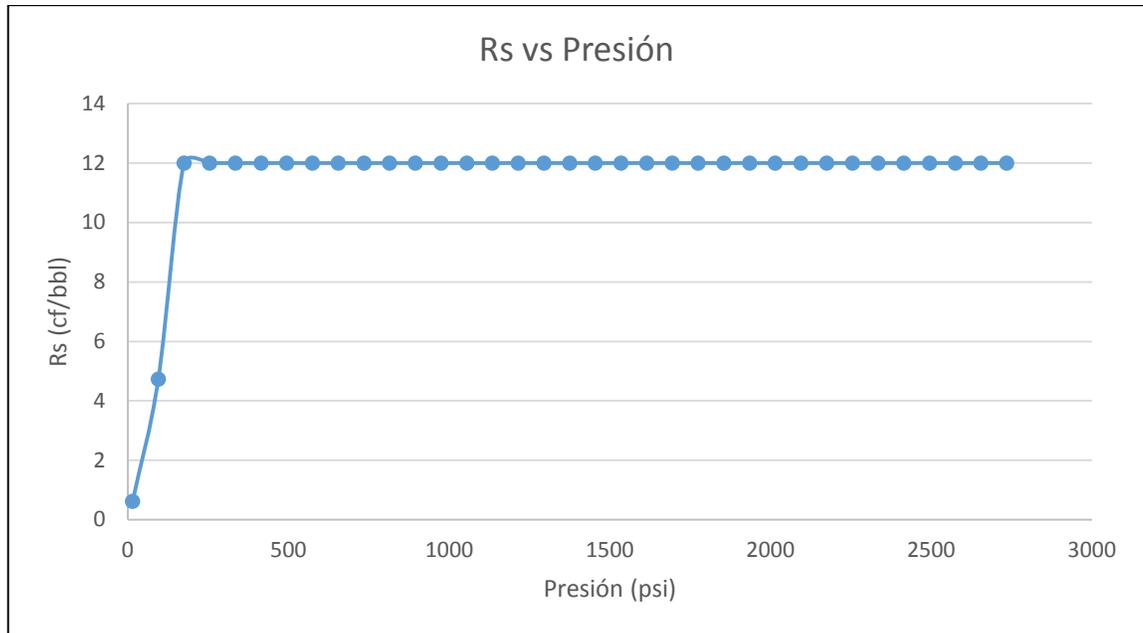
PVT DEL FLUIDO DEL POZO 4 ÁREA NORTE GENERADO POR PROSPER

Presión (psia)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Muo (cp)
14.6959	0.617093483	1.082828183	367.0038712
94.6959	4.734802803	1.084661982	364.987389
174.6959	12	1.085314956	361.9261978
254.6959	12	1.082050626	362.2056707
334.6959	12	1.080350787	362.5760043
414.6959	12	1.079308142	363.0222933
494.6959	12	1.078603305	363.5351708
574.6959	12	1.078094993	364.1083026
654.6959	12	1.077711069	364.7372122
734.6959	12	1.077410853	365.418648
814.6959	12	1.077169659	366.1502109
894.6959	12	1.076971639	366.930119
974.6959	12	1.076806153	367.7570514
1054.6959	12	1.076665793	368.6300404
1134.6959	12	1.076545239	369.5483942
1214.6959	12	1.076440576	370.5116402
1294.6959	12	1.076348855	371.5194824
1374.6959	12	1.076267817	372.5717683
1454.6959	12	1.076195697	373.6684638
1534.6959	12	1.076131101	374.8096323
1614.6959	12	1.076072908	375.9954181
1694.6959	12	1.076020212	377.2260335
1774.6959	12	1.07597227	378.5017469
1854.6959	12	1.075928465	379.8228738
1934.6959	12	1.075888285	381.1897687
2014.6959	12	1.075851297	382.602818
2094.6959	12	1.075817135	384.0624343
2174.6959	12	1.075785488	385.5690511
2254.6959	12	1.075756087	387.1231179
2334.6959	12	1.075728702	388.7250964
2414.6959	12	1.075703132	390.3754563
2494.6959	12	1.075679203	392.0746724
2574.6959	12	1.075656761	393.823221
2654.6959	12	1.075635673	395.6215775
2734.6959	12	1.075615818	397.470213

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

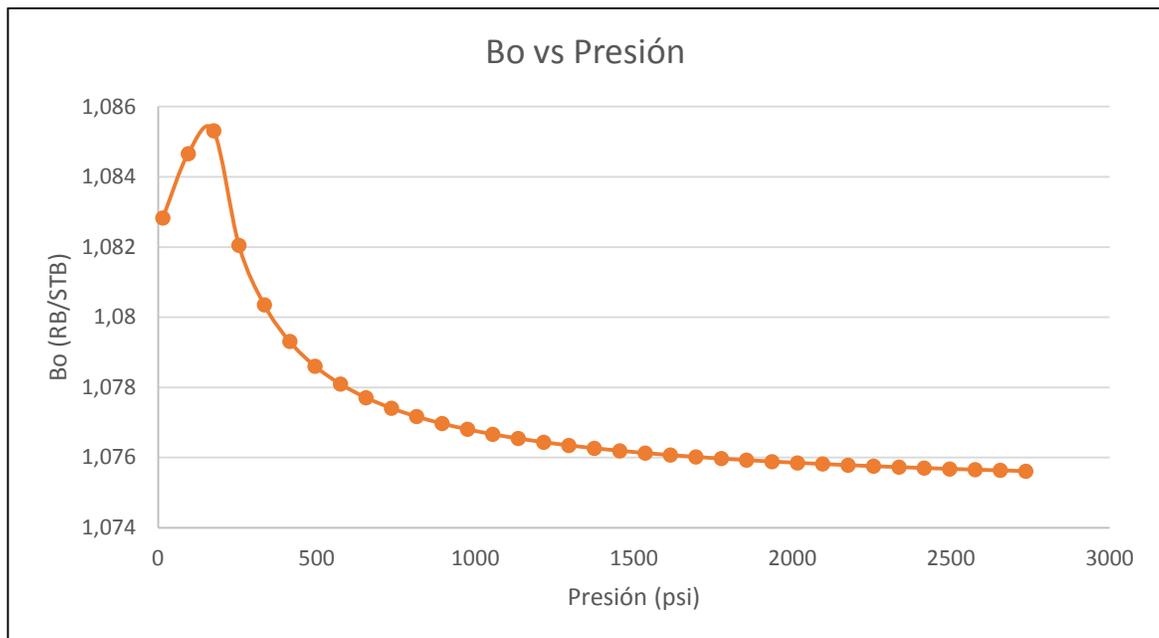
GRÁFICAS DEL PVT PARA EL POZO 4 DEL ÁREA NORTE

- Rs vs Presión Pozo 4 área Norte.



