

DETERMINACIÓN DEL CAUDAL ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL
ANÁLISIS NODAL PARA EL CONTROL EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO
ASOCIADA AL MEJORAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL
CAMPO RUBIALES

MARÍA PAULA MUÑOZ RODRÍGUEZ
CRISTHIAN ANDRÉS PEÑA PARDO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2.020

DETERMINACIÓN DEL CAUDAL ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL
ANÁLISIS NODAL PARA EL CONTROL EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO
ASOCIADA AL MEJORAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL
CAMPO RUBIALES

MARÍA PAULA MUÑOZ RODRÍGUEZ
CRISTHIAN ANDRÉS PEÑA PARDO

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

Director:
ADRIÁN CAMILO FAJARDO MOLINA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2.020

Nota de Aceptación

Oscar Arenas

Arnul Paz

Bogotá D.C., Mayo de 2.020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigación

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

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

A nuestras familias por su amor y apoyo incondicional durante esta etapa de nuestras vidas.

A la Vicepresidencia Regional Oriente de ECOPETROL S.A. por permitirnos desarrollar este trabajo, esperando que sea de gran utilidad para el área y el crecimiento de la Compañía. Al ingeniero John A. León por permitir de igual manera el desarrollo exitoso del proyecto.

A nuestro director Adrian C. Fajardo, brindamos un especial agradecimiento por dirigir y orientar con dedicación este proyecto, siempre con el ánimo de guiarnos en nuestro crecimiento profesional.

A los orientadores y miembros del comité de la Fundación Universidad de América, por impulsarnos a desarrollar un proyecto con altos estándares de calidad.

Finalmente, a todas las personas que indirectamente hicieron posible la culminación de este trabajo, entre los cuales se resalta la colaboración de Andrés Rojas B.

DEDICATORIA

A mis padres Liliana y Rubén por nunca dejarme dejar de soñar, por su apoyo incondicional para hacer de mí una mejor persona, sus enseñanzas y soporte dieron las bases para mi futuro; una vez más son partícipes de otro gran logro que obtengo en este camino llamado vida.

Dedico este trabajo a mi hermana, por su inigualable lealtad a través de estos años, por sus palabras de aliento y fortaleza que siempre guarda para mí, por ser ejemplo y guía de mis pasos y así mismo fuente de inspiración.

A luz Marina Tunjano, dedico igualmente este trabajo, por su soporte e impulso a desarrollarme en este campo laboral, por su ética y cariño que han estado presentes durante toda mi formación.

Para Danilo Vega quien me conforta y estuvo conmigo durante todo este proceso, por tus consejos y amor incondicional, por vivir esta vida a mi lado y siempre mostrarme que se puede amar más.

A mis compañeros y amigos presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron conmigo sus historias y llevamos juntos en nuestras almas recuerdos de momentos inolvidables.

Dedico finalmente este trabajo a todas aquellas queridas personas en que vivo.

MARÍA PAULA MUÑOZ RODRÍGUEZ

DEDICATORIA

“La motivación es el empuje del éxito, el éxito es la plenitud de la vida y la vida no sería vida si no existiera una familia”

Lleno de alegría y regocijo dedico este proyecto a mis padres Francely y Raimundo por haber formado la persona que soy en la actualidad, muchos de mis logros, incluyendo este proyecto se los debo a ustedes. Me formaron con reglas y restricciones, pero al final de cuentas, me motivaron constantemente para alcanzar mis metas.

La vida se encuentra plagada de retos y obstáculos con el fin de enseñarnos que juntos es más fácil superar cualquier cosa que se interponga en nuestro camino, por eso dedico este trabajo a mis hermanos Lina y Sebastián que siempre me han apoyado y están ahí cuando los necesito, espero que el destino nunca nos separe.

El ingrediente del éxito es mezclar correctamente el conocimiento y la sabiduría, son la receta perfecta para alcanzar la plenitud, cuando se finaliza un libro, el conocimiento ha aumentado un poco, pero cuando se habla con las personas que lo han visto todo, se empieza a obtener la sabiduría, por eso dedico este proyecto a mis abuelos Margarita, Hermelina, Alirio y Lucio, que siempre tienen una palabra de aliento cuando las cosas se ponen difíciles y con una simple mirada, cambian la manera de entender la vida.

El mundo cambia permanentemente y la única manera de sobrevivir a esto es adaptarnos siempre buscando ser la mejor versión de nosotros mismos, por eso dedico este proyecto a Lina Rocio, que con su amor incondicional me motiva a superarme y enfrentar los retos que la vida me propone.

El camino al éxito está lleno de fracasos, erróneamente en cada fracaso sentimos que es el fin, es por esto que no es bueno estar solos en los momentos donde la vida se pone difícil, así que dedico este proyecto a todos mis familiares y amigos, hacen que este camino sea más agradable, sencillo y llevadero, sin ustedes el mundo solo sería un lugar frío y sin gracia.

CRISTHIAN ANDRÉS PEÑA PARDO

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. MARCO TEÓRICO	28
1.1 PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS DE PETRÓLEO	28
1.1.1 Causas de la producción de agua.	29
1.1.1.1 Conificación de agua.	29
1.1.1.2 Avance del contacto agua-petróleo.	30
1.1.1.3 Zonas de alta permeabilidad.	31
1.1.1.4 Fracturas inducidas en acuíferos.	33
1.2 ANÁLISIS NODAL	35
1.2.1 Caudal.	35
1.2.2 Índice de Productividad	35
1.2.3 Curvas IPR.	36
1.3 CALCULOS DE DRAWDOWN	37
1.3.1 Daño de pozo.	37
1.3.2 Radio Efectivo del pozo.	38
1.3.3 Geometrías de flujo.	38
1.4 SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	39
1.4.1 Teoría de operación del BES.	39
1.4.2 Componentes del sistema BES.	39
1.4.2.1 Componentes en fondo.	40
2. METODOLOGÍA Y DATOS	42
2.1 ETAPA 1: SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO	43
2.1.1 Adquisición de información.	43
2.1.1.1 Geología del Campo.	43
2.1.1.2	44
2.1.2 Selección de los pozos de estudio.	44
2.1.2.1 Causas de la inactivación del pozo.	44
2.1.2.2 Espaciamiento areal entre pozos.	45
2.1.2.3 Corte de agua.	45
2.2 ETAPA 2: SIMULACIÓN PARA COTEJO HISTÓRICO	46
2.2.1 Construcción del funcionamiento actual en el simulador.	46
2.3 ETAPA 3 SIMULACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN	48
2.3.1 Optimización del caudal.	48
2.4 ETAPA 4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN	48
2.5 HERRAMIENTA DE MODELAMIENTO NUMÉRICO	48
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	49
3.1 ETAPA 1: SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO	49
3.1.1 Información inicial.	49

3.1.2 Espaciamiento a real.	50
3.1.2.1 ZONA A.	51
3.1.2.2 ZONA B.	51
3.2 ETAPA 2: SIMULACIÓN PARA COTEJO HISTÓRICO	54
3.2.1 Construcción del caso de simulación.	54
3.2.2 Análisis nodal.	59
3.3 ETAPA 3. SIMULACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN	68
3.4 ETAPA 4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN	86
4. CONCLUSIONES	93
5. RECOMENDACIONES	95
BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXOS	99

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Datos para la selección de pozos	100
Anexo B. Datos De Los Estados Mecánicos De Los Pozos	101

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Clasificación del crudo según la densidad API	32
Cuadro 2. Propiedades de roca y fluidos del Campo Rubiales.	43
Cuadro 3. Propiedades del yacimiento del Campo Rubiales.	44
Cuadro 4. Parámetros operativos de la bomba	73

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación de Darcy para el cálculo de caudal.	35
Ecuación 2. Ecuación del índice de productividad	36
Ecuación 3. Ecuación del caudal aplicado a las curvas IPR.	36
Ecuación 4. Ecuación del caudal aplicado a las curvas IPR.	37
Ecuación 5. Ecuación de la variación de la presión causada por el daño.	38

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Conificación de agua en pozos verticales y horizontales.	29
Figura 2. Avance del agua por conificación	30
Figura 3. Elevación de WOC	30
Figura 4. Avance del agua por elevación del WOC	31
Figura 5. Intrusión de agua por zonas de alta permeabilidad	32
Figura 6. Avance del agua por altas permeabilidades	33
Figura 7. Fracturas inducidas en acuíferos	34
Figura 8. Avance del agua por fracturas inducidas en acuíferos	34
Figura 9. Componentes BES	40
Figura 10. Diagrama de flujo metodología de trabajo.	42
Figura 11. Ubicación de los pozos en Rubiales	51
Figura 12. Sección: tubulares del simulador	55
Figura 13. Sección: desviaciones del simulador	55
Figura 14. Sección: levantamiento artificial del simulador	56
Figura 15. Sección: completamientos del simulador	58
Figura 16. Estado mecánico del pozo A1	59
Figura 17. Historial de producción Pozo A1	69
Figura 18. Historial de producción Pozo A2	70
Figura 19. Historial de producción Pozo A3	72
Figura 20. Curva catálogo de la bomba BES TE11.000	74
Figura 21. Historial de producción Pozo A4.	74
Figura 22. Historial de producción Pozo A5	77
Figura 23. Historial de producción Pozo B2	79
Figura 24. Historial de producción Pozo B3	80
Figura 25. Historial de producción Pozo B4	82
Figura 26. Historial de producción Pozo B5	84
Figura 27. Historial de producción Pozo B6	85

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento del corte de agua con la inactivación de los pozos	53
Gráfica 2. Rendimiento de la bomba BES	57
Gráfica 3. Caudal de producción Vs variaciones en frecuencia de la bomba	57
Gráfica 4. Curva IPR y VLP Pozo A1 estado actual	60
Gráfica 5. Curva IPR y VLP Pozo A2 estado actual	61
Gráfica 6. Curva IPR y VLP Pozo A3 estado actual	62
Gráfica 7. Curva IPR y VLP Pozo A4 estado actual	62
Gráfica 8. Curva IPR y VLP Pozo A5 estado actual	63
Gráfica 9. Curva IPR y VLP Pozo B2 estado actual	64
Gráfica 10. Curva IPR y VLP Pozo B3 estado actual	65
Gráfica 11. Curva IPR y VLP Pozo B4 estado actual	66
Gráfica 12. Curva IPR y VLP Pozo B5 estado actual	66
Gráfica 13. Curva IPR y VLP Pozo B6 estado actual	67
Gráfica 14. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A1	69
Gráfica 15. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A2	71
Gráfica 16. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A3	72
Gráfica 17. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A4	75
Gráfica 18. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A5	76
Gráfica 19. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B2	78
Gráfica 20. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B3	81
Gráfica 21. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B4	81
Gráfica 22. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B5	83
Gráfica 23. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B6	84
Gráfica 24. Optimización del WOR	87
Gráfica 25. Optimización del petróleo	88
Gráfica 26. Optimización del agua	89

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información básica del pozo	49
Tabla 2. Primera prueba de producción	49
Tabla 3. Segunda prueba de producción	50
Tabla 4. Delta de pruebas	50
Tabla 5. Información adicional	50
Tabla 6. Pozos seleccionados para el proyecto	52
Tabla 7. Resultados de las simulaciones	91

ABREVIATURAS

API	Gravedad API del crudo
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
Cp	Centi Poises
csg	Casing
Ft	Pies
GE	Gravedad Específica
GOR	Relación gas petróleo
ID	Diámetro interno
In	Pulgadas
IP	Índice de productividad
J	Índice de productividad
K	Permeabilidad
Kh	Permeabilidad horizontal
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
Kv	Permeabilidad vertical
mD	Mili Darcy
MD	Profundidad medida
OD	Diámetro externo
Pb	Presión de Burbuja
PSI	Pound per square inch
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pyto	Presión de yacimiento
Qmax	Caudal máximo
Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
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
TVD	Profundidad vertical verdadera
Tyto	Temperatura de yacimiento
μ_o	Viscosidad del crudo
μ_w	Viscosidad del agua
WHP	Well Head Pressure
WHT	Well Head Temperature
WOC	Water Oil Contact
WOR	Water Oil ratio

GLOSARIO

ACUÍFERO 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 práctico¹.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE: 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 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 superficie².

COTEJO: consiste en la comparación entre dos cosas visibles con el fin de apreciar diferencias y similitudes entre sí.³

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 absoluta⁴.

CURVA INFLOW: es una representación del comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento⁵.

CURVA OUTFLOW: es una curva que representa el comportamiento de levantamientos de fluidos⁶.

DENSIDAD: es la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia, la densidad del petróleo se puede medir en recipiente calibrado denominado picnómetro⁷.

¹ BERMUDEZ,MAYRA. Acuífero Activo. MAYO. [Consultado el Feb 28,2020]. Disponible en: https://prezi.com/39mqlqok_vy5/acuífero-activo/

² FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA. Bombeo Electrosumergible (Bes) Como Método De Levantamiento Artificial Para La Completación del Pozo Anaconda 2 Ubicado En el Oriente Ecuatoriano. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL, 2014.

³ Real Academia Española virtual [Consultado el Mar 20,2020]. Disponible en: <https://dle.rae.es/cotejar?m=form>

⁴ MADRID,M. Curvas De Permeabilidad Relativa Parte I: Introducción. Portal del Petróleo.

⁵ por Marcelo Hirschfeldt. Análisis De Un Sistema De Producción Y Análisis NODAL. 2009.

⁶ Ibid.

⁷ PARIS DE FERRER,Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 2001.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO: es una variación en el volumen que se da debido a la aplicación de un exceso de presión en un sistema de petróleo subsaturado⁸.

FORMACIÓN 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 vertical⁹.

GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO: es la relación existente entre la densidad absoluta de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia, donde esta última para el caso de los líquidos es el agua y para los gases es el aire. La gravedad API denota la relación correspondiente de peso específico y de la fluidez de los crudos con respecto al agua a temperaturas iguales¹⁰.

MOVILIDAD: es la facilidad con la que un fluido se mueve dentro de un yacimiento, es la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca con respecto a un fluido dividido la viscosidad del mismo¹¹.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA: Es aquella que se mide cuando un fluido satura el 100% del espacio poroso. Normalmente se utiliza aire o agua para determinar la permeabilidad absoluta¹².

POZO INACTIVO: Dentro del Sistema de Manejo de Integridad de Pozos, se considera un pozo inactivo, cuando por alguna razón operativa el pozo es cerrado a producción/inyección y presenta una o dos válvulas cerradas y bloqueadas en la dirección de flujo. Para efectos de regulación (Resolución 181495 de septiembre de 2009 Ministerio de Minas y Energía, Artículo 6, modificado por la Resolución 40048 de enero de 2015) un pozo inactivo es aquel que no está realizando ninguna función en el momento, pero que puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonado definitivamente. Dentro de las operaciones de Ecopetrol S.A. un pozo debe mantenerse en condición de Inactivo hasta un periodo máximo de seis (6) meses consecutivos, periodo durante el cual se debe monitorear el pozo de acuerdo a lo recomendado en este documento. Posterior a este periodo, La Gerencia del

⁸ ESCOBAR, Freddy Humberto, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Ed. Universidad Surcolombiana, Colombia. 334 p.

⁹ Schlumberger. Oilfield Glossary en Español. [Consultado el 28 de febrero de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>

¹⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 2001.

¹¹ Ibid.

¹² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 2001.

Activo debe determinar el plan a seguir con el pozo, si será reactivado, suspendido o candidato para abandono definitivo, previo análisis de riesgo de integridad de las barreras.

POZO SUSPENDIDO: Se considera un pozo suspendido cuando ha sido aislado al flujo de producción/inyección mediante la instalación de un elemento o herramienta en fondo del pozo (mecánica o tapón de cemento). Para este caso la SCSSV (Surface Controlled Sub-Surface Valve) no se considera un elemento de aislamiento para un pozo suspendido. Para efectos de regulación (Resolución 181495 de septiembre de 2009 Ministerio de Minas y Energía, Artículo 32, modificado por la Resolución 40048 de enero de 2015) “Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo”. “Artículo 32. Suspensión temporal de pozos perforados o terminados. El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, prorrogable por un término igual con la debida justificación.”

PRESIÓN: corresponde a la sumatoria de fuerzas físicas aplicadas por cada unidad área. En lo que respecta a la industria de petróleo y gas, es de suma importancia establecer las variables de presión en los diferentes nodos que se pueden estudiar durante la vida de cada pozo¹³.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO: hace referencia a la presión medida en el fondo de cualquier pozo tomada desde los intervalos cañoneados mientras aquel pozo se encuentra activo (en producción) a condiciones de flujo gobernadas por un estrangulador¹⁴.

PRESIÓN DE YACIMIENTO: es la presión que ejercen los fluidos presentes (crudo, agua y gas) en los espacios porosos de un yacimiento¹⁵.

PRODUCCIÓN 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 productiva¹⁶.

¹³ Ibid.

¹⁴ Ibid.

¹⁵ Schlumberger Oilfield Glossary (2017). Presión de yacimiento. Recuperado de: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_pressure.aspx

¹⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 2001.

RAZÓN DE MOVILIDAD: se representa con la letra “M” y se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante sobre la movilidad de la fase desplazada. Los valores de M varían entre 0,02 y 2.00 teniendo como referencia el 1.00. Es decir, si $M < 1$ es una movilidad favorable, de lo contrario es una movilidad desfavorable¹⁷.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO 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 yacimiento¹⁸.

VISCOSIDAD: es la resistencia que opone un fluido al flujo, generalmente medida en centipoises, esta resistencia es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas tratan de moverse entre sí. Estas varían de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento¹⁹.

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 atrapado 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)²⁰.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ Ibid.

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

RESUMEN

El Campo Rubiales, caracterizado por ser de los campos con mayor producción de petróleo de Colombia, también es conocido por su excesiva producción de agua, en muchos casos esta producción sobrepasa por mucho la capacidad de tratamiento en las facilidades de superficie y muchos pozos productores dejan de ser rentables para la industria. El procedimiento de Ecopetrol ante estos casos es realizar una prueba de producción y cerrar la operación de los pozos, luego, darles un tiempo de estabilización a los fluidos del yacimiento y abrir el pozo de nuevo a producción.

Después de un tiempo prudente de producción, donde el caudal ya esté estabilizado, se realiza otra prueba de producción y se determina si hay una reducción de la cantidad de agua en el fluido total. En caso de no ser así, Ecopetrol toma la decisión de abandonar estos pozos.

Mantener los pozos inactivos durante el periodo de estabilización es una actividad de alto riesgo, debido a que no hay un aseguramiento en superficie ya sea con válvulas o tapones y se pueden presentar influjos de fluido del yacimiento como lo sucedido en el Pozo Lizama ST2, por lo que la Agencia Nacional de Hidrocarburos le exige a Ecopetrol tomar una decisión con los pozos que estén en estado de inactividad.

En el proyecto se seleccionan 10 pozos bajo condiciones específicas, que hayan sido reactivados para realizar una revisión histórica de la producción y determinar las condiciones de operación en las que cada pozo tuvo su mejor desempeño. Se utiliza un software especializado en análisis nodal que requiere como información de entrada el estado mecánico completo de cada pozo y algunas condiciones del yacimiento y de los fluidos de producción, con las pruebas de producción más recientes se realiza la sensibilidad del simulador para que pueda reproducir estos escenarios con un error menor al 5%.

A continuación, variando la frecuencia de operación de las bombas del BES, se realizan simulaciones hasta encontrar el escenario de producción de cada pozo donde tuvo su mejor desempeño, para reproducirlo con las condiciones actuales del yacimiento y determinar las condiciones más óptimas para seguir explotando el reservorio. Por último, se realiza una comparación para cuantificar la mejora en el fluido de producción pozo a pozo verificando una reducción en el WOR.

PALABRAS CLAVE: BES, WOR, Análisis nodal, Frecuencia de operación, Pozo Inactivo, Pozo Abandonado.

ABSTRACT

Rubiales Oilfield, is known for being one of the highest production fields in Colombia and for its excessive water production, in many cases this production far exceeds the treatment capacity in surface facilities and many wells stop being profitable for the industry. Ecopetrol's procedure in these cases is to carry out a production test and close the operation of the wells, then give a stabilization time to the reservoir fluids and open the well back to production.