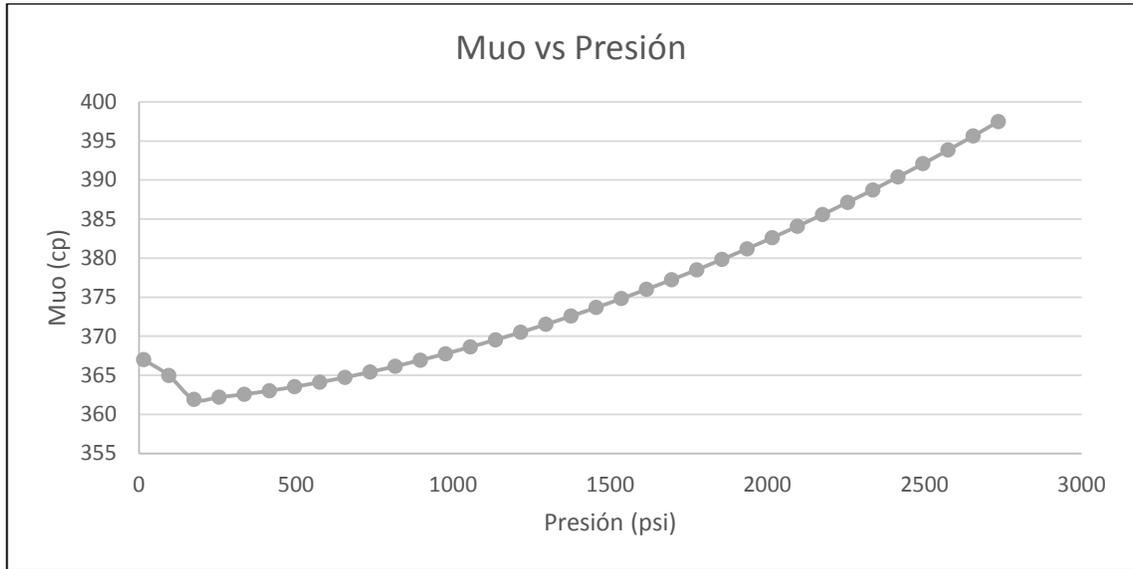
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Bo vs Presión Pozo 4 área Norte.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

- Mou vs Presión Pozo 4 área Norte.



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

ANEXO B

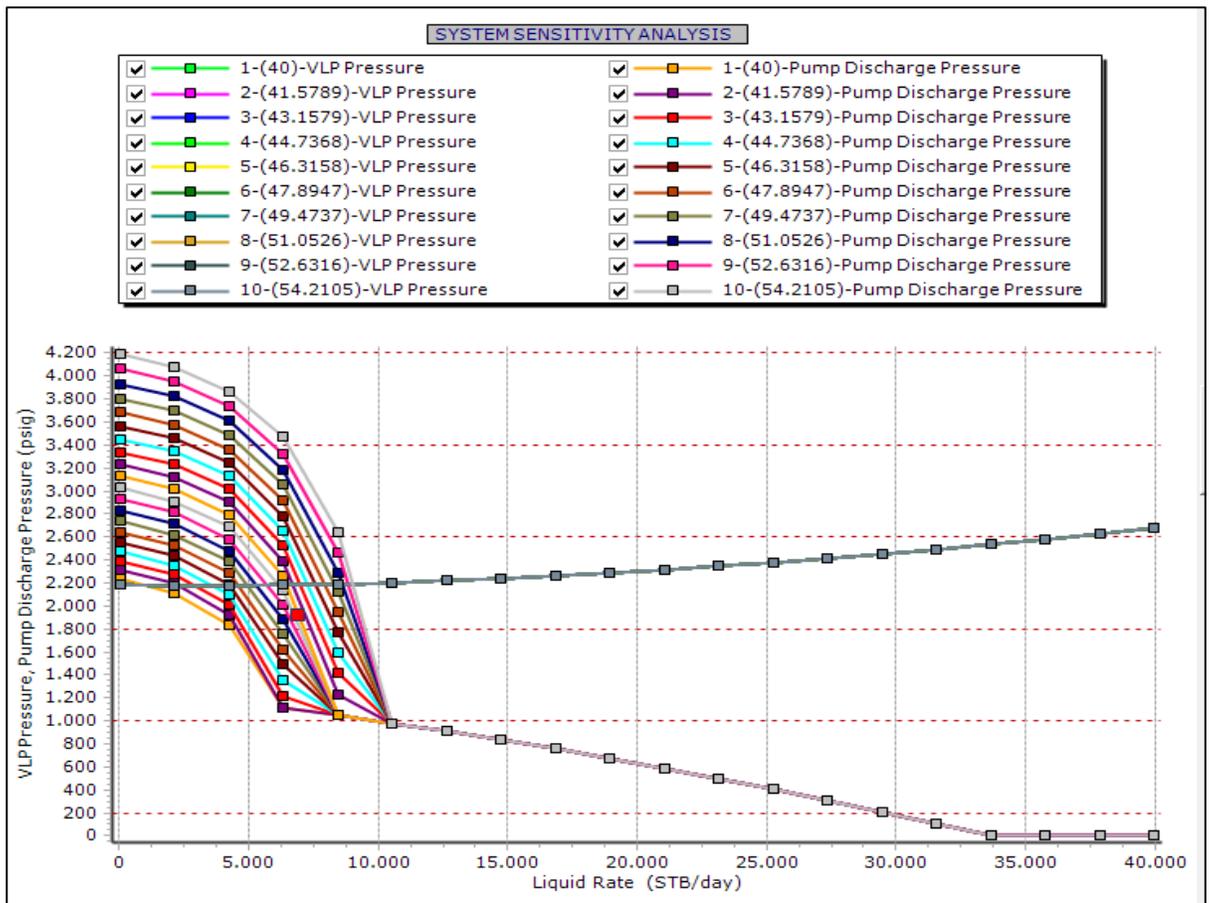
TASAS DE FLUIDOS CON CAMBIOS DE FRECUENCIA

- Pozo 1 área sur para los 20 casos.