After a prudent production time where the flow is already stabilized, another production test is carried out and it determines if there is a reduction in the amount of water in the total fluid, if not, Ecopetrol makes the decision to abandon these wells.

Maintaining the wells inactive during the stabilization period is a high risk activity, due to despite the surface controls with valves or plugs, it can be influxes of fluid from the reservoir, as happened in the Lizama ST2 Well, therefore that the National Hydrocarbons Agency requires Ecopetrol to make a decision with the wells who are in a state of inactivity.

The project selects 10 well under specific conditions, that have been reactivated to carry out a historical review of production and determine the operating conditions in which each well had its best performance. A specialized nodal analysis software is used that requires as input data the complete mechanical state of each well and some properties of the reservoir and the production fluids, with the latest production tests the sensitivity of the simulator is performed so that it can reproduce these scenarios with an error of less than 5%.

Then, by modifying the operating frequency of the ESP pumps, the simulator find the production scenario of each well where it had its best performance, to reproduce it with the current conditions of the reservoir and determine the most optimal conditions to continue exploiting the reservoir. Finally, a comparison is made to quantify the improvement in the production fluid from well to well, verifying a reduction in the WOR.

KEY WORDS: ESP, WOR, Nodal Analysis, Operating Frequency, Inactive Well, Abandoned Well.

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más comunes asociados al paso del tiempo y a la depletación de los yacimientos de hidrocarburos tiene que ver con la alta producción de agua. El agua limita la producción de petróleo, ya sea debido a la capacidad del manejo del agua en las facilidades de superficie o por la corrosión, incrustaciones y otros problemas asociados a la producción de la misma. Pero existen prácticas que llevan a aumentar este problema, como el no saber la frecuencia de operación óptima para las bombas del sistema de levantamiento artificial, lo que causa una sobreproducción que puede dañar yacimiento y generar altos corte de agua. Esto llevando a intensificar las intervenciones a pozo aumentando los costos operacionales para las Compañías Operadoras²¹.

Este estudio evaluará específicamente la optimización del corte de agua de producción, mediante un análisis nodal en el subsuelo con el fin de determinar los caudales o presiones de operación, a través del ajuste de las frecuencias de las bombas del sistema de levantamiento artificial (SLA) por bombeo electrosumergible. La opción más rentable para la compañía es llevar a cabo el análisis nodal, para evitar que la producción de fluidos se realice por encima de la capacidad que el yacimiento puede ofrecer, sin necesidad de realizar inversiones en equipos ni accesorios. La metodología propuesta será realizada en 10 pozos del Campo Rubiales de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde específicamente, la Compañía Operadora ha encontrado problemas.

Este proyecto cobra una importancia relevante ya que Ecopetrol ha tomado la decisión de inactivar una cantidad considerable de pozos, a causa de la alta producción de agua en el campo y debido a que actualmente la capacidad de tratamiento se encuentra limitada, sin embargo, al mantenerlos inactivos, se pueden tomar decisiones como realizar tratamientos o esperar a una redistribución de fluidos en el yacimiento; la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha solicitado la reactivación y/o abandono de los pozos que se encuentren en estado de inactividad por un tiempo superior a seis meses, por lo cual, Ecopetrol decidió estudiar algunos pozos seleccionados que hayan sido cerrados a causa de la excesiva producción de agua, para determinar si variando las frecuencias de las bombas se puede encontrar un caudal óptimo de producción que sea económicamente viable para el campo.

Aunque el aumento de la producción de agua es un proceso normal del reservorio, se pueden implementar practicas o técnicas para reducirla y en el caso de este proyecto se busca desarrollar tres posibles escenarios: primero, buscar el caudal

²¹ MONROE, Steve; MOHANAN, Reshmy y HILL, Freeman Lee. SPE, 2012.

óptimo en donde se pueda aumentar la producción de petróleo a una determinada tasa de agua; segundo, reducir la producción de agua; o tercero, aumentar la producción de petróleo y reducir la producción de agua simultáneamente, obteniendo de cualquiera de estos, resultados favorables para la Compañía Operadora.

Partiendo de una revisión bibliográfica para el proyecto, se seleccionaron algunos antecedentes, como el artículo científico publicado en SPE en el año 2.012 sobre el manejo de agua y la tendencia a incrementar su producción en la industria de petróleo y gas, donde se estableció en el año 2.011 que los costos directos e indirectos para el manejo de una excesiva producción de agua equivalen a más de \$50 mil millones al año para el sector hidrocarburífero a nivel mundial²²; otros autores mencionan en su estudio de estrategias de manejo de yacimientos de crudo pesado empujados por acuífero activo, una metodología para la comprensión de las causas de la disminución gradual de la producción en función de la permeabilidad relativa y del daño de formación, donde para todos los pozos del Campo Ocelote, disminuyen su productividad en el rango del 20 al 60% del corte de agua debido al efecto de la permeabilidad relativa²³. Hasani en el año 2.008 realiza una herramienta para el diagnóstico de la producción excesiva de agua utilizando la tendencia de la gráfica de WOR, con lo cual concluye que la ruptura del agua para la conificación ocurre más rápidamente en pozos horizontales en comparación con pozos verticales a medida que se produce más agua, así, el corte de agua avanza progresivamente, pero a diferente escala según la desviación de los pozos²⁴.

El objetivo general del proyecto es determinar el caudal óptimo de producción mediante el análisis nodal para el control de la producción de crudo asociada al mejoramiento de la relación agua - petróleo en el Campo Rubiales; y para el desarrollo del proyecto se plantean objetivos específicos de la siguiente forma:

- Seleccionar pozos de la campaña de reactivación del campo para el estudio de la mejora del WOR bajo criterios específicos.
- Simular el historial de producción desde la reactivación de los pozos seleccionados y la predicción del comportamiento futuro de la producción con los actuales caudales de operación.
- Calcular el caudal y la presión óptimos mediante procesos de simulación, donde se obtenga una producción de agua controlada.

²² HILL, Freeman. MONROE, Steve. MOHANAN, Reshmy. Water Management – An Increasing Trend in the Oil and Gas Industry SPE-154720. 2012

²³ Larry A. Prentt, Anker Giovanni Duarte, William M. Charry. A new management strategy for dead oil reservoirs with a strong aquifer SPE-132698-MS. 2010

²⁴ Majd Ahmed Al Hasani, Saif Sahid Al, Rashid Al Maamari, Majid Ahmed Al-Wadhahi. Diagnostics of excessive water production in horizontal wells using WOR plots. IPTC-11958-MS. 2008

- Comparar entre la predicción de la producción con el caudal actual de operación y el caudal optimizado, considerando la reducción del corte de agua y/o los cambios de producción de petróleo.

Con el proyecto se busca mejorar la relación de la producción agua petróleo, tomando como caso de estudio 10 pozos del Campo Rubiales que hayan sido recientemente reactivados, luego de un periodo de inactividad, para tener información de producción antes y después de la reactivación y con propiedades petrofísicas de roca reservorio muy similares.

La selección de los pozos de estudio se realiza a partir de la campaña de reactivación de la empresa Ecopetrol S.A., donde se tiene en cuenta que estos deben tener un tiempo de producción actual superior a 100 días, la causa de la inactivación debió ser exclusivamente por una excesiva producción de agua, el WOR que se reporta por pozo debe ser superior al promedio del campo y finalmente estos deben estar perforados dentro de un radio de máximo 1.5 km en superficie.

Una vez seleccionados los pozos, se procede a la revisión de datos petrofísicos del yacimiento y de los fluidos que contiene, con el fin de ajustar el simulador mediante el daño de pozo con un error de cotejo del comportamiento actual inferior al 5%, para posteriormente hacer la revisión en la producción histórica de los pozos y así reproducir el mejor escenario con respecto al WOR que se tuvo en cada pozo. Finalmente comprar la mejora en la relación agua - petróleo del estado actual con el escenario seleccionado de producción una vez desarrollada la optimización.

1. MARCO TEÓRICO

Durante la descripción de marco teórico, se relacionan los principales conceptos generales y consideraciones teóricas con las que se sustenta el presente proyecto de grado.

1.1 PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS DE PETRÓLEO

Los sistemas petrolíferos se conforman con fluidos propios almacenados en la roca reservorio, los más comunes son el agua, el aceite y el gas, sin embargo, se tienen modelos de fluido en los que solo son saturados por líquidos como lo son el agua y el crudo, por lo cual, al llevar a cabo la extracción de dichos fluidos, es necesario estimar la relación que existe entre ambos ya que siempre se busca tener una producción de agua controlada.

La excesiva producción de agua en pozos de petróleo se da por múltiples razones y se evidencia que es aún más pronunciada en yacimientos maduros debido a la configuración en los fluidos del reservorio, dicha producción se estima globalmente con un promedio de nueve barriles de agua en superficie, por cada barril de petróleo²⁵, lo que traduce costos para la separación de los fluidos, el tratamiento del agua y la disposición de la misma, abriendo así la posibilidad de abandonar pozos con estas características en cuanto al recobro de los fluidos.

Adicionalmente es necesario tomar en consideración un acuífero activo como principal mecanismo de producción, debido a que este tipo de empuje se manifiesta en los pozos productores que cuando se tiene un crudo pesado, evidenciando la tendencia a dejar conificar el agua a través de él a medida que aumenta el contacto agua petróleo (WOC) y avanza hacia los intervalos cañoneados de la arena productora.

La identificación de la fuente y las causas por las que se produce el agua en pozos productores es esencial para de esta forma poder atacar el problema ajustándose a las necesidades del pozo; según el método del análisis de producción de agua, diagnóstico y diseño de la solución denominado Six Sigma, los pasos que se han aplicado a diversos campos del mundo son la recopilación de datos y el análisis de la confiabilidad de los mismos, la determinación de las causas de la producción de agua no deseada, el análisis de los posibles problemas mecánicos del pozo, el análisis de las causas relacionadas con el área de drenaje, el análisis de las causas relacionadas con el reservorio y finalmente la selección de acciones correctivas y preventivas.²⁶

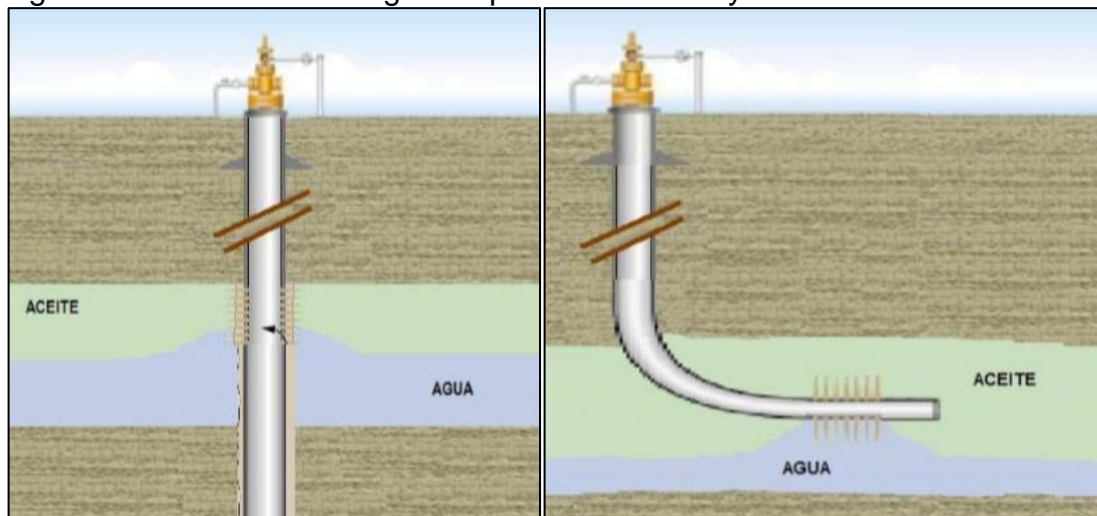
²⁵KIM, Amos. Excessive Water Production: Causes & Diagnostic. Halliburton. Marzo 2013.

²⁶ C.M., Reyes. A Reability-Based Systemic Method for Water Production Analysis, Diagnosis and Solution Design. Universidad Central de Venezuela. SPE 138935. Diciembre 2010.

1.1.1 Causas de la producción de agua. La producción excesiva de agua puede aparecer en los pozos productores durante las pruebas iniciales de producción o a medida que transcurre el tiempo de explotación del reservorio, por lo cual una debida caracterización del yacimiento se vuelve vital para la determinación de las causas potenciales y de ese modo poder plantear las soluciones más efectivas según sea el caso.

1.1.1.1 Conificación de agua. Es asociado a yacimientos con un mecanismo de empuje por acuífero activo, por lo cual cuando los completamientos de los pozos se hacen cercanos al WOC, se genera un diferencial de presión que absorbe el agua hacia los intervalos abiertos del cañoneo como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Conificación de agua en pozos verticales y horizontales.

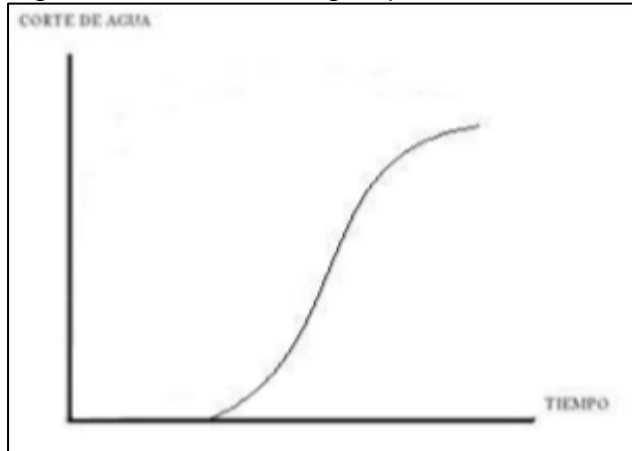


Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1998. SPE 37810

Para evitar este tipo de conos de agua provenientes del acuífero, es necesario tener una producción muy controlada que no sobrepase las tasas recomendadas en función de los diferenciales de presión que se generan en la cara del pozo.

Un factor clave para que ocurra este tipo de intrusión de agua, es una alta permeabilidad vertical en las formaciones que permitan el paso del fluido a los intervalos cañoneados, por lo cual las técnicas para identificar la conificación del agua incluyen la toma de registros eléctricos resistivos para calcular la profundidad del acuífero, información geológica, caracterización de las rocas mediante la toma de núcleos y un seguimiento al historial de producción de agua, como se muestra en la Figura 2.

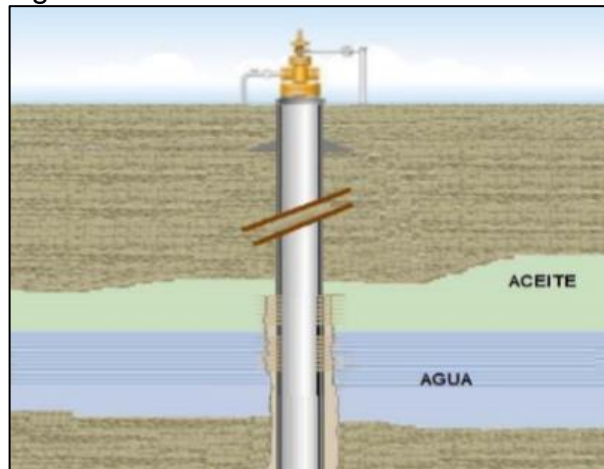
Figura 2. Avance del agua por conificación



Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1998. SPE 37810

1.1.1.2 Avance del contacto agua-petróleo. Al interconectar el subsuelo con la superficie se libera presión del yacimiento, por lo cual los fluidos tienen la tendencia a ascender a través del pozo y por organización de densidades en fondo, el agua empuja al aceite hacia arriba como se muestra en la Figura 3. Con el paso del tiempo de explotación de las reservas, el contacto agua – petróleo se va elevando y en algunos casos alcanza los intervalos disparados.

Figura 3. Elevación de WOC

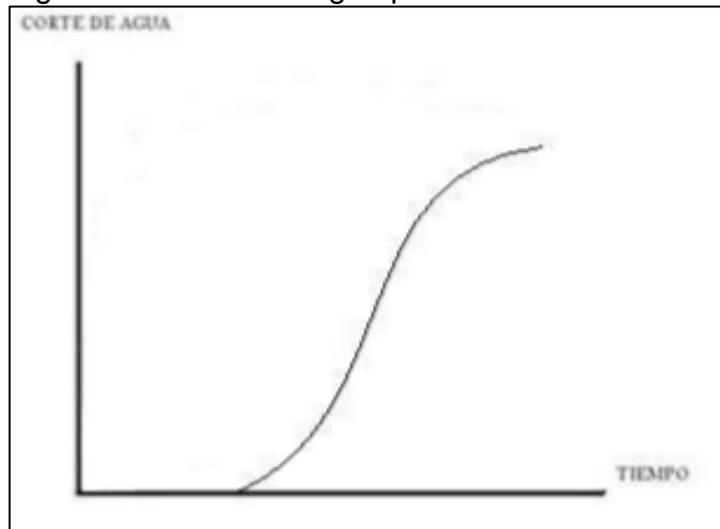


Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1998. SPE 37810

Esta causa de excesiva producción de agua se determina conociendo propiedades del yacimiento tales como la porosidad, la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal, descartando de este modo otras causas potenciales que pueden ser más sencillas de identificar.

El comportamiento de la producción de agua a través del tiempo cuando el WOC se eleva hasta los intervalos cañoneados, se muestra con una pendiente inicial no tan pronunciada donde se tenía producción de agua por la presencia del acuífero y en seguida de esto se realiza progresivamente como se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Avance del agua por elevación del WOC



Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1998. SPE 37810

Como prevención del problema resulta sencillo planear desde la etapa inicial de la perforación, completamientos que se puedan cerrar gradualmente con el fin de tener una producción por zonas selectivas, aprovechando la implementación de camisas y empaques dentro de la configuración del pozo cuando se espera que ocurra un evento de inundación de la capa productora una vez caracterizado el yacimiento.

1.1.1.3 Zonas de alta permeabilidad. Las formaciones en general se consideran heterogéneas en cuanto a la distribución de las propiedades, por lo cual se observan variaciones de permeabilidad y porosidad a lo largo de la capa productora; adicionalmente, cuando se tiene un crudo pesado o extrapesado clasificado en el Cuadro 1, se produce un efecto en el que el agua al ser mucho menos densa, se canaliza a través del aceite y fluye más rápidamente hacia el pozo.

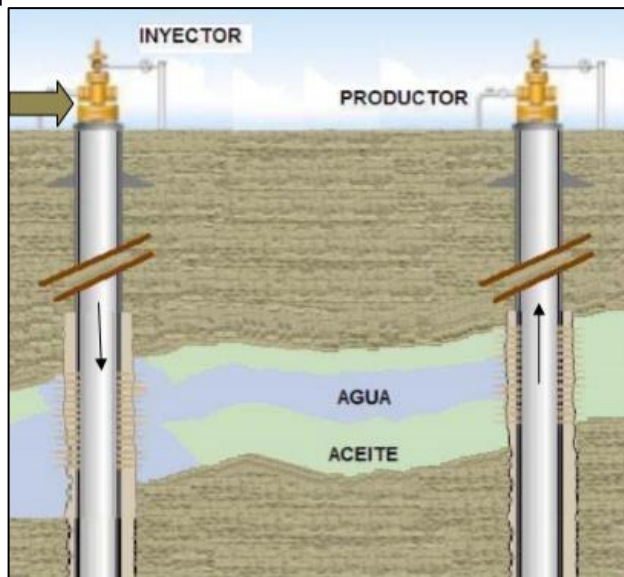
Cuadro 1. Clasificación del crudo según la densidad API

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

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO DE BRASIL (ANP, 2.000).

Cuando se tiene mecanismos de recobro secundario que involucran inyección de agua para aumentar la recuperación de petróleo, es decir, existen arreglos donde hay pozos inyectoros y pozos productores, el problema se evidencia donde el agua inyectada a presión crea canales de conexión con el pozo productor con mayor facilidad como se muestra en la Figura 5. Esto se presenta cuando la razón de movilidad se aleja de 1 y el agua tiene un mejor desplazamiento a través del medio poroso.