Frecuencia (Hz)	Tasa de líquido (STB/day)	Tasa de aceite (STB/day)	Tasa de agua (STB/day)	Pwf (Psi)	%dQI	%dPwf
40	5014.07	105.295	4908.77	2172	22.17%	-0.64%
41.5789	6125.47	128.635	5996.84	2158	13.71%	-0.51%
43.1578	6965.21	146.269	6818.94	2147	10.56%	-0.37%
44.7367	7700.67	161.714	7538.96	2139	10.31%	-0.47%
46.3156	8494.71	178.389	8316.32	2129	10.00%	-0.47%
47.8945	9343.9	196.222	9147.68	2119	5.43%	-0.33%
49.4734	9851.55	206.882	9644.67	2112	5.52%	-0.33%
51.0523	10395.6	218.306	10177.3	2105	5.58%	-0.33%
52.6312	10975.8	230.492	10745.4	2098	5.62%	-0.33%
54.2101	11592.7	243.446	11349.2	2091	5.64%	-0.38%
55.789	12246.6	257.178	11989.4	2083	5.65%	-0.43%
57.3679	12938.4	271.706	12666.7	2074	5.28%	-0.39%
58.9468	13621.2	286.044	13335.1	2066	3.87%	-0.34%
60.5257	14148.6	297.121	13851.5	2059	3.14%	-0.24%
62.1046	14593	306.453	14286.6	2054	2.60%	-0.24%
63.6835	14972.7	314.427	14658.3	2049	2.58%	-0.24%
65.2624	15359	322.538	15036.4	2044	3.36%	-0.29%
66.8413	15875.7	333.39	15542.3	2038	3.42%	-0.34%
68.4202	16418.4	344.786	16073.6	2031	3.46%	-0.34%
69.9991	16987.2	356.73	16630.4	2024	-----	-----

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE CAMBIOS DE FRECUENCIA POZO 2 ÁREA CENTRO SUR.



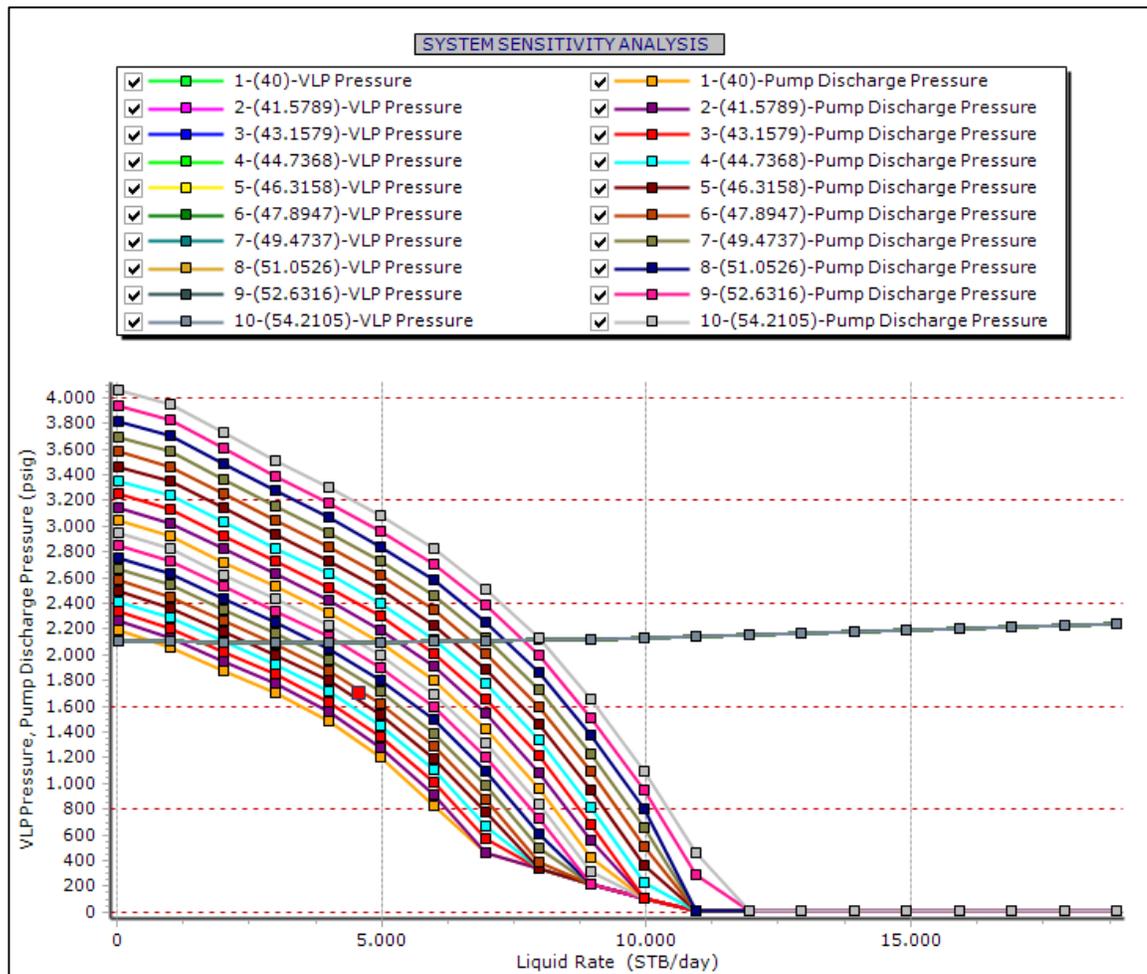
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

**RESULTADOS TASAS DE FLUIDO CON CAMBIOS DE FRECUENCIA POZO 2
ÁREA CENTRO SUR.**

Frecuencia (Hz)	Tasa de líquido (STB/day)	Tasa de aceite (STB/day)	Tasa de agua (STB/day)	Pwf (psi)	%dPwf	%dQI
40.00	951.057	26.6297	924.428	2048.00	-1.32%	139.51%
41.58	2277.86	63.7802	2214.08	2021.00	-0.74%	27.90%
43.16	2913.39	81.575	2831.81	2006.00	-0.70%	24.08%
44.74	3615.06	101.222	3513.84	1992.00	-0.75%	18.71%
46.32	4291.28	120.156	4171.13	1977.00	-0.30%	6.99%
47.89	4591.19	128.553	4462.63	1971.00	-0.36%	7.35%
49.47	4928.85	138.008	4790.84	1964.00	-0.41%	7.63%
51.05	5305.13	148.544	5156.59	1956.00	-0.46%	7.83%
52.63	5720.78	160.182	5560.6	1947.00	-0.46%	7.97%
54.21	6176.47	172.941	6003.52	1938.00	-0.36%	5.03%
55.79	6487.39	181.647	6305.74	1931.00	-0.26%	3.63%
57.37	6723.02	188.245	6534.77	1926.00	-0.31%	3.89%
58.95	6984.58	195.569	6789.01	1920.00	-0.26%	4.11%
60.53	7271.33	203.598	7271.33	1915.00	-0.37%	4.30%
62.10	7583.87	212.349	7371.52	1908.00	-0.42%	4.47%
63.68	7922.75	221.837	7700.91	1900.00	-0.37%	4.62%
65.26	8288.5	232.078	8056.42	1893.00	-0.37%	3.84%
66.84	8607	240.996	8366	1886.00	-0.27%	2.58%
68.42	8828.93	247.21	8581.72	1881.00	-0.21%	1.99%
70.00	9004.78	252.134	8752.65	1877.00	-----	-----

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE CAMBIOS DE FRECUENCIA POZO 3 ARA CENTRO NORTE.



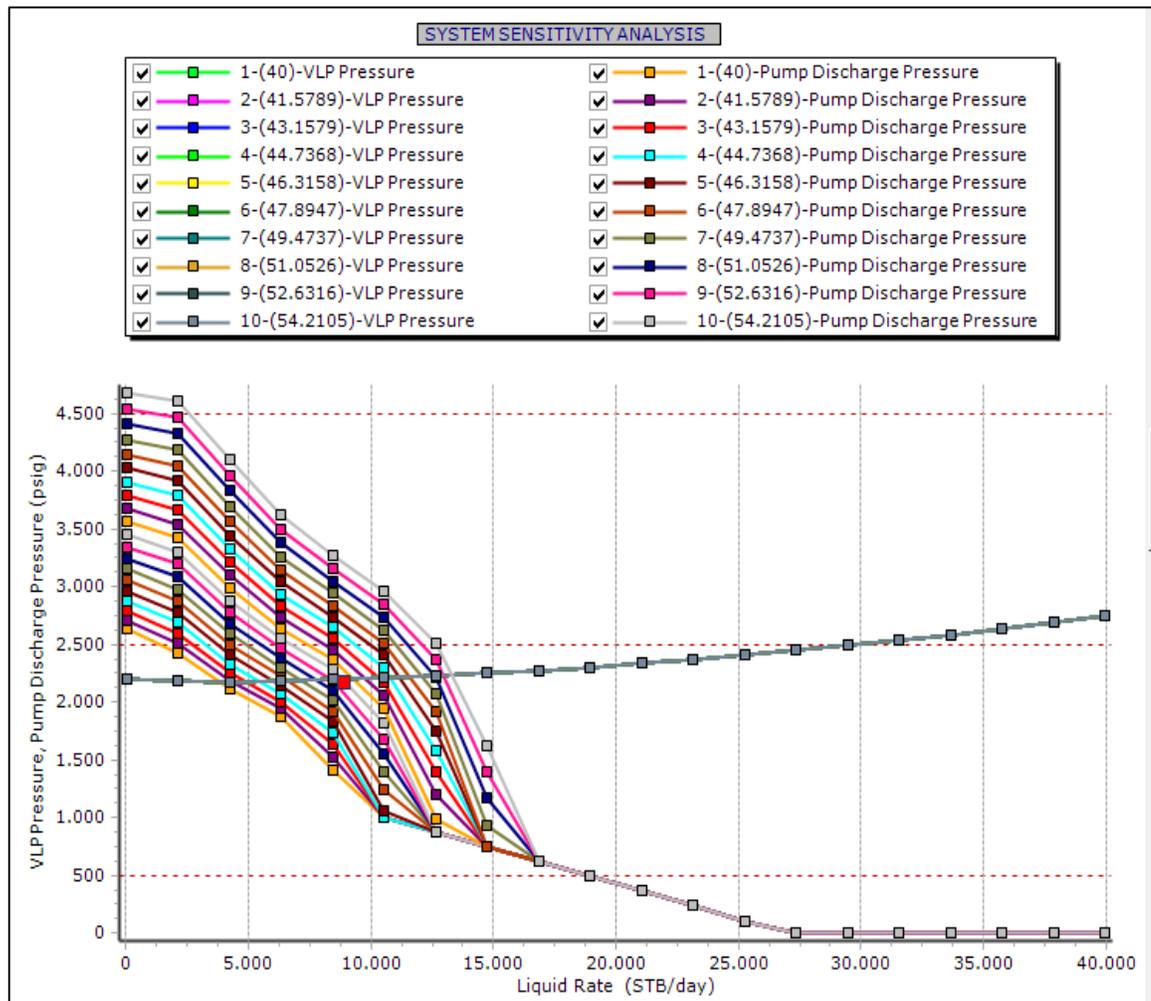
Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

RESULTADOS TASAS DE FLUIDO CON CAMBIOS DE FRECUENCIA POZO 3 CENTRO NORTE.