Figura 5. Intrusión de agua por zonas de alta permeabilidad



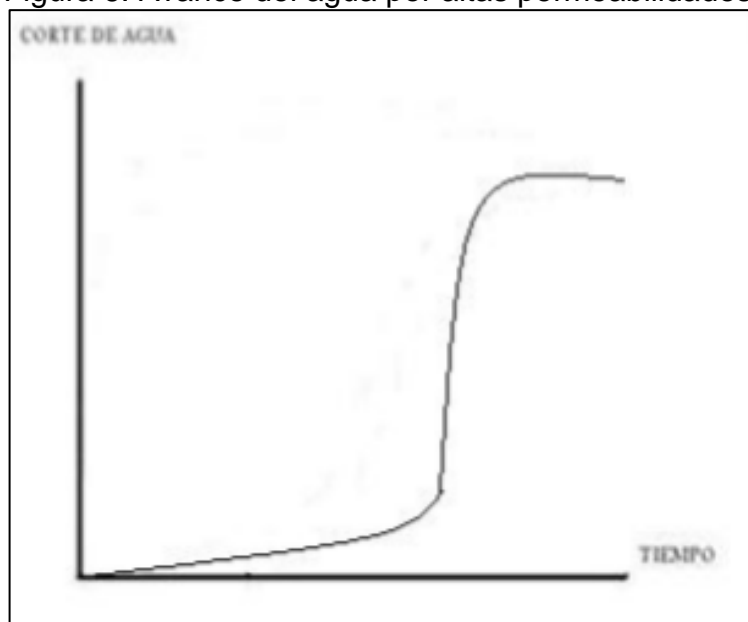
Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1.998. SPE 37810

En el caso en donde no se tienen pozos inyectoros cercanos al pozo que está produciendo agua excesivamente, se implementa el gradiomanómetro como

herramienta para su determinación por medio de registros de producción, ya que, al identificar la densidad de los fluidos obtenidos en superficie, se establece su proveniencia. Así mismo, se puede realizar una inspección radioactiva en el pozo; en caso contrario, se aplica un análisis químico y físico de las propiedades del agua que se encuentra inyectando con respecto a la que se está produciendo o se utilizan trazadores radioactivos que permiten identificar la fuente del fluido.

El comportamiento típico de la producción de agua debido a altas permeabilidades se caracteriza por un acelerado y repentino incremento en el corte de agua como se observa en la Figura 6, que representa el corte de agua a medida que transcurre la producción en la vida del pozo.

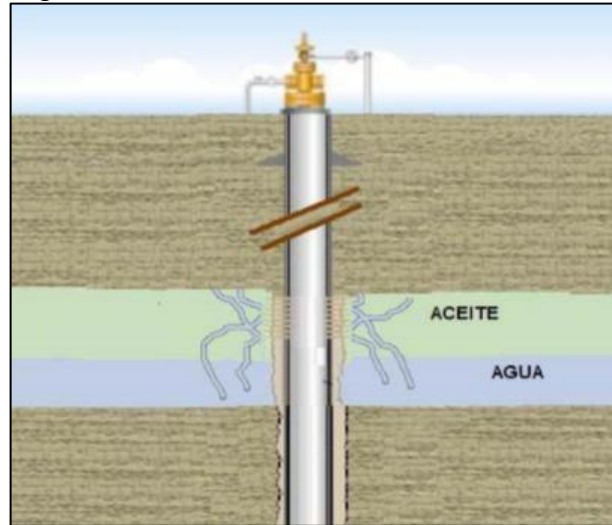
Figura 6. Avance del agua por altas permeabilidades



Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1.998. SPE 37810

1.1.1.4 Fracturas inducidas en acuíferos. Con la implementación de técnicas de acidificación matricial o fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad de la roca, es posible generar fracturas en zonas no planeadas ilustrado en la Figura 7, permitiendo incluso la interconectividad del acuífero con la formación productora e incrementando considerablemente la producción de agua.

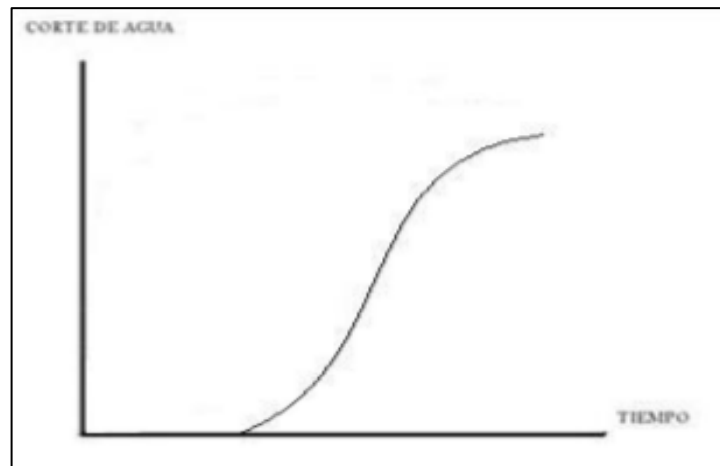
Figura 7. Fracturas inducidas en acuíferos



Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1.998. SPE 37810

Para la determinación de este causal se evidencia que el incremento del agua producida, se da inmediatamente después de realizar el tratamiento a la formación como se evidencia por ejemplo en la Figura 8, donde el pozo desde el cual se realizó el análisis venía con un corte de agua prácticamente nulo y seguido a eso se tiene una producción excesiva de agua.

Figura 8. Avance del agua por fracturas inducidas en acuíferos



Fuente: M. AZARI, M. SOLIMAN." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1.998. SPE 37810

1.2 ANÁLISIS NODAL

Es el análisis del sistema de producción con el fin de optimizar dicho sistema para obtener la mayor eficiencia de la tasa de producción. Consiste en la división de diferentes puntos de control o nodos desde el yacimiento hasta el cabezal, entre los cuales se producen cambios de presión; uno de sus principales usos es la predicción de los efectos de depletación de reservorios donde se pueden estimar presiones y caudales de flujo hacia el pozo.

Para llevar a cabo los cálculos de la presión en un análisis nodal, se tiene en cuenta que el yacimiento cuenta con mayor presión debido a los mecanismos de empuje propios del reservorio y que de esta manera, tiene a declinar a medida que el fluido se aproxima a la superficie.

1.2.1 Caudal. Describe el volumen de fluido que se mueve en una unidad de tiempo, siendo una variable primordial a la hora de estudiar el comportamiento de un reservorio, para calcularlo es necesario partir de la Ley de Darcy, la cual tiene en cuenta ciertas consideraciones para su aplicabilidad, sin embargo, para el cálculo de la tasa de producción es el método más aplicado en la industria de petróleo y gas.

Ecuación 1. Ecuación de Darcy para el cálculo de caudal.

$$q_o = \frac{0.00708 * K_o * h * (P_f - P_{wf})}{\mu_o * B_o * (\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S)}$$

Fuente: BROWN, Kermit (1980). Optimización de la producción de pozos de gas y petróleo por nodos, sistemas analíticos, Oklahoma, Estados Unidos: Universidad de Tulsa, p.5.

Donde:

Ko= Permeabilidad efectiva del aceite (md)

h= Espesor neto efectivo (pies)

Pr= presión promedio del yacimiento (psia)

Pwf= Presión de flujo en la cara de pozo al centro del intervalo cañoneado (psia)

qo= Caudal de flujo del petróleo (STB/día)

re= Radio de drenaje (pies)

rw= Radio del pozo (pies)

S= Daño asociado al pozo

μo= Viscosidad promedio a la presión de (Pe – Pwf) (cp)

Bo= Factor volumétrico promedio a la presión de (Pe – Pwf)

1.2.2 Índice de Productividad. Representado como “J”, hace referencia a la capacidad de producir que tiene un pozo en su máximo potencial.

Ecuación 2. Ecuación del índice de productividad

$$J = \frac{q}{Pr - Pwfs}$$

Fuente: L.P. DAKE (1998). Fundamentos de la ingeniería de yacimientos, La Haya, Países Bajos: Shell aprendizaje y desarrollo, p.4.

Donde:

q_0 = Caudal (STB/día)

P_r = presión promedio del yacimiento (psia)

P_{wfs} = Presión de flujo en la cara de pozo al centro del intervalo cañoneado (psia)

1.2.3 Curvas IPR. Por sus siglas en ingles se refiere al Inflow performance Relationship que se traduce en la relación del rendimiento del influjo. Para la determinación de una Curva IPR se asume que no existe producción de agua en el pozo, sin embargo, es posible aplicar este método a pozos con producción de agua. El procedimiento fue desarrollado por la Compañía Petrobras y se fundamenta en la ecuación de Vogel y una producción constante de flujo de agua.

Las ecuaciones para generar las curvas se derivan a partir se basan en:

- La presión de fondo de pozo a un caudal total constante.
- El caudal del pozo a una presión de fondo conocida.

Adicionalmente se debe considerar como se comporta la presión de fondo fluyendo con respecto a la presión de burbuja de yacimiento, de esta manera de calcula el caudal de petróleo en cada caso:

- Presión de fondo de pozo menor a la presión de burbuja, $P_{wf} < P_b$

Ecuación 3. Ecuación del caudal aplicado a las curvas IPR.

$$q_0 = J * (Pr - P_{wf})$$

Fuente: BROWN, Kermit (1980). Optimización de la producción de pozos de gas y petróleo por nodos* sistemas analíticos, Oklahoma, Estados Unidos: Universidad de Tulsa, p.430.

b. Presión de fondo de pozo mayor a la presión de burbuja, $P_{wf} > P_b$.

Ecuación 4. Ecuación del caudal aplicado a las curvas IPR.

$$q_o = q_b + (q_{max} - q_b) * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2$$

Fuente: BROWN, Kermit (1980). Optimización de la producción de pozos de gas y petróleo por nodos* sistemas analíticos, Oklahoma, Estados Unidos: Universidad de Tulsa, p.430.

Donde:

q_o = Caudal de flujo del petróleo (STB/día)

q_b = Caudal de flujo a la presión de burbuja (STB/día)

P_b = Presión de burbuja (psia)

q_{omax} = Máximo caudal de flujo del petróleo (Vogel) (STB/día)

J = Índice de productividad (BBL/día/psi)

1.3 CALCULOS DE DRAWDOWN

La prueba de presión de DrawDown consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo determinado utilizando múltiples tasas de producción estabilizadas. La prueba inicia cerrando el pozo productor hasta que la presión en fondo de pozo se estabilice, a continuación, se abre lentamente el pozo a una tasa constante registrando las mediciones de presión versus el tiempo.

La prueba se realiza para determinar: permeabilidad del yacimiento, el daño de formación (skin) y el volumen del yacimiento, además de la transmisividad, eficiencia de flujo, efecto de almacenamiento, geometría del yacimiento y el volumen de drenaje. El procedimiento se realiza a pozos nuevos, pozos que ha sido cerrados o que estén inactivos y pozos exploratorios candidatos a pruebas extensas²⁷.

1.3.1 Daño de pozo. Cuando se perfora un pozo, la invasión de los fluidos hacia la formación causa una disminución en la permeabilidad en las zonas aledañas al pozo, esto hace que se genere una caída de presión adicional a la que se obtendría en condiciones normales. Además, la estimulación para incrementar la productividad de un pozo, ocasiona que la caída de presión esperada sea menor²⁸.

²⁷ ESCOBAR, Freddy Humberto, Análisis Moderno de Pruebas de presión, Ed. Universidad Surcolombiana, Segunda edición, marzo 2.009, 490 p.

²⁸ ESCOBAR, Freddy Humberto, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Ed. Universidad Surcolombiana, Colombia. 334 p.

Ecuación 5. Ecuación de la variación de la presión causada por el daño.

$$\Delta P_s = \frac{141,2 * q * \mu * \beta}{k * h} * S$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto, Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos, Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana, p.334

Donde;

ΔP_s : Caída de presión causada por el daño

q: Tasa de producción

μ : Viscosidad

β : Factor volumétrico del petróleo

k: Permeabilidad absoluta

h: Espesor de la arena de interés

S: Factor de daño ó Skin

1.3.2 Radio Efectivo del pozo. Valor del radio del pozo que produce resultados equivalentes a los obtenidos utilizando un factor daño de cero. Es posible representar desviaciones del comportamiento ideal mediante el uso del factor de daño nulo, como alternativa, cambiando el valor del radio efectivo del pozo. Para un factor de daño positivo, el radio efectivo del pozo es menor que el radio real del mismo. Para un factor de daño negativo, tal como el que se obtiene frecuentemente después de la estimulación del pozo, el radio efectivo del pozo es mayor que el radio real del pozo²⁹.

1.3.3 Geometrías de flujo. Se identifica mediante una respuesta transitoria de presión que se reconoce más fácilmente en la representación logarítmica de la derivada del cambio de presión. El régimen de flujo más fácilmente reconocido es el flujo radial, el cual produce una derivada constante o plana. El flujo esférico, que puede ser el resultado de una terminación con entrada limitada, tiene una pendiente característica de -1/2 en la derivada. El almacenamiento del pozo comienza con una pendiente unitaria del cambio de presión y, a continuación, la derivada se dobla hasta alcanzar una forma convexa característica. El flujo lineal producido por el flujo hacia una fractura o un pozo horizontal largo tiene una pendiente de la derivada de +1/2. El flujo bilineal es el resultado de una fractura con conductividad finita y tiene una pendiente de la derivada de +1/4³⁰.

²⁹RAMSEY, Mark, Oilfield Glossary en Español, SCHLUMBERGER Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_wellbore_radius.aspx

³⁰ RAMSEY, Mark, Oilfield Glossary en Español, SCHLUMBERGER Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_wellbore_radius.aspx.

1.4 SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

La selección de una bomba de levantamiento es una parte esencial del completamiento del pozo, una mala selección de la bomba puede acarrear problemas de producción de arenas, sobreproducción o simplemente que la bomba no sea lo suficientemente capaz para el trabajo del pozo en la que será designada. A continuación, se explica el funcionamiento y los componentes de las bombas BES.

1.4.1 Teoría de operación del BES. El sistema de Bombeo Electro sumergible (Electrical Sumergible Pump BES) está conformado por una Bomba Centrífuga de múltiples etapas conectada a un motor eléctrico. Las bombas centrífugas no desplazan una cantidad específica de fluido, como hacen las bombas de desplazamiento positivo, pero a diferencia de estas, las BES crean una presión constante que incrementa el levantamiento del líquido hasta la superficie. La cantidad de fluido que pasa a través de la bomba puede variar de acuerdo a la presión sostenida en el sistema. La cantidad de fluidos necesaria y la presión para levantar líquidos a la superficie están determinadas por el tipo y cantidad de etapas en la bomba.

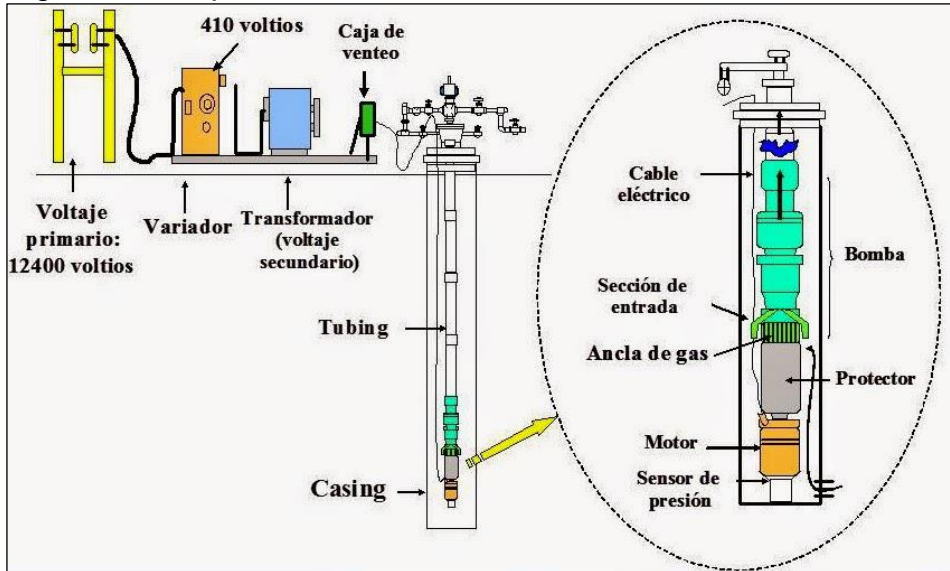
Las bombas trabajan en el hueco del pozo suspendido de la sarta de producción, por lo tanto, si la unidad de BES falla, la tubería de producción y la bomba deben ser sacadas juntas para reparación o cambios en el completamiento. La energía es suministrada por un cable eléctrico trifásico que puede ser plano o redondo en caso de espacios limitados con asilamiento y con una armadura, este cable va desde la superficie hasta el cabezal del pozo y de ahí sujeto a través de toda la tubería de producción hasta llegar al motor. El sistema típico de bombeo electro sumergible lleva los siguientes componentes.

1.4.2 Componentes del sistema BES. Como se puede observar en la Figura 9, tenemos un sistema BES donde se incluyen los componentes de superficie y fondo. Un sistema de bombeo eléctrico sumergible BES consiste de un motor conectado en series a una bomba centrífuga y colocado en el fondo de la tubería de producción.

La operación fundamental del sistema de levantamiento artificial BES es crear y mantener una caída de presión, permitiendo que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo y luego sean bombeados a la superficie.

Aunque los sistemas BES tienen una tasa de producción limitada, comparada a otros sistemas de levantamiento artificial, el sistema BES tiene la opción de manejar múltiples caudales de producción por encima de cualquier otro método de levantamiento artificial.

Figura 9. Componentes BES



Fuente: Métodos de Producción de Petróleo. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html>

El sistema está asociado típicamente con aplicaciones de altos caudales, altos cortes de agua en excesos de 100.000 barriles de fluido por día (BFPD); sin embargo, algunos sistemas pueden operar a menos de 1.000 BFPD, y si es diseñado adecuadamente, un sistema BES puede además manejar gas y fluidos corrosivos.

1.4.2.1 Componentes en fondo. Los elementos que se deben bajar en el tubing de producción para la correcta instalación del sistema BES son los siguientes.

a. Bomba Centrífuga multi-etapas: cada etapa consiste de una parte rotaria: el Impulsor y una parte estacionaria: el difusor. El impulsor provee energía en forma de velocidad al fluido a ser bombeado. El difusor transforma la energía cinética en presión antes de re-direccionar el fluido dentro del siguiente impulsor hacia arriba.

El número total de etapas determinará la presión que manejará la bomba a una frecuencia constante generada por el motor.

b. Intake o Separador de gas: el fluido entra a la bomba a través del Intake que está sujeto con pernos justo debajo de la bomba, si hay un alto volumen de gas libre presente, debe ser separado del fluido de producción antes de entrar a la bomba.

c. Protector: el protector, también llamado Sección Sellante, está localizado inmediatamente arriba del motor, éste aísla el aceite refinado del motor De los fluidos del pozo y equaliza presiones del reservorio con la presión interna del motor.

d. Motor Eléctrico: El motor eléctrico que provee energía a la bomba está localizado al final del ensamble BES. El motor es energizado eléctricamente a través del cable de potencia.

e. Sensor de fondo: se encarga de medir la presión en el fondo del pozo.

f. Cable de potencia: la energía eléctrica es transmitida al motor por un cable especial diseñado el cual se extiende desde la cabeza del motor hacia el cabezal del pozo y va sujeto a lo largo de la tubería de producción con bandas o clamps. A pesar que el cable redondo es más usado, a veces se usan cables planos cuando el espacio entre el tubing y el diámetro interno del casing es limitado.

g. Otros: son elementos como acoples, guías de motor, camisas, adaptadores, entre otros, necesarios para que el ensamble quede sólido y apto para el trabajo.

1.4.2.2 Componentes en superficie: Son los elementos que están en superficie para el monitoreo y control del correcto funcionamiento del sistema BES.

a. Caja de venteo: también conocida como Junction box, provee un punto de conexión en la superficie desde el controlador del motor y el cable de potencia que viene de la cabeza del pozo, es un punto que permite realizar pruebas fácilmente de chequeos eléctricos de equipos BES de fondo.

b. Control Panel/Switchboard o Variable Speed Drive System: es panel controlador del motor para aplicaciones de velocidad variable, incluye dispositivos para controlar y proteger el motor y provee flexibilidad de uso con las siguientes funciones: arrancar el motor, relés de protección de sobre/baja corriente, circuit-breakers, llevar registros de monitoreo y una carta registradora de amperaje para propósitos de diagnósticos.

c. Transformador elevador (xfrm step up): es un dispositivo en el cual el voltaje de la corriente alterna puede ser modificado. Está formado por un núcleo de hierro rodeado por bobinas de alambre con aislamiento. Generalmente, el núcleo y las bobinas están inmersos en aceite, sirviendo éste como aislamiento y refrigeración del transformador.

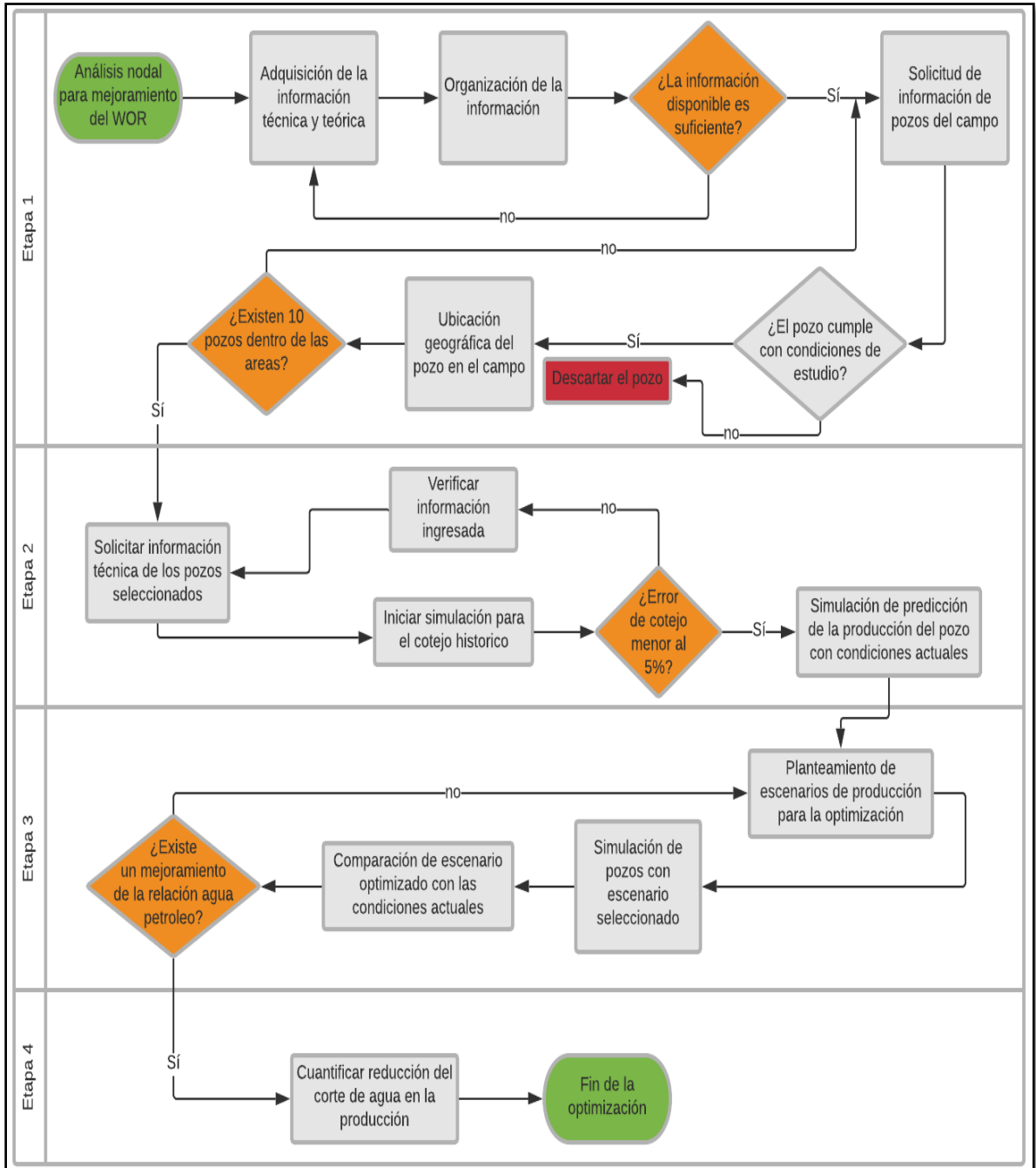
e. Variador: es un equipo en donde se puede modificar la frecuencia de la corriente que llega al motor de fondo para poder variar el torque y la velocidad de operación de la bomba.

f. Voltaje primario: es en donde se genera la energía suficiente para abastecer el pozo y todos los equipos necesarios para su correcta operación ya sea que se esté conectado al sistema eléctrico nacional o exista un generador en el sitio donde está ubicado el pozo.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para el desarrollo del trabajo de grado, la cual cuenta con diferentes etapas consecutivas teniendo en cuenta los alcances del proyecto y la delimitación planteada.

Figura 10. Diagrama de flujo metodología de trabajo.



Fuente: elaboración propia

2.1 ETAPA 1: SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO

En esta etapa se describe la geología del campo, el área de trabajo y se realiza la selección de los pozos candidatos a estudio.

2.1.1 Adquisición de información. Dominar la información referente al campo petrolero permite desarrollar de forma más clara y acertada la finalidad del proyecto, por lo que la conformación geológica del reservorio a través del tiempo, las características petrofísicas del yacimiento y de los fluidos que lo saturan y finalmente los pozos con los que se va a trabajar, permiten al presente trabajo de grado determinar el caudal óptimo de producción al mejorar la relación agua - petróleo mediante un análisis nodal.

2.1.1.1 Geología del Campo. En cuanto a los aspectos geológicos del campo, es necesario realizar la revisión de la conformación geológica del sistema petrolífero. Se inicia con la formación Gachetá, que es la roca madre o generadora de la cuenca llanos orientales, sus adecuadas propiedades de altas presiones y temperaturas en un ambiente de depositación fluvial ocurrido en la edad geológica del Oligoceno, presentan las condiciones necesarias para transformar la materia orgánica en hidrocarburo; posterior a esta se encuentran los procesos de migración que llevan a los fluidos a contenerse en la formación carbonera, que es la roca almacén o reservorio, con una litología de areniscas cuarzosas.

Las características petrofísicas como sus espesores a lo largo del yacimiento pueden ir variando dependiendo de la presencia de fallas estructurales o estratigráficas o debido a la manera en que ocurrió la deposición; también se estudian porosidades y permeabilidades descritas en el Cuadro 2, que permiten el almacenamiento de fluidos y la disposición de la roca al flujo de los mismos. La saturación de los fluidos es muy relevante dado que, Rubiales solo cuenta con agua y crudo como fluidos del reservorio.

Cuadro 2. Propiedades de roca y fluidos del Campo Rubiales.

PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Porosidad Promedio (%)	30,7
Permeabilidad Promedio (Md)	5.000
Relación Kv/Kh	0,8
Gravedad API del Crudo	11,2 - 14,5
Viscosidad del Crudo (Cp)	150 - 700
Presión Punto de Burbuja (psi)	127,5
Salinidad del Agua de Formación (ppm Cl)	800 - 1.000

Fuente: ECOPETROL S.A., Presentación, Vicepresidencia Regional Oriente, Campo Rubiales.

Las estructuras geológicas de cualquier yacimiento se conforman finalmente por límites de no flujo que eviten la migración de los fluidos a otras zonas, por lo cual quedan confinados en la arena productora, en el caso de este campo se tiene la formación Carbonera y la formación León como roca sello de arenas arcillosas; al mismo tiempo se describe como un yacimiento con un tipo de trampa estratigráfica y un ángulo de buzamiento de 1°, las propiedades del reservorio se describen en el Cuadro 3.

Cuadro 3. Propiedades del yacimiento del Campo Rubiales.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Profundidad Promedio (pies)	2.800
Espesor Total Promedio (pies TVD)	200
Espesor Neto Promedio (pies TVD)	35
Temperatura del Yacimiento (°F)	155
Presión Inicial del Yacimiento (psi)	1.200

Fuente: ECOPETROL S.A. Presentación, Vicepresidencia Regional Oriente, Campo Rubiales.

2.1.1.2 Pozos del Campo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) solicitó a las Compañías Operadoras el compromiso de reactivación o abandono de pozos cerrados que superaran los dos años de inactividad, con el fin de asegurar la integridad de los mismos para evitar posibles migraciones de fluidos a superficie como ocurrió en el Campo La Lizama, por lo cual, Ecopetrol S.A. ha venido ejecutando un plan de reactivación de pozos con un costo anual de 7 millones de dólares (USD); en este plan se adecuan un total de 336 pozos del Campo Rubiales para volver a incorporar su producción, entre ellos 154 que ya se encuentran operando, se les han venido haciendo pruebas de producción para determinar la estabilización del caudal de los fluidos y así sacar el potencial de producción por pozo; los resultados arrojados por la pruebas establecen los barriles de fluido totales producidos por día, el caudal de crudo y agua en barriles por día, el porcentaje de BS&W y la relación agua - petróleo (WOR) a determinado ajuste en revoluciones por minuto (rpm) de las bombas de fondo del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

2.1.2 Selección de los pozos de estudio. Para finales del año 2.019, Rubiales contaba con 1.890 pozos perforados y alrededor de 700 activos, sin embargo, el estudio se centra en los pozos del campo que hayan sido seleccionados para la campaña de reactivación que cumplan con una determinada serie de condiciones descritas a continuación.

2.1.2.1 Causas de la inactivación del pozo. Diversos problemas operativos o técnicos durante la vida de producción de los pozos, hacen que estos puedan ser

candidatos a inactivar con el fin de tomar medidas correctivas si el costo de estas en algún punto se vuelve viable. Entre las razones más comunes que llevaron a los pozos pertenecientes de la campaña a cerrar su producción son: un elevado corte de agua, un exceso en el requerimiento energético que ofrecen los generadores, problemas en la bomba como poca eficiencia o daño operativo, sobrecarga en el motor del sistema de levantamiento o al superar la frecuencia máxima de operación autorizada por el campo.

La inactivación de pozos por alto WOR se traduce en una excesiva producción de agua con respecto a la producción de aceite, lo cual resulta en un gran problema para cualquier compañía, debido a que los equipos de superficie muchas veces no son lo suficientemente grandes para almacenar y/o tratar el agua, que finalmente debe reinyectarse, bien sea en las formaciones productoras para la restitución de presión del yacimiento como mecanismo recobro secundario o en formaciones seleccionadas para la disposición final; al extraer dicha agua del subsuelo, los procedimientos que deben realizarse pueden no ser económicamente viables, por lo que al cerrar un pozo productor se busca que, con el tiempo, los fluidos se reacomoden en el yacimiento, de acuerdo a sus densidades con un tiempo prudente de estabilización y de esta forma al reactivar el pozo se obtendrá una mayor producción de crudo.

Por lo anterior, se seleccionan 10 pozos como objetivo de estudio para la realización del proyecto, que deben haberse puesto en inactividad únicamente por una excesiva producción de agua para que al mejorar la relación agua – petróleo, se obtenga un beneficio económico y técnico en el funcionamiento del campo. Estos pozos deben tener más de 100 días de producción después de su reactivación para asegurar un flujo estable de producción.

2.1.2.2 Espaciamiento areal entre pozos. Se estima, a partir de la toma de sísmicas 2D y 3D, que el Campo Rubiales se encuentra en una gran estructura monoclinial con una distribución de fallas normales que generan limitaciones de flujo, por lo cual la interconectividad de las estructuras dependerá de las zonas sin discontinuidades.

El acuífero activo que actúa como mecanismo de producción principal del campo, afecta a la mayoría de las zonas de la Cuenca de los Llanos Orientales, pero por el ambiente de depositación fluvial, el contacto agua – petróleo (WOC) varía en sus profundidades, afectando de manera particular a cada sección del campo, es por esto que con el fin de evaluar las mismas características de los pozos de estudio, se determina que deben localizarse geográficamente en un espaciamiento igual o inferior a 1.5 km de radio, donde no deben existir fallas de tipo estructurales o estratigráficas en el área seleccionada.

2.1.2.3 Corte de agua. Con los datos de la producción total del campo, se calcula un WOR promedio de 32, lo que significa que por cada barril de crudo que se produce en superficie, se obtienen 32 barriles de agua. Cumpliendo con la finalidad

del proyecto en donde se han cerrado pozos por excesiva producción de agua, se determina que los pozos a evaluar deberán tener valores por encima del promedio del campo, dando así solución a casos críticos que representan una prioridad para Ecopetrol.

Una vez se obtiene la lista de los pozos más recomendables para optimizar, se prosigue con la implementación de un simulador que realiza el análisis nodal de cada pozo, para esto es necesario recopilar la siguiente información:

- Temperatura del yacimiento
- Presión del yacimiento
- Datos PVT del yacimiento
- Datos de pruebas de presión
- Estados mecánicos de los pozos seleccionados
- Surveys de los pozos
- Parámetros operacionales de las bombas electrosumergibles
- Presión en cabeza de pozo (WHP)
- Temperatura en cabeza de pozo (WHT)
- Historial de producción de los pozos seleccionados

Cada dato será relevante para el desarrollo del estudio, durante el proceso de simulación o los análisis de resultados que se obtendrán para comparar los diferentes escenarios propuestos. Al tener datos desde el yacimiento hasta el cabezal de cada pozo, se pueden alimentar con información los nodos de la simulación con el fin de obtener resultados verídicos y con un margen de error del 5% para cada caso.

2.2 ETAPA 2: SIMULACIÓN PARA COTEJO HISTÓRICO

Una vez hecha la selección de los pozos, se procede con la implementación del software para simular el comportamiento actual de las condiciones de producción.

2.2.1 Construcción del funcionamiento actual en el simulador. El análisis nodal por cada pozo seleccionado se realiza en la herramienta de simulación de producción, la cual permite determinar caudales óptimos para determinadas propiedades del yacimiento, diferentes configuraciones de completamiento y de los modelos de fluidos fijados en el simulador.

El procedimiento que permite la construcción del modelo del simulador viene dado por pasos organizados de la siguiente manera: Inicialmente se introduce la información general, en este paso el simulador configura el nombre del pozo, el estado en el que se encuentra (activo o inactivo) el tipo de pozo a optimizar (productor o inyector) y la configuración de las válvulas cheque, si permite el flujo en reversa, flujo directo, ambas o ninguna de ellas. Como segundo paso es

necesario introducir los datos de la tubería presente en el pozo, los revestimientos, las tuberías de producción y las características de cada una de ellas tales como, la profundidad hasta la que llegan, el diámetro interno (ID), el espesor de la tubería y la rugosidad de la misma, las cuales se rigen por tablas establecidas por el American Petroleum Institut (API).

Las desviaciones del pozo se introducen a continuación, a pesar de que el pozo sea vertical, horizontal o desviado y de este modo se va generando el estado mecánico dentro del software; posterior a esto, se configuran los equipos del pozo para lo cual se especifican empaques, válvulas, separadores, tapones y desviadores de flujo a sus determinadas profundidades. Se prosigue con los datos del sistema de levantamiento artificial que para este caso se utiliza un bombeo electrosumergible (BES) y se detalla el nombre del sistema, la profundidad a la que se encuentra, el modelo, el diámetro, la serie, caudal mínimo y máximo de operación, la frecuencia de la bomba, la velocidad de trabajo, las etapas y en caso de ser necesario se hacen correcciones por viscosidad, presencia de gas o un cálculo por cada etapa de la bomba.

El simulador evalúa el coeficiente de transferencia de calor entre la temperatura ambiente y el cabezal de pozo, así como con la temperatura de la superficie terrestre. Los completamientos se definen por su profundidad en el tope, a una altura media y de fondo determinando si dicho intervalo se encuentra activo o cerrado; en este punto también se describe el modelo de fluido, se determina el corte de agua, la densidad del agua, la gravedad API y correlaciones para la viscosidad.

Por último, se determinan equipos de superficie tales como, tubería, válvulas cheque, válvulas de choque, separadores de fases, bombas de generación, intercambiadores de calor, compresores, expansores, equipos de generación, multiplicadores, puntos de inyección, entre otros según los requerimientos de los puntos nodales.

Al momento de ajustar los parámetros de funcionamiento actual de cada pozo, el simulador lleva a cabo el análisis nodal para la optimización de la producción de fluidos del yacimiento, si la información es suficiente y correctamente detallada a la herramienta, deberá tener un error de cotejo del historial de producción menor al 5% y de esta forma se procede a estudiar las gráficas del modelo.

Entre las gráficas de los modelos que se obtienen, se incluye la variación del WOR con al menos dos pruebas de presión a los pozos, producción del pozo versus la presión, curvas IPR y VLP para determinar el punto óptimo de operación, curvas de presión versus caudal para cada una de las frecuencias con las que se va a iterar para cada uno de los pozos, graficas con la comparación del WOR actual con el simulado para cotejo histórico y para la predicción y curvas de presión versus frecuencia en las bombas.

2.3 ETAPA 3 SIMULACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN

Esta etapa consiste en el planteamiento de múltiples escenarios de producción para cada pozo seleccionado, llevando a cabo un análisis técnico sobre las especificaciones a las que se quiere llegar con el proyecto de grado de optimizar de la relación agua – petróleo.

2.3.1 Optimización del caudal. La variable clave para la optimización en la relación agua – petróleo es la frecuencia de trabajo de las bombas del sistema de levantamiento, ya que es la manera como se controla la velocidad del motor y por tanto la presión y el caudal de la bomba. El ajuste se realiza con los datos de Pump Intake Pressure (PIP) que es igual a la presión de admisión de la bomba y los rpm de la bomba, con estas dos variables se empieza a iterar en las frecuencias medidas en Hertz como único criterio de ajuste para obtener la menor cantidad de agua producida o la mayor producción de petróleo. La meta del proyecto para la empresa es optimizar al máximo la producción de petróleo sin necesidad de cambiar equipos o tubería del completamiento, por eso solo se trabaja con la variación de las bombas.

2.4 ETAPA 4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN

Una vez obtenidos los resultados en el WOR, se considera individualmente a cuantos barriles por día equivale dicha optimización, comparando con la proyección de la producción actual, cuantificando así la reducción del WOR pozo a pozo.

2.5 HERRAMIENTA DE MODELAMIENTO NUMÉRICO

El software de simulación se implementa por su aplicación para llevar a cabo el análisis nodal y la optimización de la relación agua – petróleo producida por cada pozo, mediante el ajuste de las frecuencias operativas de las bombas; el simulador permite configurar los puntos nodales a través de la trayectoria de los fluidos a superficie a conveniencia del usuario.

La calibración de la herramienta de simulación toma en cuenta aspectos de los pozos tales como la geometría o desviaciones de los pozos, los completamientos y las propiedades petrofísicas de los fluidos presentes en el reservorio.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Durante el desarrollo de este capítulo se presentan los procedimientos para la optimización de caudal de crudo al mejorar la relación agua - petróleo y se realiza la comparación con las condiciones actuales de producción, siguiendo las etapas presentadas en el capítulo 2 METODOLOGÍA Y DATOS.

3.1 ETAPA 1: SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO

Esta etapa se divide en la recopilación y la organización de la información para luego realizar la selección de los pozos que serán caso de estudio.

3.1.1 Información inicial. Ecopetrol S.A. suministra una tabla de Excel con la información de todos los pozos inactivos de Rubiales que no tengan un estudio de parámetros operativos para la reactivación y los datos que contiene se explican con el ejemplo del Pozo RB-X mostrado a continuación.

La Tabla 1 tiene la información de la última fecha en la que el pozo fue reactivado, el nombre del pozo y el cluster al que pertenece (por petición de la empresa, estos nombres no serán revelados, pero todos los datos técnicos y de ingeniería que sean requeridos si son mostrados), también incluye el estado actual del pozo (Apagado u Operando) y el tiempo que duró inactivo. Si el pozo está operando, como es el caso del ejemplo, el tiempo de operación se muestra al 20 de febrero de 2.020.

Tabla 1. Información básica del pozo

FECHA REACTIVACIÓN	POZO	CLUSTER	CPF	TRONCAL	FECHA APAGADO ANTERIOR	TIEMPO INACTIVO	ESTADO
1/05/2.019	RB-X	CLUSTER Y	CPF Z	TRONCAL N	23/10/2.018	190	Operando

Fuente: ECOPETROL S.A.