Frecuencia (Hz)	Tasa de líquido (STB/day)	Tasa de aceite (STB/day)	Tasa de agua (STB/day)	Pwf (psi)	%dQI	%dPwf
40.0	618.819	24.7528	594.067	2202	85.170%	-2.770%
41.6	1145.87	45.8349	1100.04	2141	38.301%	-2.429%
43.2	1584.75	63.3901	1521.36	2089	27.819%	-2.393%
44.7	2025.61	81.0244	1944.58	2039	21.823%	-2.648%
46.3	2467.66	98.7066	2368.96	1985	18.270%	-2.872%
47.9	2918.5	116.74	2801.76	1928	14.358%	-2.593%
49.5	3337.55	133.502	3204.05	1878	12.794%	-2.662%
51.1	3764.57	150.583	3613.99	1828	10.764%	-2.735%
52.6	4169.79	166.792	4002.99	1778	9.234%	-2.531%
54.2	4554.84	182.194	4372.64	1733	8.900%	-2.770%
55.8	4960.24	198.41	4761.83	1685	6.949%	-2.552%
57.4	5304.91	212.196	5092.71	1642	6.796%	-2.680%
58.9	5665.44	226.618	5438.82	1598	6.473%	-2.691%
60.5	6032.14	241.286	5790.86	1555	5.303%	-2.508%
62.1	6352.01	254.081	6097.93	1516	5.334%	-2.573%
63.7	6690.83	267.633	6423.19	1477	5.119%	-2.640%
65.3	7033.35	281.334	6752.01	1438	4.317%	-2.643%
66.8	7336.98	293.479	7043.5	1400	4.367%	-2.857%
68.4	7657.35	306.294	7351.06	1360	4.333%	-2.500%
70.0	7989.16	319.567	7669.59	1326	-----	-----

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE CAMBIOS DE FRECUENCIA POZO 4 ÁREA NORTE



Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

RESULTADOS TASAS DE FLUIDO CON CAMBIOS DE FRECUENCIA POZO 4 NORTE.

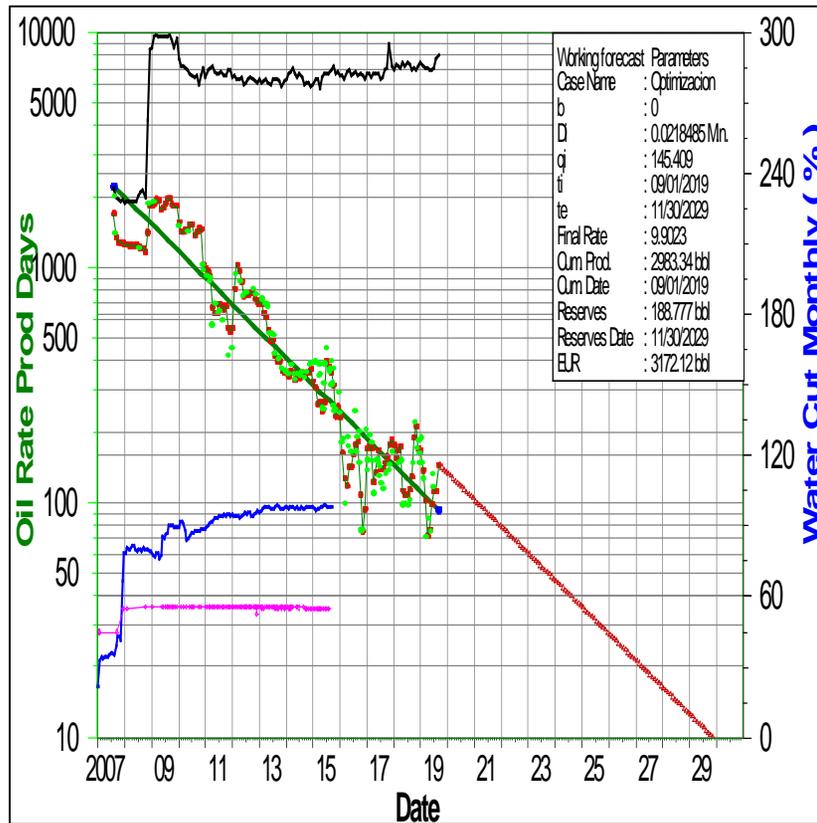
Frecuencia (Hz)	Tasa de líquido (STB/day)	Tasa de aceite (STB/day)	Tasa de agua (STB/day)	Pwf (psi)	%dQI	%dpwf
40.0	3798.6	75.9718	3722.62	2474	12.590%	-1.132%
41.6	4276.85	85.537	4191.32	2446	14.355%	-1.349%
43.2	4890.79	97.8157	4792.97	2413	12.392%	-1.575%
44.7	5496.88	109.937	5386.94	2375	10.687%	-1.347%
46.3	6084.34	121.687	5962.65	2343	8.797%	-1.451%
47.9	6619.56	132.391	6487.17	2309	8.391%	-1.386%
49.5	7174.99	143.5	7031.49	2277	8.450%	-1.537%
51.1	7781.26	155.625	7625.63	2242	8.220%	-1.650%
52.6	8420.86	168.417	8252.44	2205	4.732%	-1.179%
54.2	8819.32	176.386	8642.93	2179	5.149%	-1.193%
55.8	9273.41	185.468	9087.94	2153	5.618%	-1.440%
57.4	9794.36	195.887	9598.47	2122	5.966%	-1.555%
58.9	10378.7	207.574	10171.2	2089	3.904%	-1.245%
60.5	10783.9	215.678	10568.2	2063	3.426%	-1.066%
62.1	11153.4	223.068	10930.3	2041	3.811%	-1.225%
63.7	11578.5	231.569	11346.9	2016	4.178%	-1.438%
65.3	12062.3	241.245	11821	1987	4.512%	-1.409%
66.8	12606.5	252.131	12354.4	1959	2.615%	-1.225%
68.4	12936.2	258.723	12677.4	1935	2.710%	-1.034%
70.0	13286.8	265.735	13021	1915	-----	-----

Fuente: elaboración propia, con base: software PROSPER.