La Tabla 2 y la Tabla 3 son pruebas de producción realizadas al pozo en fechas diferentes con información elemental como lo es: Barriles de fluido por día, porcentaje de agua y sedimentos, barriles de petróleo y agua por día, las RPM en la bomba a las que se realizó la prueba y finalmente la relación agua - petróleo. La Tabla 4 muestra la diferencia entre las dos pruebas de producción para determinar el cambio que ha tenido el pozo entre las dos fechas, en este caso las pruebas realizadas con 324 días de diferencia representan un incremento 851% en el WOR.

Tabla 2. Primera prueba de producción

FECHA PRUEBA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPMTEST	WOR
23/10/2.018	8,31	98,48	127	8.184	60,0	64,44

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 3. Segunda prueba de producción

FECHA PRUEBA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPMTEST	WOR
12/09/2.019	6.451	99,82	12	6,44	48	548,51

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 4. Delta de pruebas

DIFERENCIA DE PRUEBAS	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPMTEST	WOR
324	1.858,73	-1,34	115,26	1.744,47	12	484,07

Fuente: ECOPETROL S.A

Además, la Tabla 5 incluye información de tiempo operando, fecha de apagado del pozo, en caso que no esté operando, observaciones de inactivación y recomendaciones realizadas por los encargados del pozo.

Tabla 5. Información adicional

TIEMPO OPERANDO	FECHA APAGADO	OBSERVACIONES CONTROL DE PRODUCCIÓN	LIMITANTES	RECOMENDACIONES DE INGENIERIA
295	-	Apagar por alto WOR	Sobrecarga de Motor / GENERACIÓN:	-

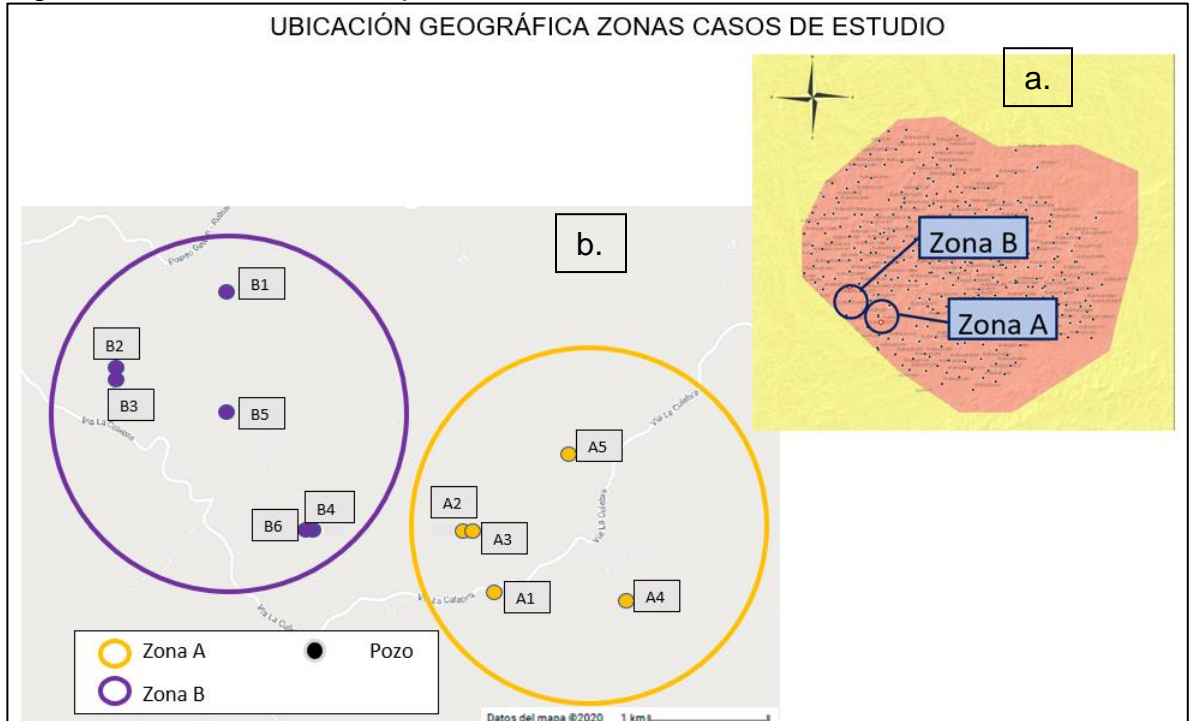
Fuente: ECOPETROL S.A.

Para la selección de los pozos, la tabla entregada por la Compañía Operadora se filtra eliminando los pozos que no estén operando para posteriormente descartar los pozos que lleven menos de 100 días de operación, aquellos que se hayan cerrado por razones diferentes a un alto corte de agua y los pozos que tengan un WOR menor al promedio total del campo señalado anteriormente con un valor de 32 barriles de agua por barril de petróleo.

3.1.2 Espaciamento a real. una vez seleccionados los pozos candidatos al estudio y con ayuda de la herramienta de la ANH "GeoVisor V2.3" que permite buscar las coordenadas de los pozos seleccionados y mostrar su ubicación geográfica en el campo, y teniendo en cuenta la delimitación planteada, se estima que los pozos objetivo deben encontrarse en un radio que no supere 1.5 km y con la facilidad de visualizar una escala geológica que suministra la herramienta, se obtienen 14 pozos que cumplen las restricciones establecidas.

El Campo Rubiales está localizado al sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales en el municipio de Puerto Gaitán, en el Departamento del Meta con una extensión de 61.047 hectáreas, en las cuales para el año 2.019 contaba con un total de 1.890 pozos perforados como se muestra en la Figura 11 a.

Figura 11. Ubicación de los pozos en Rubiales



Fuente: elaboración propia, con base en ANH, GeoVisor V2.3

Los pozos que hacen parte de la campaña de reactivación, son ubicados en el mapa del campo con la finalidad de obtener zonas en donde estos se encontraran más cercanos entre sí, evitando que las propiedades petrofísicas del subsuelo sufrieran considerables cambios a lo largo de la extensión del yacimiento; de este modo se seleccionan dos zonas denominadas como “Zona A” y “Zona B” en donde se encuentra la mayor aglomeración de pozos candidatos a evaluar.

3.1.2.1 ZONA A. La Zona “A”, se ubica geográficamente en el suroccidente del Campo Rubiales ilustrada en la Figura 11 b, en la cual se seleccionaron inicialmente siete pozos de la campaña de reactivación.

De esta zona se descartan dos pozos, uno de ellos debido a que su tiempo de producción después de la reactivación es inferior a 100 días y el segundo dado que la empresa ya realizó un estudio para optimizarlo; en total se escogen cinco pozos de la Zona A con un WOR promedio de 52.02. La información de entrada de estos pozos se encuentra en el Anexo A.

3.1.2.2 ZONA B. La Zona “B” se encuentra un poco más al sur de la Zona “A” como se observa en la Figura 11 a., esta zona encierra siete pozos candidatos distribuidos como se muestra en la Figura 11 b., de los cuales uno es descartado debido a que la empresa ya había realizado el estudio de optimización. El WOR promedio de la zona es de 61.37.

La Tabla 6 muestra los pozos seleccionados presentándolos en orden decreciente de acuerdo a la magnitud del WOR de la última prueba de producción y de esta forma se asignan los nombres para el desarrollo del proyecto.

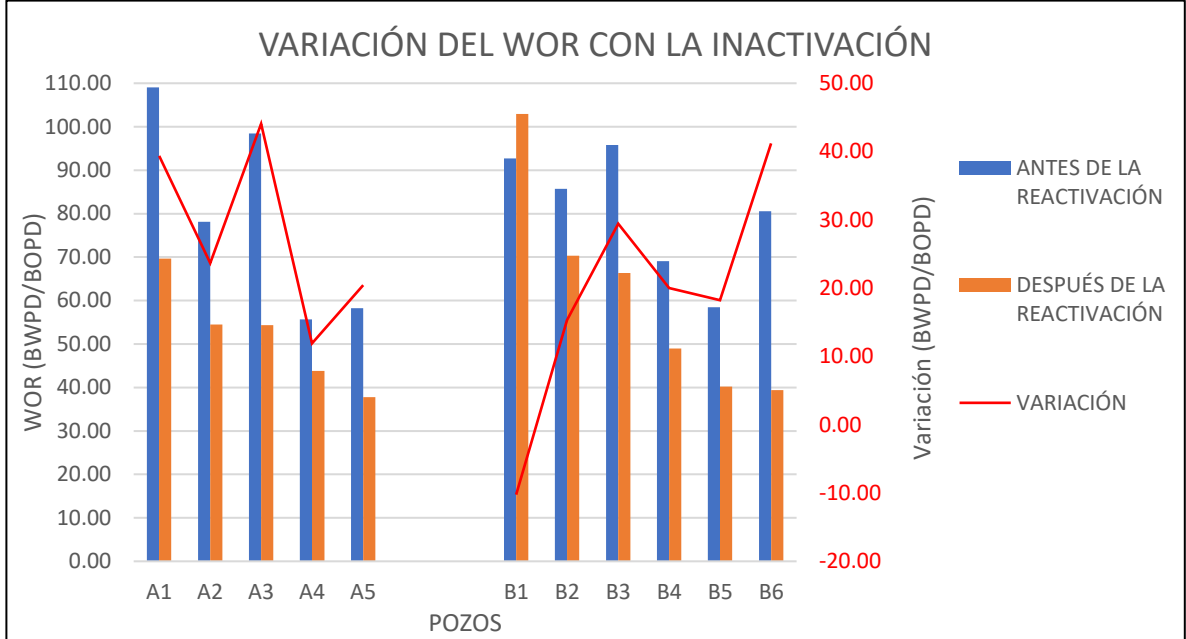
Tabla 6. Pozos seleccionados para el proyecto

POZO	WOR
A1	69,67
A2	54,49
A3	54,34
A4	43,78
A5	37,81
B1	102,94
B2	70,33
B3	66,34
B4	49
B5	40,2
B6	39,4

Fuente: elaboración propia

A partir de la selección anterior, se procede a evidenciar la variación del WOR antes y después de la reactivación de cada pozo, de esta forma con la información suministrada por la Compañía Operadora se desarrolla la Gráfica 1, que permite observar con claridad que para 10 pozos de la lista se tuvo una estabilización de los fluidos en el yacimiento durante el periodo de inactividad, sin embargo en el Pozo B1 el comportamiento es contrario a lo establecido, por lo cual, según AZARI, que en el año 1.997 plantea que existen diversos diagnósticos para las causas de la excesiva agua de producción en un pozo, entre ellas menciona completamientos en formaciones saturadas de agua o en zonas cercanas al contacto agua - petróleo, por lo que se determina que dicho pozo se encuentra fuera de los parámetros de estudio del presente proyecto y no será evaluado para la optimización.

Gráfica 1. Comportamiento del corte de agua con la inactivación de los pozos



Fuente: elaboración propia

La Gráfica 1 se divide en las dos zonas de estudio con sus correspondientes pozos seleccionados. Con respecto al Pozo A1 el WOR disminuyó en un 36% para un periodo de nueve meses de inactivación, en el Pozo A2 se tuvo un WOR 30,3% más bajo en 11 meses, el Pozo A3 representa un 44,8% de decremento del WOR en 50 meses, señalando que es el pozo que tuvo mayor tiempo de inactividad en esta zona y al mismo tiempo obtuvo la variación más pronunciada en cuanto al corte de agua de producción; finalmente para esta zona, durante un periodo de 11 meses de inactividad, para el Pozo A4 y A5 el WOR declinó el 21,4% y el 35,1% respectivamente.

La Zona B muestra el comportamiento descrito a continuación: para el Pozo B1 se incrementó el WOR en un 11% por la razones mencionadas anteriormente, en el Pozo B2, el WOR bajó el 18% tras 7 meses de permanecer cerrado, el Pozo B3 muestra como el WOR disminuyó el 30,7% en 39 meses, para el Pozo B4 el decremento del WOR representó el 29% en 8 meses, con el Pozo B4 el WOR declinó en un 31,2% durante 12 meses y por último, el Pozo B6 cuenta con la mayor reducción del corte de agua, con una variación del WOR de 51,1% en 13 meses.

Con la elección de estos pozos, se solicita información de los estados mecánicos y su historial de producción para iniciar el proceso de simulación o Etapa 2.

3.2 ETAPA 2: SIMULACIÓN PARA COTEJO HISTÓRICO

La simulación del estado actual de los pozos seleccionados anteriormente se lleva a cabo mediante el uso del simulador de análisis nodal como se describe a continuación.

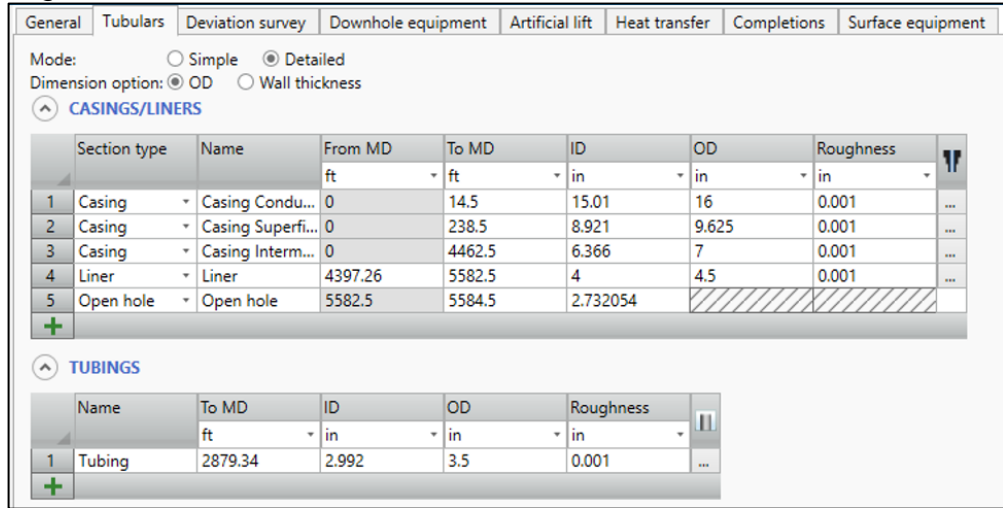
3.2.1 Construcción del caso de simulación. El estado mecánico permite visualizar y describir las herramientas que conforman la construcción del pozo, por lo cual es esencial conocer y comprender dicho informe presentado por la Compañía Operadora del campo, para introducir los datos al simulador. Entre los aspectos que se tienen en cuenta se incluyen las características de los tubulares, las desviaciones de trayectorias que aplican al no tratarse de un pozo vertical, el tipo de bomba para el levantamiento artificial, propiedades de los fluidos producidos, entre otros datos de operación propia de cada pozo.

El Pozo A1 se describirá a lo largo de este numeral para ejemplificar el procedimiento que se llevó a cabo para elaborar el caso de simulación de cada pozo.

Con la recopilación de la información obtenida de Ecopetrol S.A., se analiza el estado mecánico del pozo para seleccionar los datos que se deben ingresar al simulador, iniciando con la asignación del nombre del pozo de estudio, se determina que todos los pozos a tratar son productores y se encuentran activos; esta información general es solicitada por la herramienta para contextualizar el objetivo del análisis nodal.

Posterior a esto, se seleccionan los tubulares del pozo, donde se especifica la profundidad hasta la que llega cada uno, el diámetro externo, el peso de la sarta en libras por pie y el grado de la tubería; estos datos se introducen en el catálogo de tuberías que viene con el software y finalmente se obtiene el diámetro interno y la rugosidad como se muestra en la Figura 12.

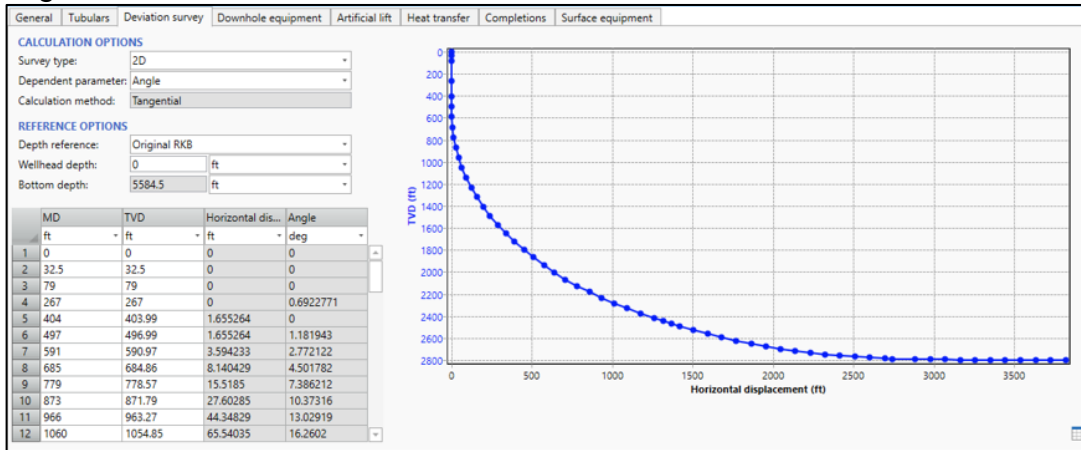
Figura 12. Sección: tubulares del simulador



Fuente: elaboración propia

Continuando con el proceso, el simulador permite la opción de generar las desviaciones del pozo según como éste haya sido perforado. El Pozo A1 es horizontal, por lo cual con el survey presentado por la empresa, se construye su trayectoria como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Sección: desviaciones del simulador



Fuente: elaboración propia

Con respecto al sistema de levantamiento artificial, como se ha mencionado anteriormente, los pozos de estudio del Campo Rubiales funcionan con sistema de bombeo electrosumergible; en esta sección del simulador, se describe la bomba de fondo, especificando la profundidad a la que se encuentra, la empresa que la manufactura, el modelo, la serie, caudales de operación, la frecuencia con la que actualmente trabaja y las etapas, ilustrado en la Figura 14. Al final de la sección existen tres casillas que se pueden marcar, como en el siguiente modulo se van a

ingresar las condiciones del crudo, se debe marcar la casilla de Viscosidad Correccion para tomar en cuenta los cambios de presion y temperatura producidos en el completamiento del pozo que pueden afectar la viscosidad de fluido de producción.

Figura 14. Sección: levantamiento artificial del simulador

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions

Surface equipment

GAS LIFT

Injection option: Fixed injection ports Injection valve system

Alhanati stability check:

Gas lift	Active	MD	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit
+		ft			

GAS PROPERTIES

Gas specific gravity: Specify Use fluid model

0.64

PUMP LIFT

Equipment	Name	Active	MD
1 ESP	ESP	<input checked="" type="checkbox"/>	2911.46

ESP

Name: ESP

Active:

Measured depth: 2911.46 ft

PERFORMANCE DATA

Manufacturer: REDA

Model: S7500N

Diameter: 5.38 in

Series: 538

Min. flowrate: 3500 bbl/d

Max. flowrate: 10500 bbl/d

Base frequency: 60 Hz

Operating frequency: 55 Hz

Operating speed: 3208.326 rpm

Stages: 29

Head derating factor: 1.4975

Rate derating factor: 1

Power derating factor: 1

CALCULATION OPTIONS

Viscosity correction:

Gas separator present:

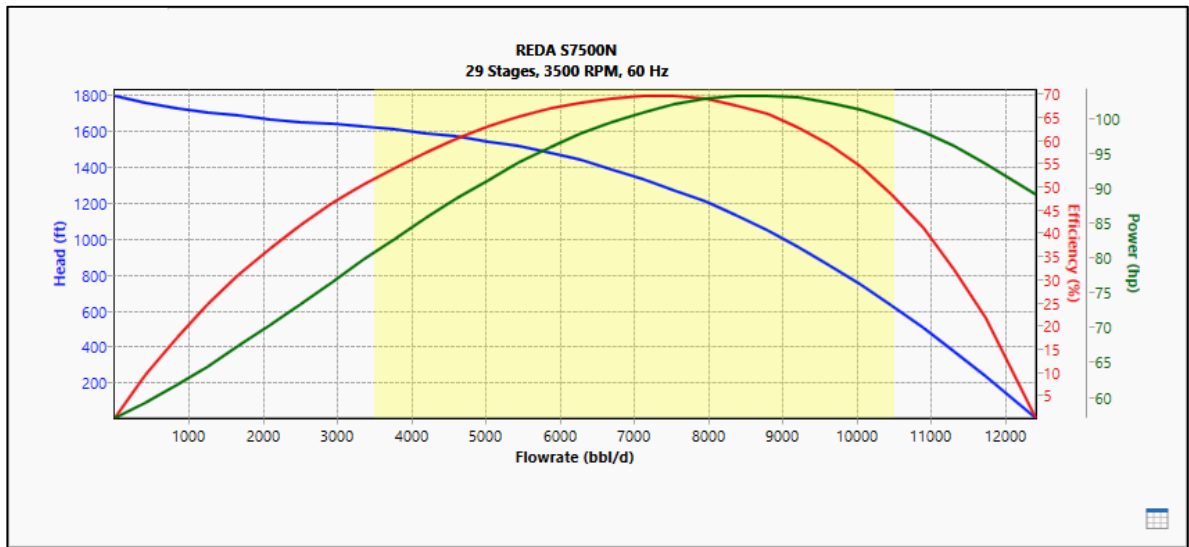
Stage by stage calculation:

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, una vez configurada la bomba, se obtienen del software dos gráficas con respecto al funcionamiento de la misma; la Gráfica 2 permite establecer el rango de operación más eficiente para el modelo de bomba S7500N que opera en el Pozo A1; el caudal del pozo desde la ultima prueba de producción son 8.233

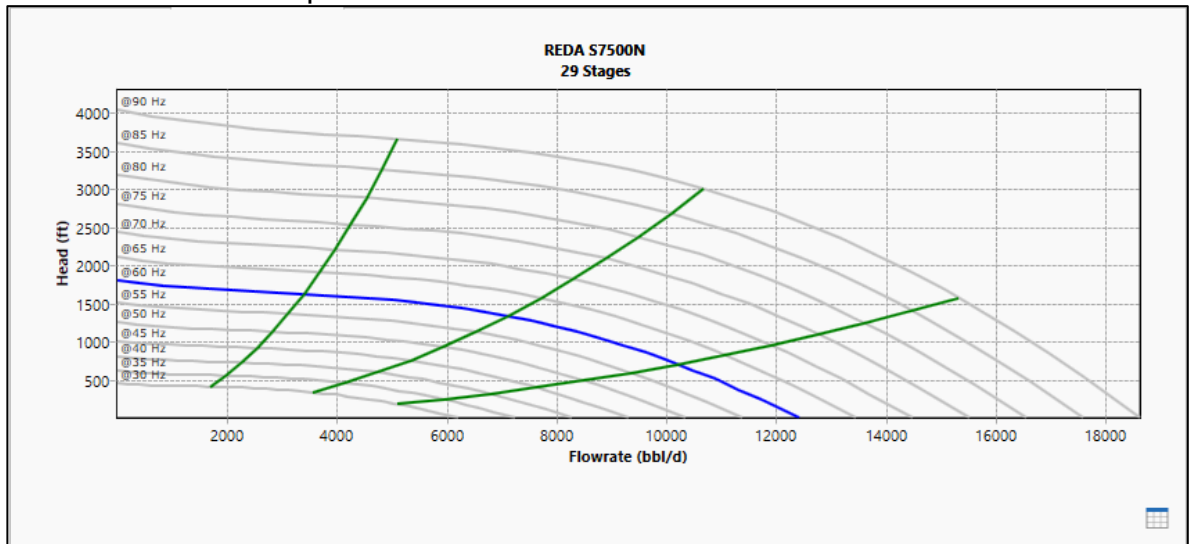
BPD, por lo que al analizar esta gráfica, que compara el eje “X” la tasa de producción contra los ejes “Y” de potencial de cabeza, eficiencia y potencia, se determina que tiene un rango de operación donde su eficiencia es alta, valorada entre el 65% y 70%, para una frecuencia de operación de 60 Hz. Esta gráfica se analiza junto con la Gráfica 3, que muestra la variación del caudal de producción de acuerdo a la frecuencia con la que se este operando, esta gráfica será de mucha ayuda cuando se determine un caudal óptimo de producción para poder determinar la frecuencia de trabajo que puede mantener este caudal.

Gráfica 2. Rendimiento de la bomba BES



Fuente: elaboración propia

Gráfica 3. Caudal de producción Vs variaciones en frecuencia de la bomba



Fuente: elaboración propia

En los completamientos del pozo se definen los intervalos de los perforados, características del reservorio tales como la presión, la temperatura y el coeficiente de productividad y propiedades del agua y del crudo como el corte de agua y la densidad en grados API; otras propiedades de los fluidos se calculan mediante correlaciones preestablecidas. Esta sección del simulador permite visualizar la curva IPR del comportamiento del caudal con respecto a la presión de fondo fluyente de acuerdo al modelo seleccionado, evidenciada en la Figura 15.

En los datos del modelo de fluido, se implementan correlaciones para los cálculos de la viscosidad del aceite a partir de modelos composicionales, los cuales predicen la viscosidad de los fluidos del yacimiento. Para la determinación en cuanto a qué correlación debe usarse, se tiene en cuenta la temperatura y la presión del reservorio, así como, que en el Campo Rubiales se produce un crudo pesado; Arzápalo en el año 2.016 presentó en su tesis evaluación de métodos para calcular la viscosidad de crudos pesados/extrapesados y modificación al modelo de lohrenz, Bray y Clark, las diversas correlaciones que se pueden aplicar, por lo que para la viscosidad del aceite muerto, la correlación De Guetto et al (1.994) se ajusta a los parámetros que se trabajarán, dado que ésta fue probada en 195 muestras de diversos campos del mundo, donde se describen el comportamiento no newtoniano de los fluidos altamente viscosos y se obtuvo una acertada aplicabilidad a los mismos.

Figura 15. Sección: completamientos del simulador

Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD ft	Middle MD ft	Bottom MD ft	Type
1 Cpl	Horizontal	Single point		4772.76		Perforation
2 Cpl 1	Horizontal	Single point		5321		Perforation
3 Cpl 2	Horizontal	Single point		5560.79		Perforation

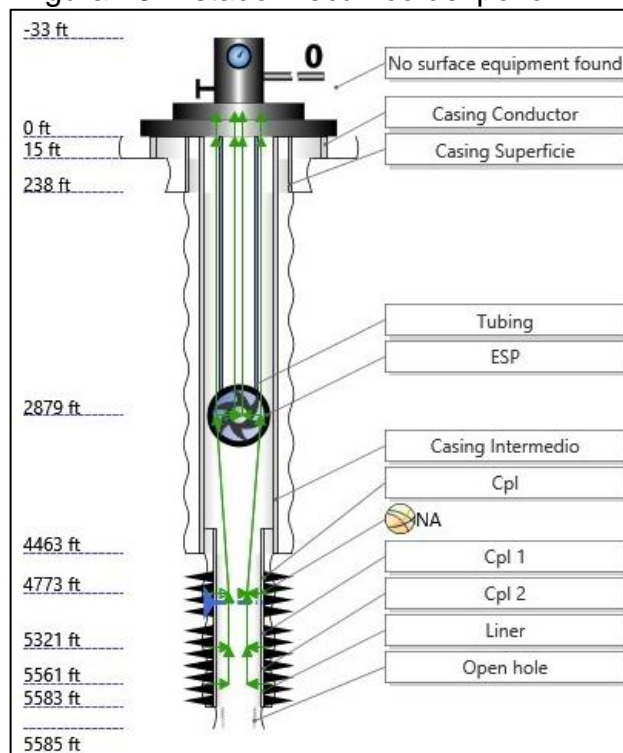
Reservoir	Skin	Fluid model
Reservoir pressure:	872.2	psia
Reservoir temperature:	155	degF
IPR basis:	<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas	
Productivity index:	59.27412	STB/(d.p...
Radius of reservoir extent:	1000	ft
Reservoir thickness:	35	ft
Permeability X (Perpendicular to well):	4000	mD
Permeability Y (Parallel to Well):	4000	mD
Parameter option:	<input type="radio"/> Ratio <input checked="" type="radio"/> Absolute	
Permeability Z (Vertical):	3000	mD
Horizontal section length :	1402	ft
Well radius:	50	in
Well eccentricity:	100	ft
Fluid OFVF:	1.012	
Fluid viscosity:	15	cP

Fuente: elaboración propia

Las secciones del simulador que no han sido ilustradas, se refieren a los equipos de fondo, tales como válvulas, camisas, empaques, tapones, entre otros, que se insertan en el pozo si este tiene alguno de ellos; la transferencia de calor se calcula entre la temperatura del cabezal de pozo y el ambiente, donde se detalla un coeficiente de dicha transferencia de calor. Para finalizar los equipos de superficie, al tener un análisis nodal en fondo de pozo, solo son necesarios los valores de presión, temperatura y caudal del fluido producido.

Como resultado se obtiene el estado mecánico actual del pozo, ilustrado en diferentes formatos según sea la preferencia. El Pozo A1 en una vista bidimensional se muestra en la Figura 16, donde se observa detalladamente las profundidades a las que se encuentra cada equipo y componente del pozo y el trayecto de los fluidos desde los intervalos cañoneados, pasando por la bomba BES hasta superficie.

Figura 16. Estado mecánico del pozo A1



Fuente: elaboración propia

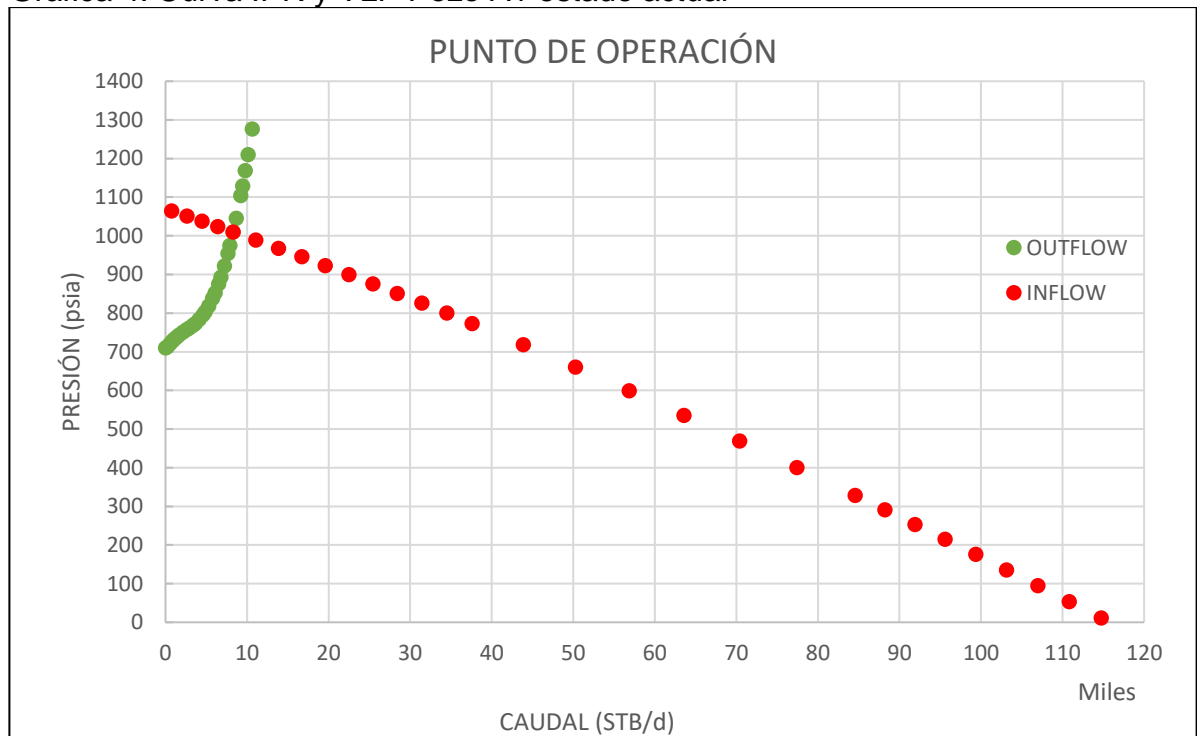
3.2.2 Análisis nodal. Se puede llevar a cabo en diversos puntos a lo largo del sistema de producción donde se presentan cambios de presión, es este caso se evalúan los valores a en fondo de pozo denominando la relación de presión y caudal como inflow y dicha relación estudiada desde la cabeza del pozo como outflow. Se implementa la correlación de Darcy para evaluar el comportamiento de estas curvas dado que al aplicar este método se tienen valores despreciables de la relación gas - petróleo GOR y no se existe gas asociado en el crudo de producción.

En el fondo del pozo el comportamiento de esta curva es inversamente proporcional, debido a que la presión presente en el yacimiento se alivia al tener flujo hacia superficie, cuando el pozo no se encuentra activo, el reservorio soporta la presión ejercida por los fluidos y la de las formaciones suprayacentes, por lo tanto, a mayor caudal a través del pozo, menor será la presión en este nodo. Por el contrario, la curva vista desde el cabezal del pozo, es directamente proporcional dado que se toma en cuenta la interacción de la bomba del sistema de levantamiento y a mayor presión ejercida por esta, más caudal arrastra a superficie, el ejemplo se puede ver en la Gráfica 4, que muestra las curvas IPR (Inflow Performance Relationship) y VLP (Vertical Lift Performance) del Pozo A1.

Cuando las curvas mencionadas anteriormente se cruzan, se obtiene el punto óptimo de operación, razón por la cual el pozo con las características de sus componentes como mecanismo de empuje, el sistema de levantamiento artificial y las propiedades petrofísicas del fluido, debería operarse a esos valores de presión y caudal encontrados.

La curva IPR representa el rendimiento de un pozo, al contrastar la presión de fondo fluyente y el caudal, determinada por las propiedades del fluido que se está produciendo, mostradas en el Cuadro 2 el índice de productividad del pozo y datos del reservorio como presión y temperatura, tomadas del Cuadro 3.

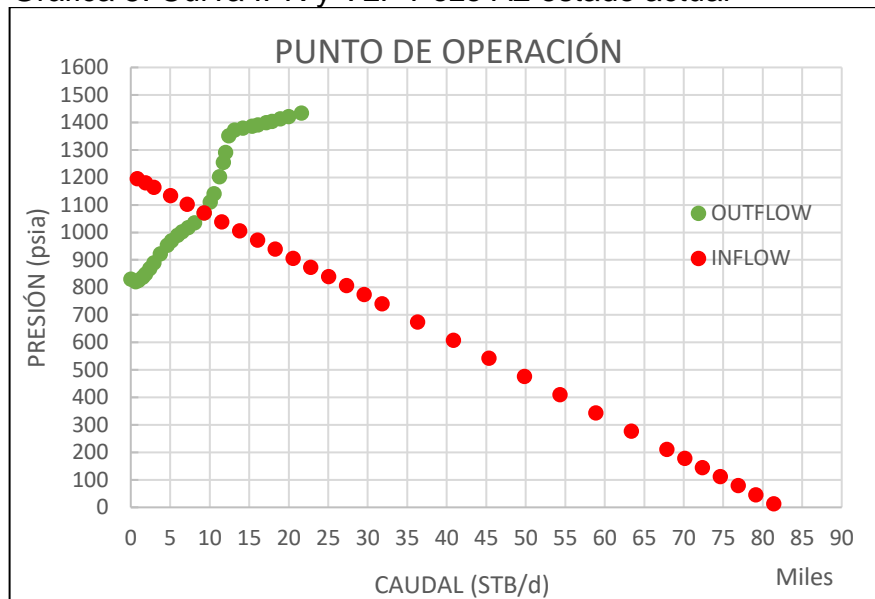
Gráfica 4. Curva IPR y VLP Pozo A1 estado actual



Fuente: elaboración propia

El Pozo A1, con una configuración de completamiento mostrada en la Figura 16, presenta una curva VLP (Outflow) de comportamiento muy vertical que indica que el diseño del completamiento puede restringir el flujo de fluido, como el diámetro del tubing, también muestra un punto óptimo de operación cuando se cruza con la curva IPR (Inflow), con un caudal de 8.292,18 BBL y a una presión de 1.009 PSI, representando las condición actual de producción de caudal pero no la presión.

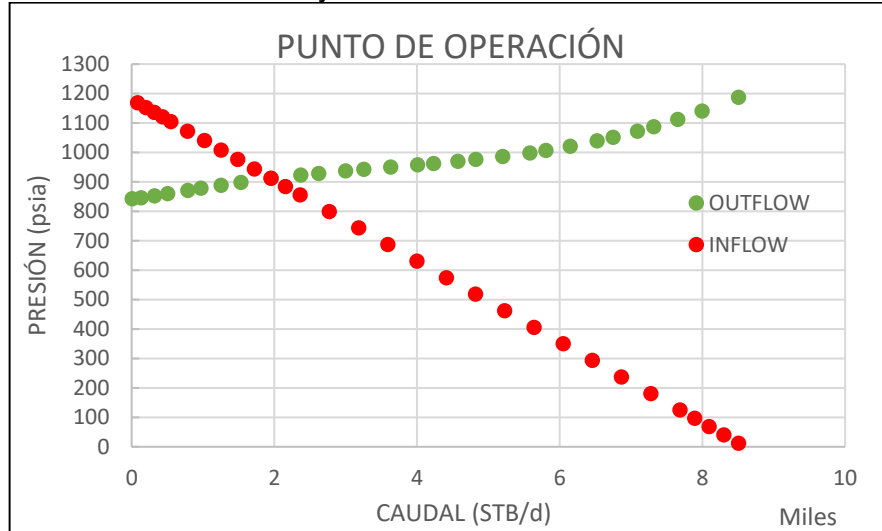
Gráfica 5. Curva IPR y VLP Pozo A2 estado actual



Fuente: elaboración propia

La curva VLP del Pozo A2 presenta una tendencia adecuada para el completamiento del pozo mostrado en el anexo B y corta con la curva IPR a un caudal de 9.764,78 BBL mostrando un comportamiento acorde a la producción real con una diferencia de error menor al 4,8% cumpliendo con las expectativas de simulación. Al igual que con el Pozo A1, la optimización se realizará basados en la presión óptima de 1.070 PSI y teniendo en cuenta el histórico de producción estabilizado.

Gráfica 6. Curva IPR y VLP Pozo A3 estado actual

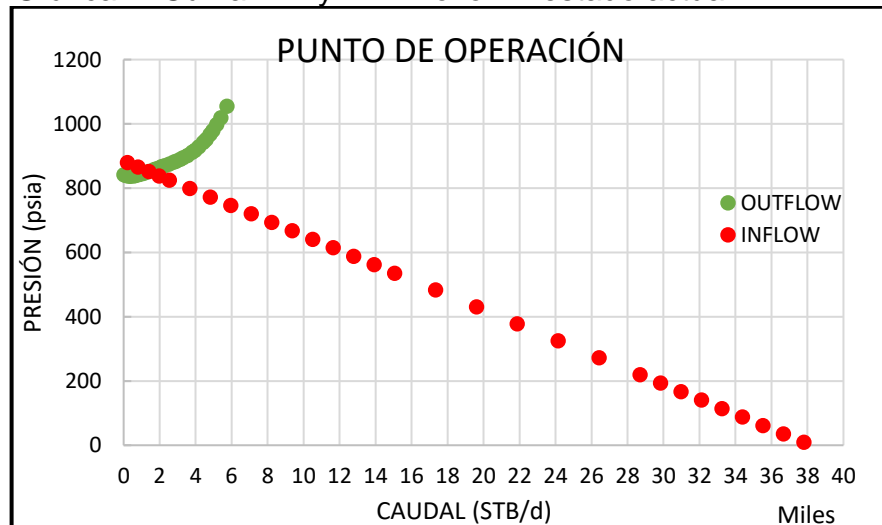


Fuente: elaboración propia

A diferencia del Pozo A1, la curva VLP de este pozo tiene un comportamiento de crecimiento mínimo en el eje “Y”, es decir que la curva está muy horizontal, esto indica que el completamiento del pozo mostrado en el anexo B está sobre estimado y maneja diámetros en la tubería de producción muy por encima de lo recomendado para este pozo.