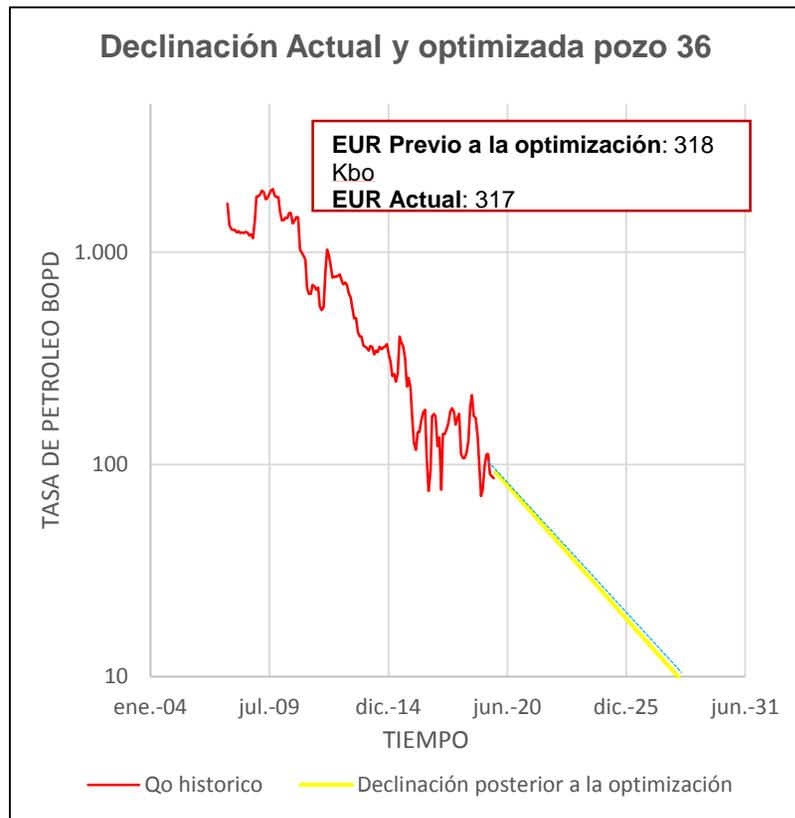
ANEXO C

GRÁFICAS DE DECLINACIÓN A CONDICIONES ACTUALES Y OPTIMIZADAS

- Pozo 36 en OFM y Excel.

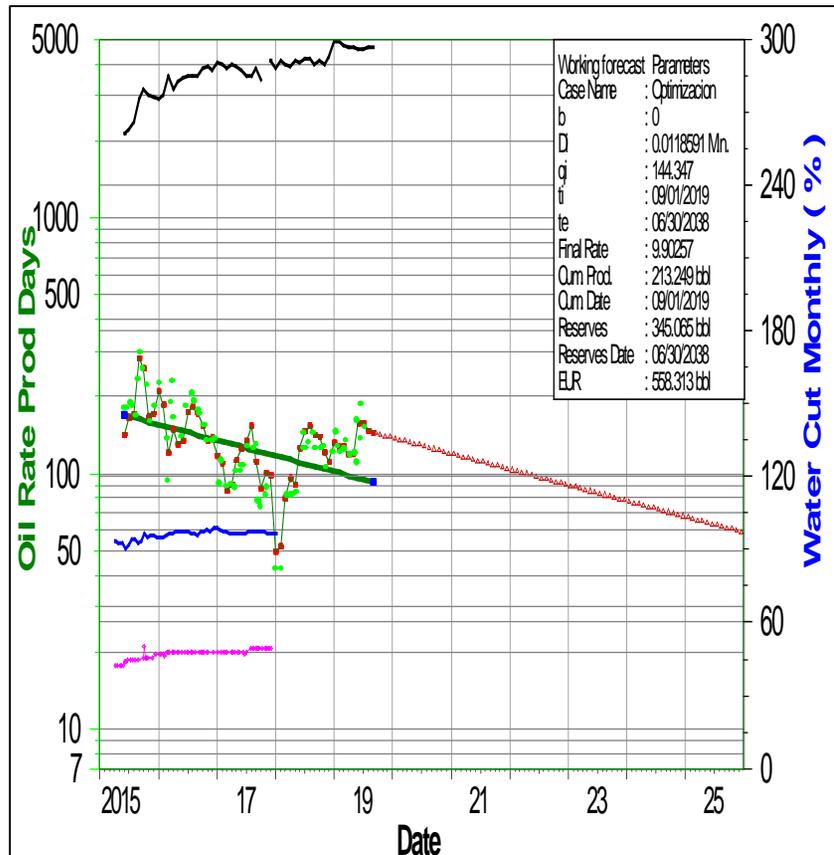


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

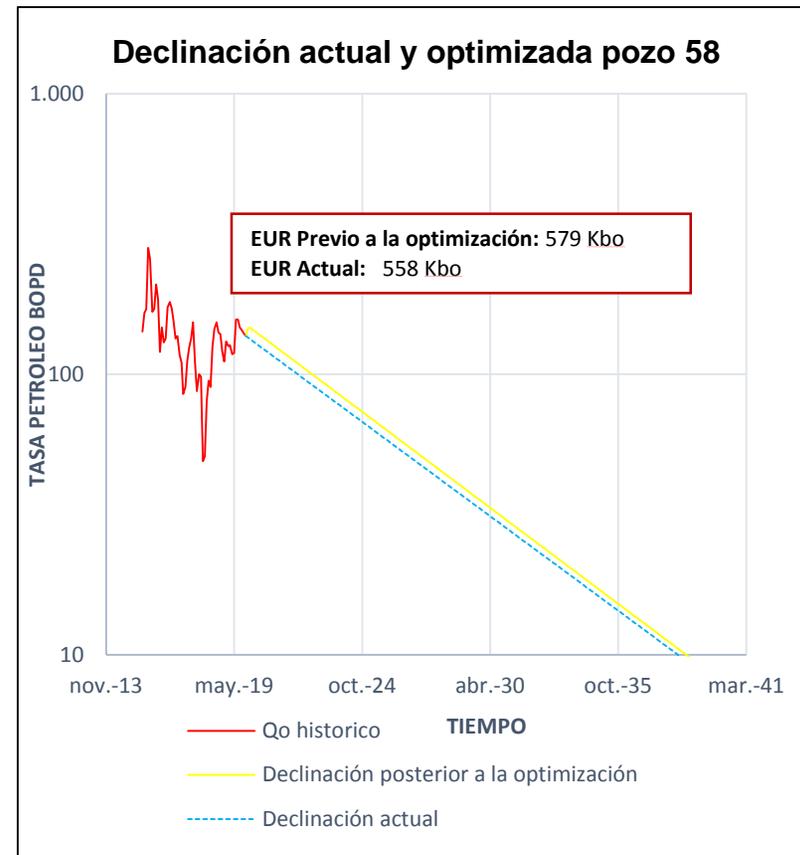


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

GRÁFICAS DE DECLINACIÓN A CONDICIONES ACTUALES Y OPTIMIZADAS POZO 58 EN OFM Y EXCEL.

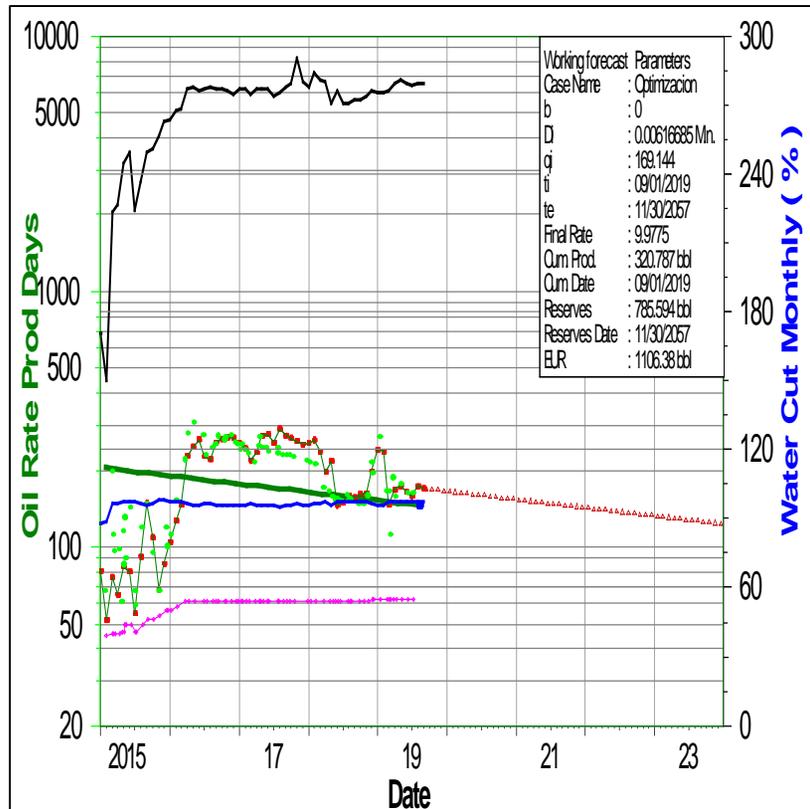


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

GRÁFICAS DE DECLINACIÓN A CONDICIONES ACTUALES Y OPTIMIZADAS POZO 51 EN OFM Y EXCEL

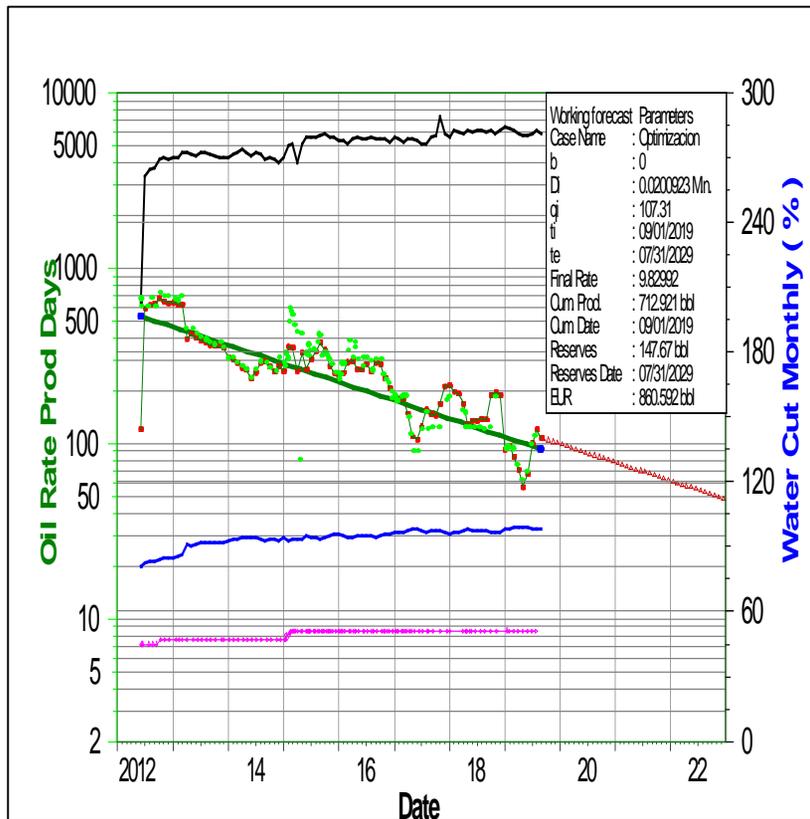


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

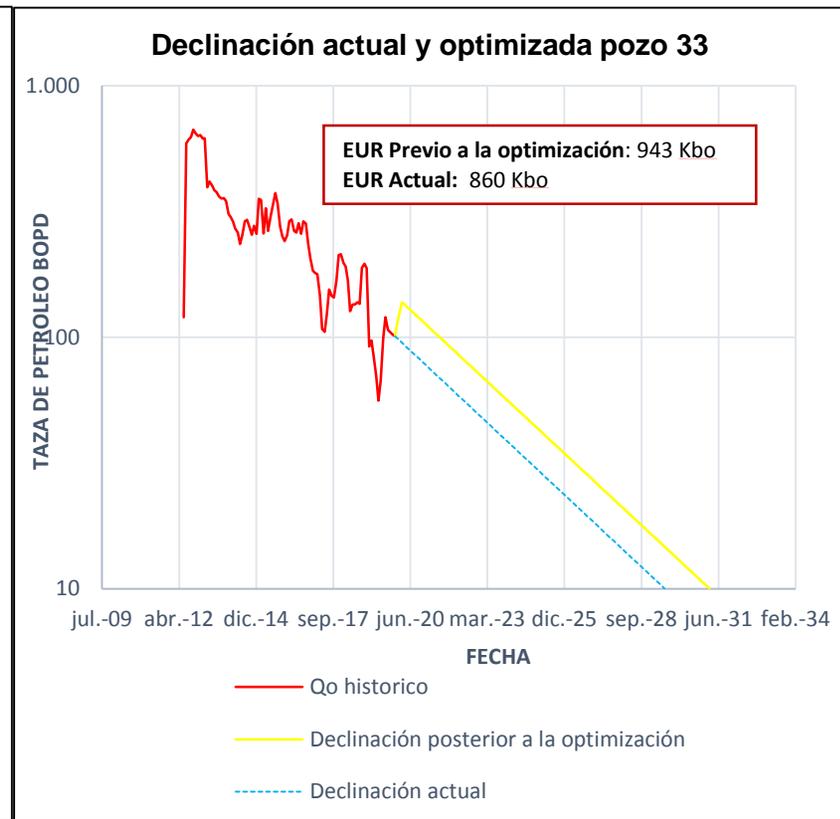


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

GRÁFICAS DE DECLINACIÓN A CONDICIONES ACTUALES Y OPTIMIZADAS POZO 33 EN OFM Y EXCEL