Para el Pozo A3 se realiza la sensibilidad del cotejo histórico con un caudal de 1.958,1 BFPD arrojando como resultado de simulación un caudal de 1.952,32 BFPD con un error de 0,3%. La presión para este caudal está en 911,8 PSI, dato que será relevante para la optimización en el siguiente capítulo.

Gráfica 7. Curva IPR y VLP Pozo A4 estado actual

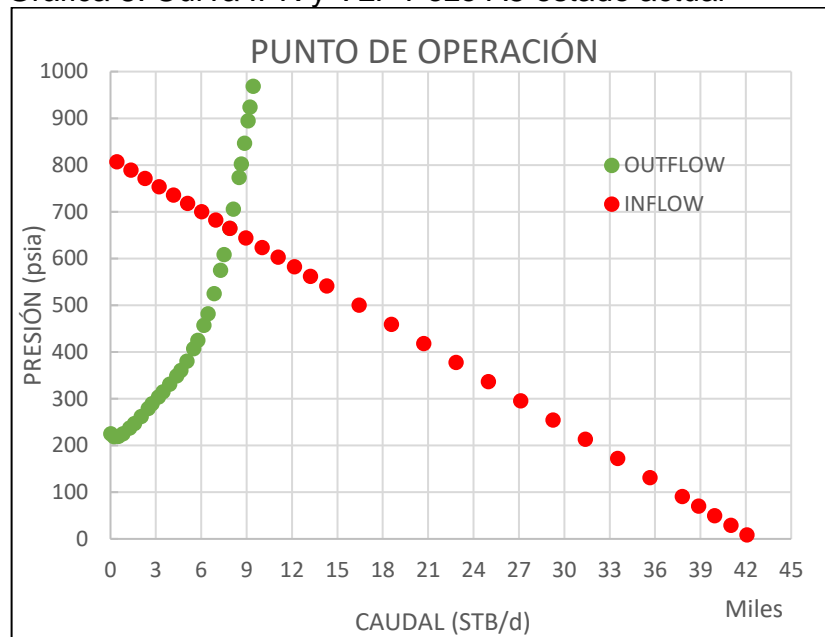


Fuente: elaboración propia

En el Pozo A4 el punto óptimo de operación determinado por la curva VLP e IPR se encuentra a 851,4 PSI de presión y 1.400,5 BBL de fluidos aproximadamente, sin embargo, el pozo actualmente reporta 3.898 BBL de producción y con la simulación se logró un error de cotejo del 0,02%, por lo que lo sugerido por la Gráfica 7 será tomado en cuenta para la optimización del caudal.

El flujo hacia superficie presenta una alta presión de salida observada en la pendiente pronunciada de la curva VLP, conforme con el completamiento presentado en el anexo B.

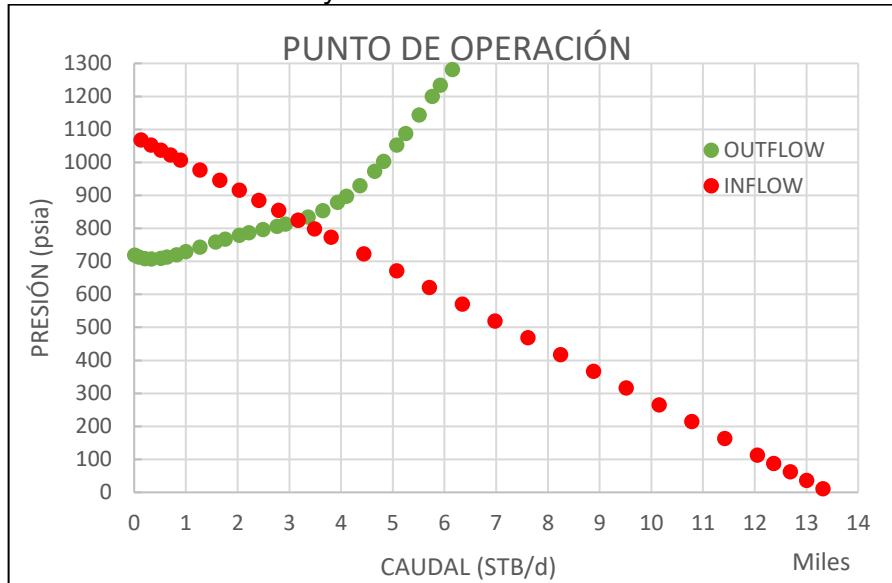
Gráfica 8. Curva IPR y VLP Pozo A5 estado actual



Fuente: elaboración propia

Con el Pozo A5 se presenta un comportamiento típico de flujo restringido, causado en este caso por un tubing con un diámetro de 3,5 pulgadas representado en el estado mecánico en el anexo B; la simulación del estado actual del pozo, se encuentra muy cercano al punto donde convergen las curvas, es decir, en 7.869,32 BFPD, con un error del 0,48% en la simulación.

Gráfica 9. Curva IPR y VLP Pozo B2 estado actual

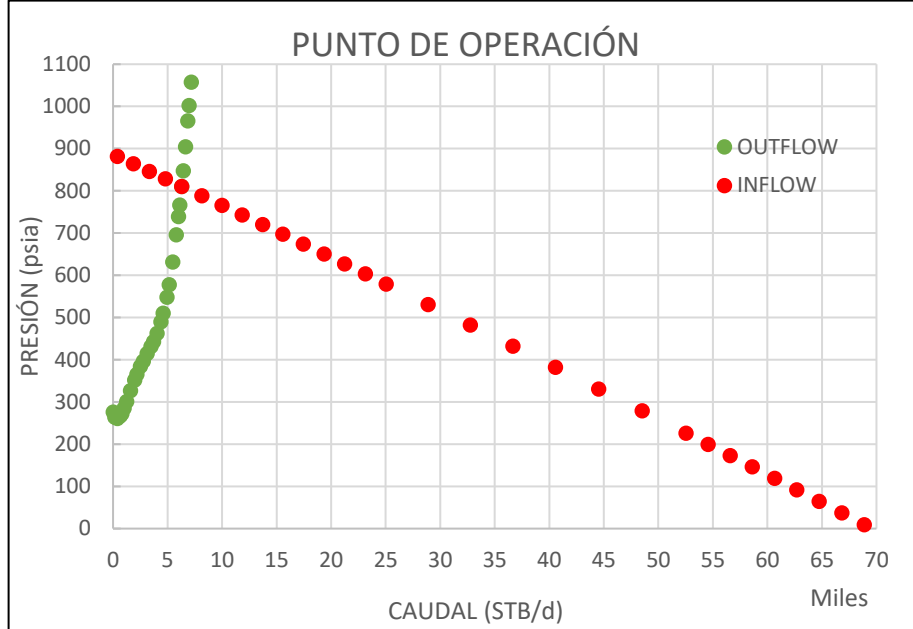


Fuente: elaboración propia

El Pozo B2 desde la última prueba de producción se encuentra produciendo 3.164 BFPD, representado en la Gráfica 9 con un error de cotejo de 0,19%. La pendiente de la curva VLP crece constantemente después de 900 PSI de presión, una vez se encuentra el punto óptimo de operación al cruzarla con la curva IPR que muestra un potencial de producción óptimo si se trabajara a 823,8 PSI, por lo tanto es necesario aumentar la presión operativa actual en la simulación que optimizará el pozo.

Las características físicas del pozo que determinan en gran parte el comportamiento de las curvas debido a los caudales y presiones dependientes del área de la sarta, se evidencian en las características del estado mecánico en el anexo B.

Gráfica 10. Curva IPR y VLP Pozo B3 estado actual

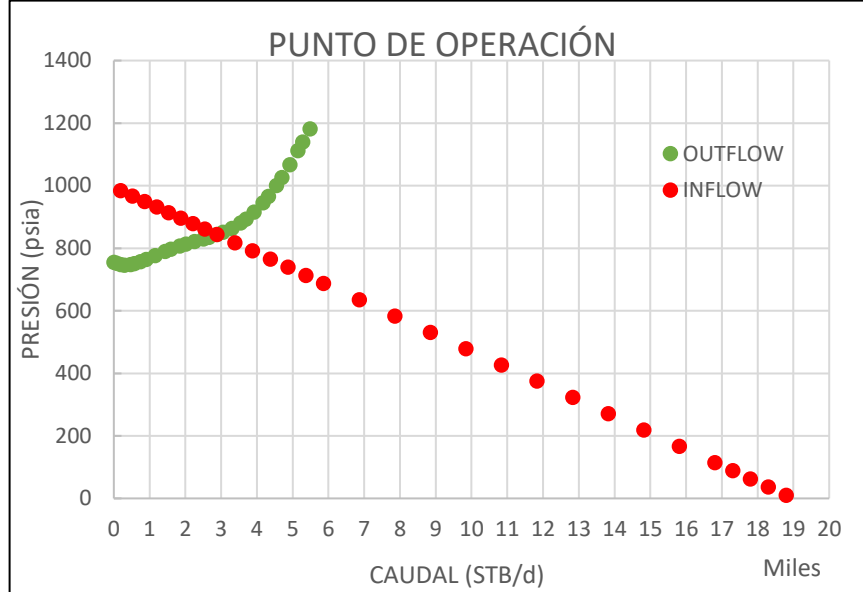


Fuente: elaboración propia

Así como ocurre en el Pozo A5, el Pozo B3 presenta un flujo restringido ocasionado por la sarta de producción del pozo como se describe en el anexo B, lo cual explica el comportamiento de la curva VLP con una pendiente pronunciada para el análisis nodal en el cabezal del pozo.

Este pozo produce 6.288 BPD con la presión más alta de yacimiento registrada en la Zona "B", 887 PSI. Considerando el punto de operación obtenido a partir de simulación, se tiene una diferencia poco apreciable entre ambas presiones, razón por la cual los parámetros que serán tenidos en cuenta para la mejora de la relación agua - petróleo, se obtendrán a partir del estudio de la producción histórica de este pozo.

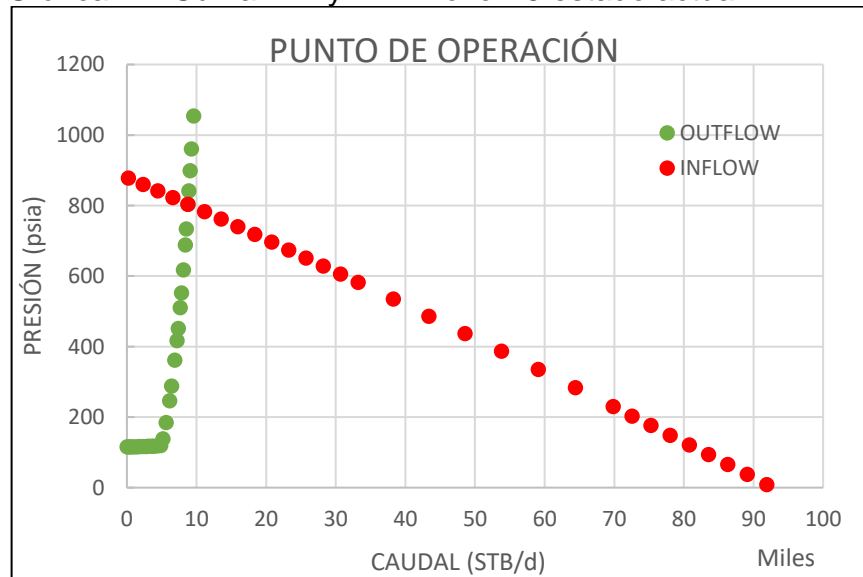
Gráfica 11. Curva IPR y VLP Pozo B4 estado actual



Fuente: elaboración propia

Con respecto al Pozo B4, en la Gráfica 11 el punto óptimo de operación se encuentra a 843 PSI de presión y 2.882,67 BBL de producción, lo cual representa con un error de 0,05% el comportamiento actual del pozo. El rendimiento de todo el sistema de producción reportado actualmente se encuentra en buenas condiciones mostrado con el completamiento en el anexo B, a pesar a que se optimizará el WOR teniendo en cuenta el histórico de producción del pozo antes de la inactivación.

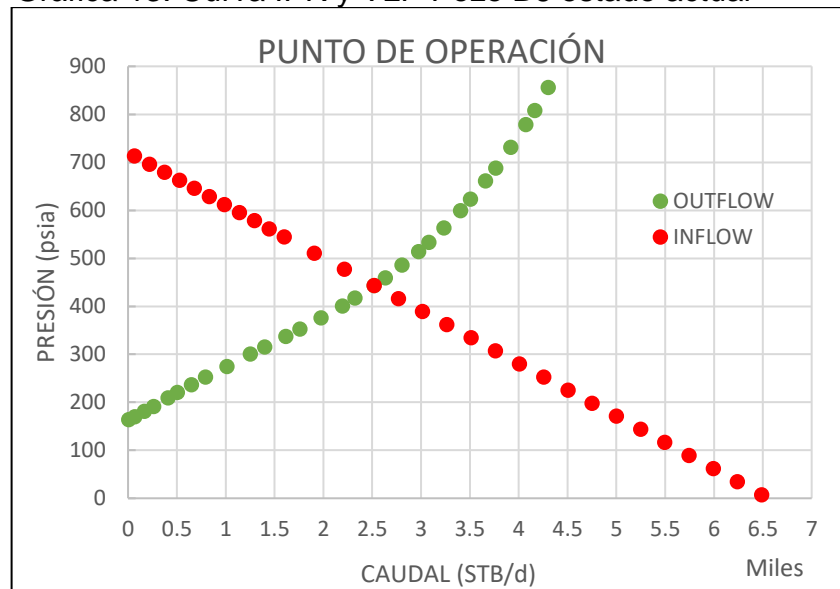
Gráfica 12. Curva IPR y VLP Pozo B5 estado actual



Fuente: elaboración propia

El flujo presentado por la curva VLP para el Pozo B5 muestra mucha energía para la salida de los fluidos por su tendencia vertical; la producción de dicho pozo es de 8.771 BBL simulada con un error de 0,01%, presentando un comportamiento muy cercano al real observado en campo. Debido a una alta producción de fluidos, el tubing de 3,5 pulgadas de diámetro como se observa en el anexo B se encuentra subestimado, dato que será tenido en cuenta para la optimización del caudal.

Gráfica 13. Curva IPR y VLP Pozo B6 estado actual



Fuente: elaboración propia

Al igual que el Pozo A3, la curva VLP tiene una pendiente menos pronunciada en comparación con los demás pozos de la Zona "B", puesto que la sarta de producción del pozo mostrada en el anexo B está sobre estimada para este pozo.

El Pozo B6 produce 2.512 BFPD y como resultado de simulación se obtiene un caudal de 2.518 BFPD con un error de 0,2%.

Para otras variables consideradas para realizar la sensibilidad del cotejo histórico se determina que no es necesario realizar un cotejo para la presión pues es un dato de entrada que exige el simulador, al igual que el estado mecánico y las propiedades petrofísicas del yacimiento. Por lo anterior, solo se realiza la sensibilidad con el caudal ajustando la variable del daño del pozo y del Head Derating Factor, la cual ajusta la altura y la eficiencia de la bomba de acuerdo al comportamiento real en campo.

3.3 ETAPA 3. SIMULACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN

En esta etapa del proyecto se busca reproducir los escenarios de los mejores periodos de producción del histórica para cada pozo, a pesar de que se sabe que no es posible volver a obtener la misma composición del fluido producido, se busca operar los pozos con las mismas condiciones seleccionadas para mejorar la producción actual a partir de la frecuencia de la bomba obtenida en la simulación.

A continuación, se evidenciará el procedimiento llevado a cabo para realizar la optimización en cuanto a la mejora de la relación agua - petróleo de los pozos seleccionados.

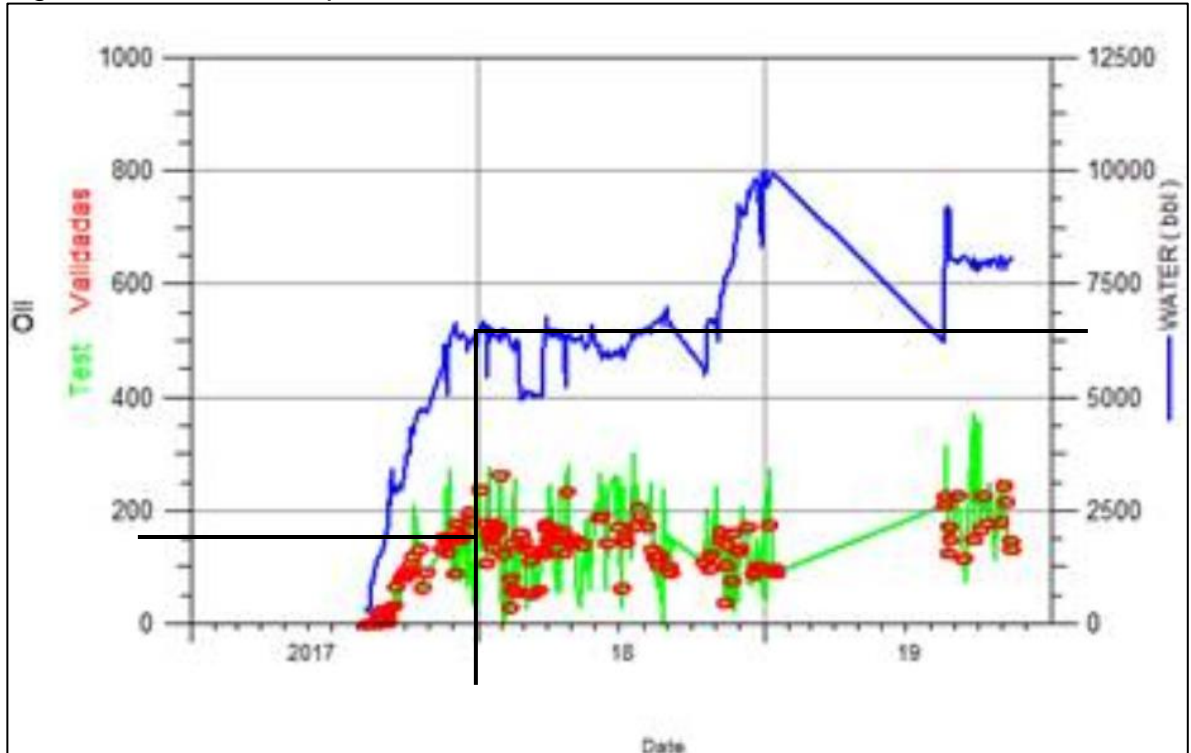
Como variable para el ajuste del WOR en los pozos se modificaron las frecuencias de operación, iterando hasta obtener las condiciones óptimas de las bombas que hacen parte del sistema del levantamiento artificial, en el caso de los pozos seleccionados, todos utilizan el mecanismo de bombeo electrosumergible. Las bombas de cada pozo se cargaron en el software de simulación según la descripción presentada en los estados mecánicos y se modificaron acorde a los parámetros operativos de las mismas, respetando las frecuencias máximas de operación y los caudales que admite.

El simulador quedó configurado para cada pozo desde la etapa anterior, con errores de cotejo inferiores al 5%, razón por la cual se determina que se encuentra reproduciendo bajo los mismos parámetros cualquier escenario planteado por los autores.

Con el fin de determinar la mejor relación agua - petróleo que se puede obtener de cada pozo, se realiza la revisión de los históricos de producción obtenidos por la empresa que opera dichos pozos, teniendo gráficas del comportamiento de los caudales desde aproximadamente el año 2.009, donde se verifica la tasa de petróleo y de agua a través del tiempo y se introducen los datos al simulador, donde variando las frecuencias de las bombas se logran reproducir los escenarios y se determina la frecuencia óptima de operación.