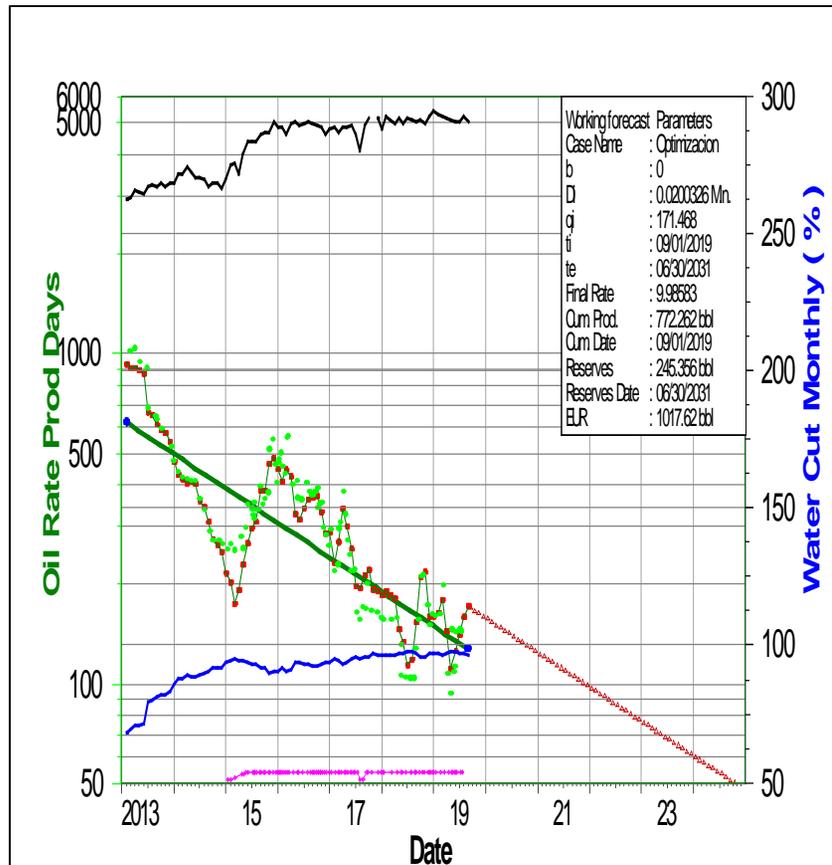


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

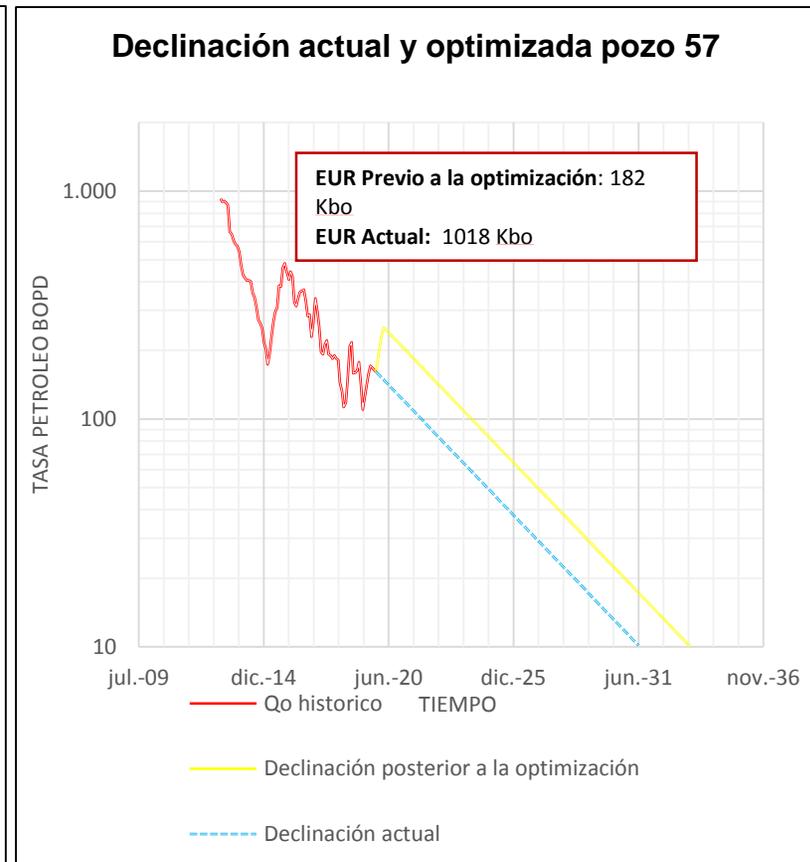


Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.

GRÁFICAS DE DECLINACIÓN A CONDICIONES ACTUALES Y OPTIMIZADAS POZO 57 EN OFM Y EXCEL



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.



Fuente: elaboración propia, con base: OFM software.