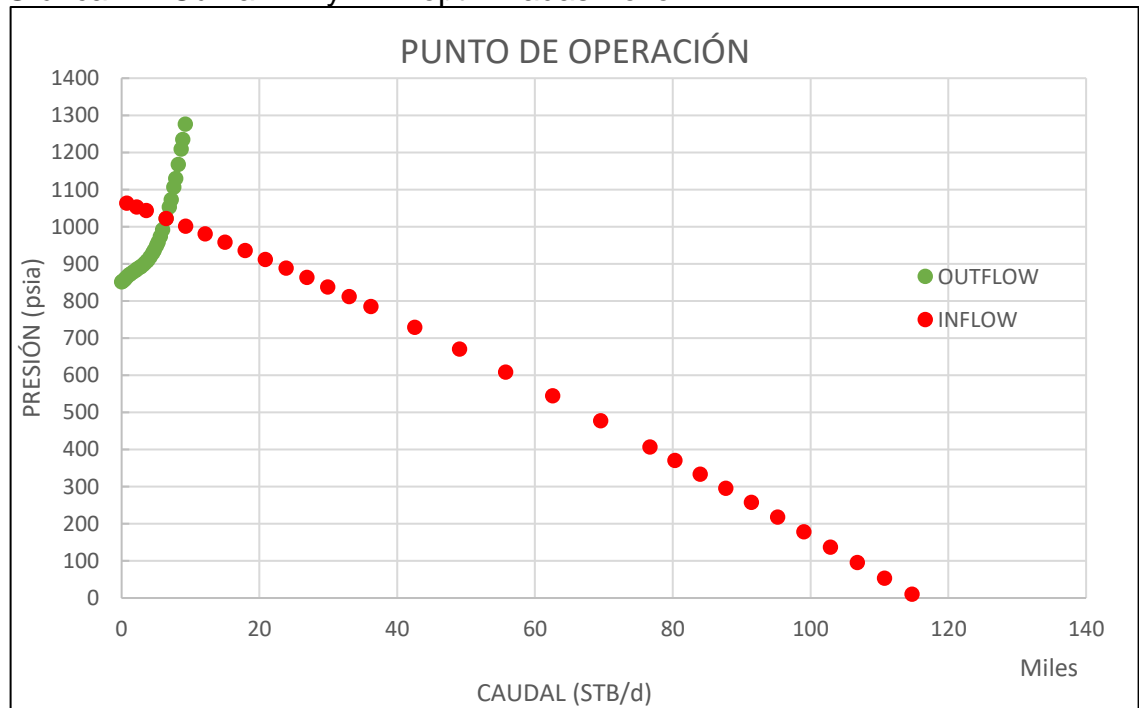
Iniciando con el Pozo A1, revisando el historial de producción mostrado en la Figura 17, se determina que el punto de mejor producción estuvo hacia inicios del año 2.018 con una producción de agua de 6.300 barriles y de petróleo de 150 barriles.

Figura 17. Historial de producción Pozo A1



Fuente: ECOPETROL S.A.

Gráfica 14. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A1

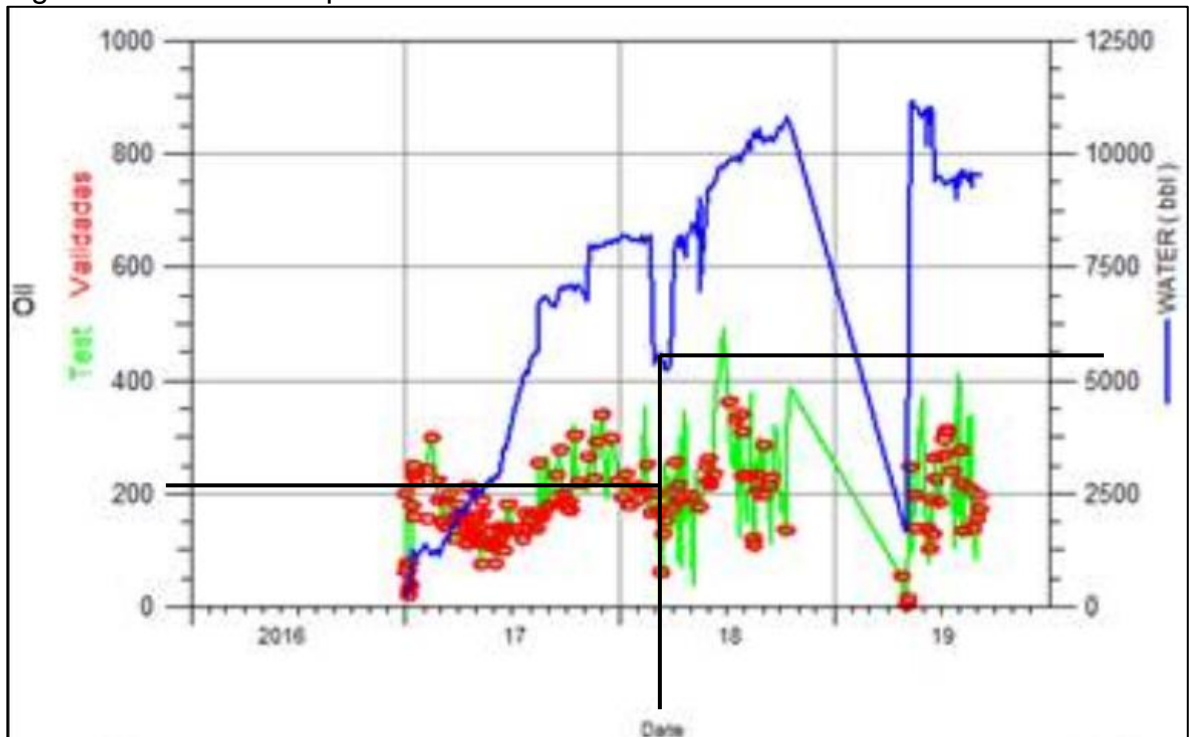


Fuente: elaboración propia

El Pozo A1 se establece que debe operarse con una frecuencia de 48,3 Hz para la bomba BES, obteniendo de tal forma un WOR igual a 42 con una producción total de fluidos de 6.450 BBL distribuidos en 150 BBL de crudo y 6.300 BBL de agua, cifra que mejora considerablemente con respecto al sistema de producción actual del pozo y que será explicada a lo largo de la cuarta etapa del presente proyecto.

La convergencia entre las curvas IPR y VLP se da con el caudal de fluidos total mencionados anteriormente a una presión de 1.022 PSI.

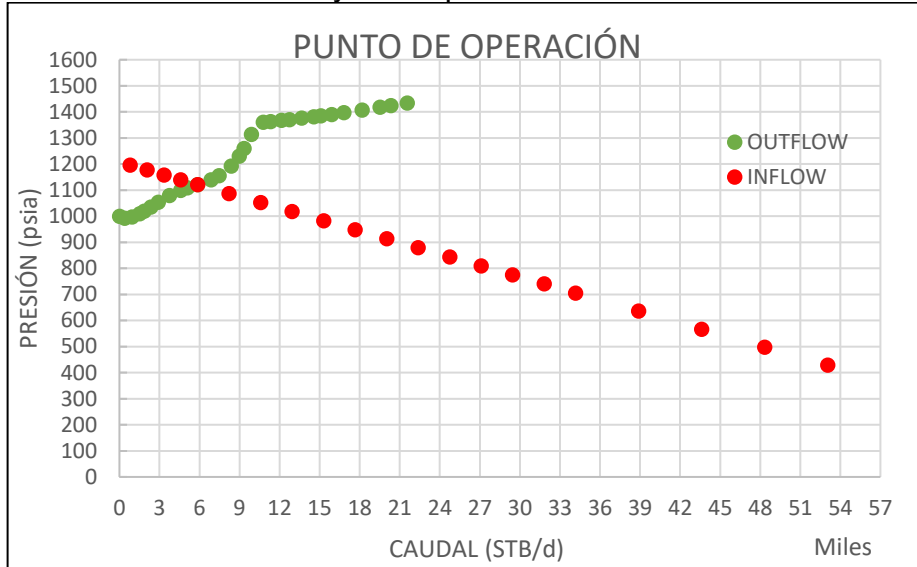
Figura 18. Historial de producción Pozo A2



Fuente: ECOPETROL S.A.

Para este pozo, en su historial de producción se tuvo una producción de agua de 5.620 barriles y una producción de petróleo de 205 barriles en la fecha de febrero del año 2.018, que representa un WOR de 27,41 que está muy por debajo del WOR actual de producción. Este es el escenario seleccionado para realizar la simulación.

Gráfica 15. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A2

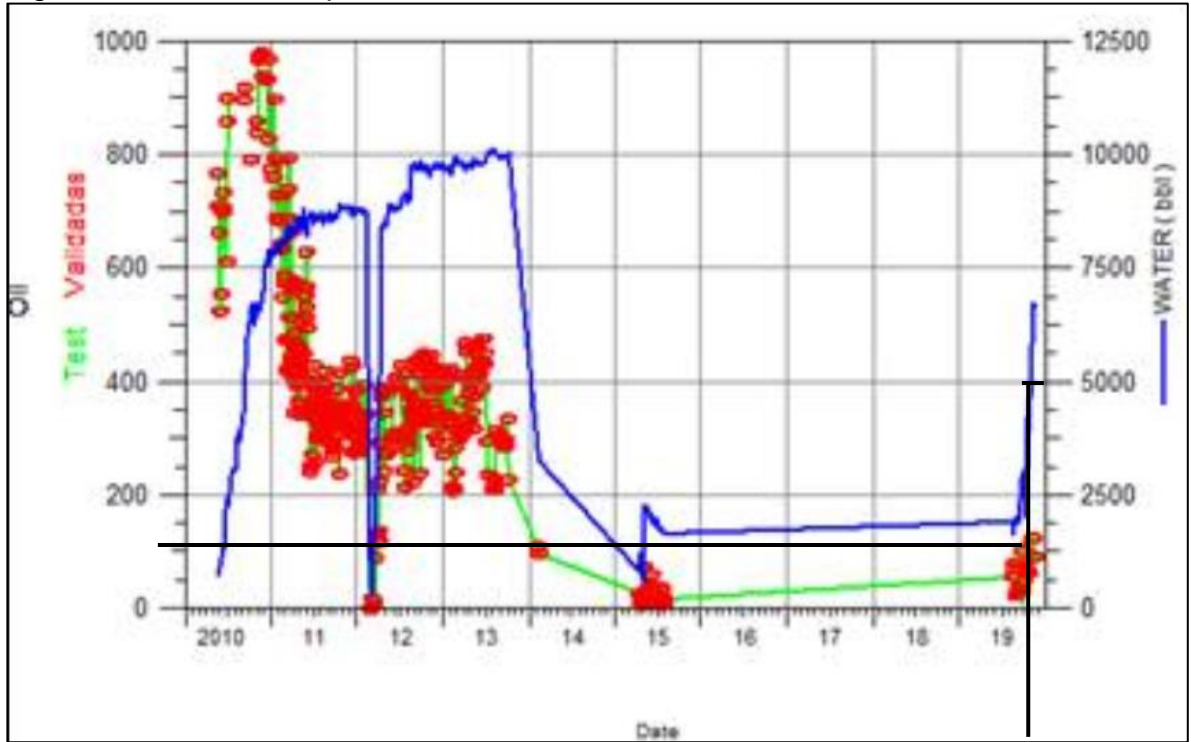


Fuente: elaboración propia

Una vez realizadas las simulaciones para el Pozo A2, se determina que la frecuencia con la que debería trabajar la bomba es de 45 Hz para obtener un WOR de 27,41, distribuido en la producción del pozo de la siguiente manera: producción total 5.825 BBL, producción de aceite 205 BBL y producción de agua 5.620 BBL.

A pesar de que la producción total de fluidos decrece considerablemente, se obtiene una mejora en la relación agua - petróleo. El punto óptimo de operación del pozo mostrado en la Gráfica 15, es de 5.863,26 BFPD y 1.121 PSI.

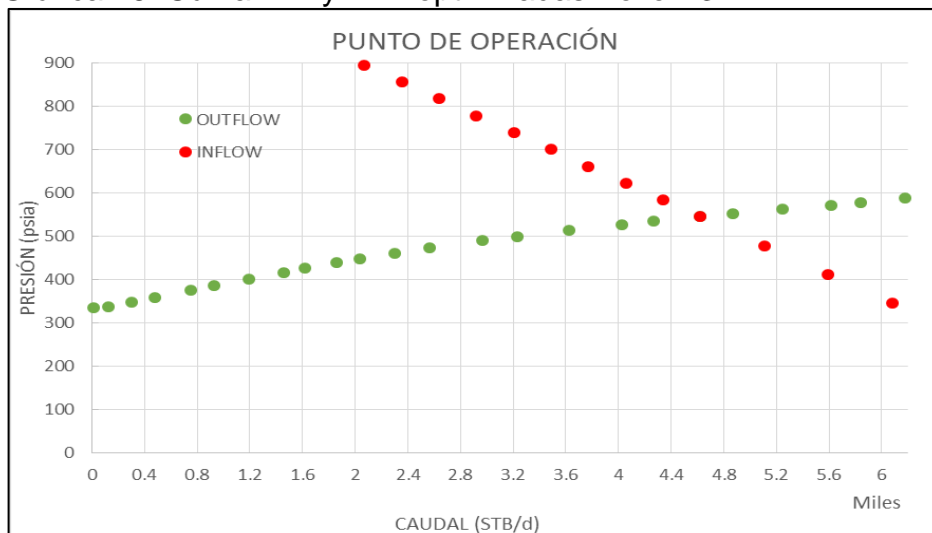
Figura 19. Historial de producción Pozo A3



Fuente: ECOPETROL S.A.

Este historial nos muestra que este pozo inicia su producción con un alto corte de agua, pero que su mejor periodo de producción lo tuvo para un periodo de tiempo de finales de 2010 con una producción después de la estabilización por la inactivación del pozo.

Gráfica 16. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A3



Fuente: elaboración propia

Con respecto al Pozo A3, una vez hecha la revisión de la producción histórica de este pozo, el mejor escenario de producción que ya había presentado se estima en un WOR de 45,45, para un total de 5.110 BFPD con 110 BOPD y 5.000 BWPD. Al simular dicho comportamiento se configuró la bomba a 52,9 Hz de frecuencia, reproduciendo un caudal total de 4.624 BBL, obteniendo un porcentaje de error de 9.5%, por lo cual al ser éste el escenario más cercano que se logra simular al optimizar el pozo, se concluye que no existe un cotejo con la producción histórica.

Este pozo se encuentra funcionando con una bomba TE 11.000 de serie 358 a una frecuencia de 42 Hz y 44 etapas como se muestra en el anexo B, sus parámetros operativos están mostrados en el Cuadro 4, por lo cual al predecir un caudal de 5.110 BFPD se establece que la bomba trabaja con un caudal mínimo de 8.000 BFPD, por lo tanto, no existe cotejo en la simulación.

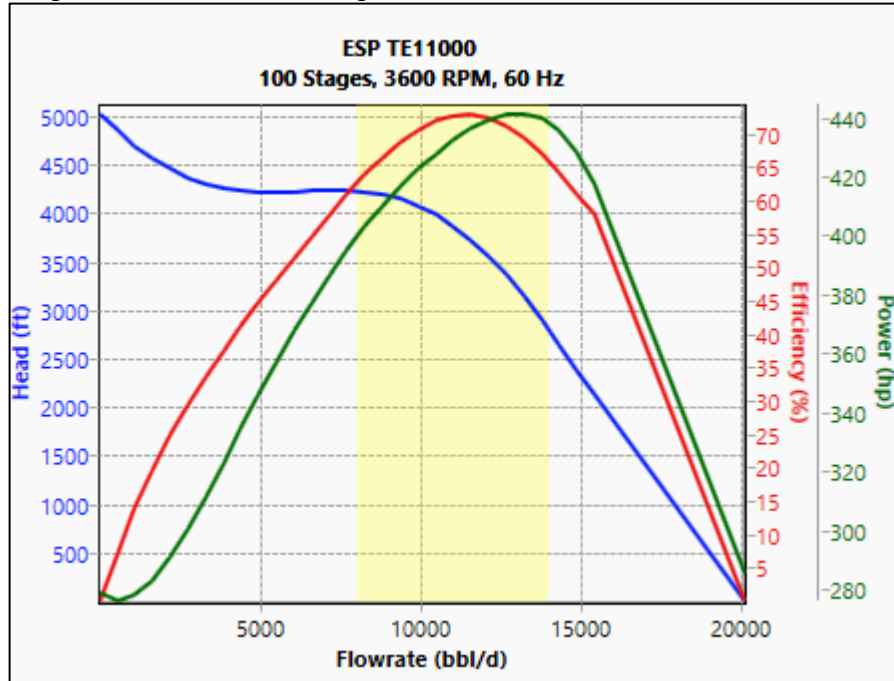
Cuadro 4. Parámetros operativos de la bomba

PARÁMETROS OPERATIVOS BES TE 11.000	
Manufactura	BES
Modelo	TE11000
Serie	538
Diámetro (pulgadas)	5,38
Caudal mínimo (BPD)	8.000
Caudal máximo (BPD)	14.000
Frecuencia Base (Hz)	60
Velocidad Base (rpm)	3.600
Etapas Base	100

Fuente: elaboración propia

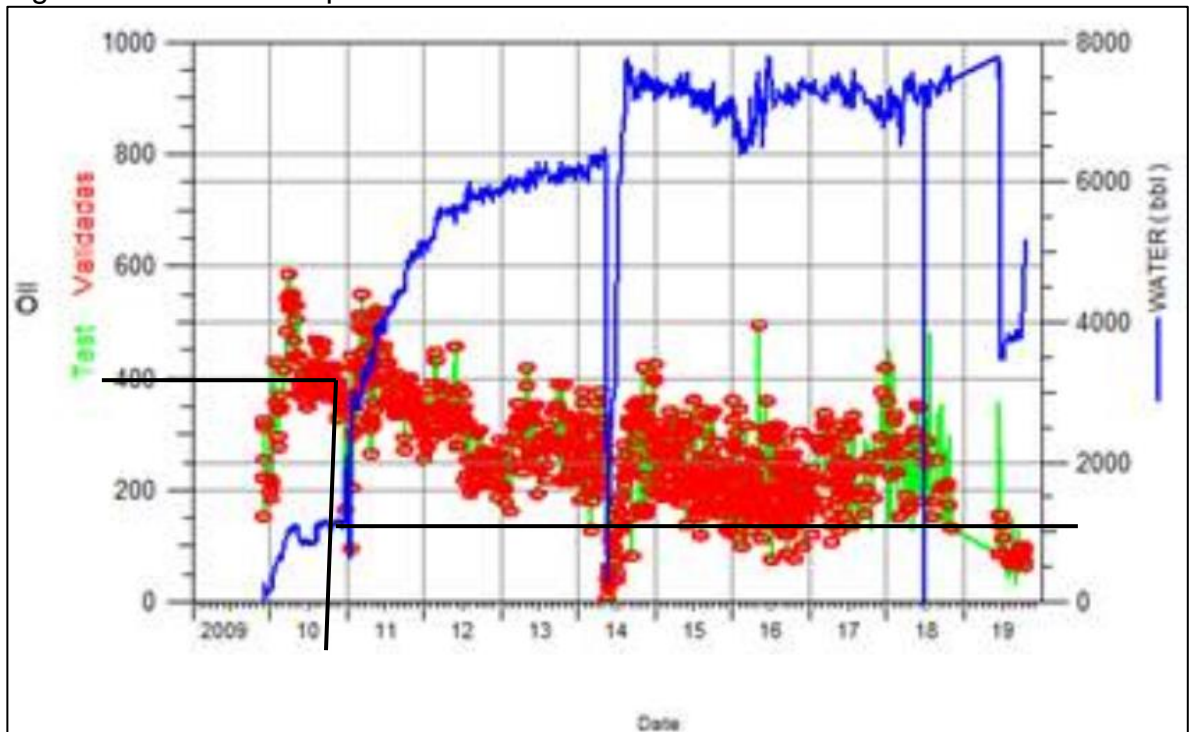
La eficiencia de la bomba mostrada en la Figura 20 permite visualizar los rangos operativos óptimos para la bomba, por lo que con las características escogidas en el historial de producción no son viables para introducir al simulador. ARCENTALES y CAIZAPANTA en el año 2.011 presentan en su trabajo de investigación, aplicación del análisis nodal para la evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible del Campo ESPOL III, las características de las bombas que deben ser tenidas en cuenta para la mejor selección de las mismas en pozos petrolíferos y por lo tanto se recomienda un estudio en cuanto al sobredimensionamiento que se tiene en los equipos del levantamiento artificial en este pozo, así como lo desarrolló OREJARENA en su trabajo de investigación, diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible para un campo colombiano ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante la herramienta DesignPro 9.0.2.

Figura 20. Curva catálogo de la bomba BES TE11.000



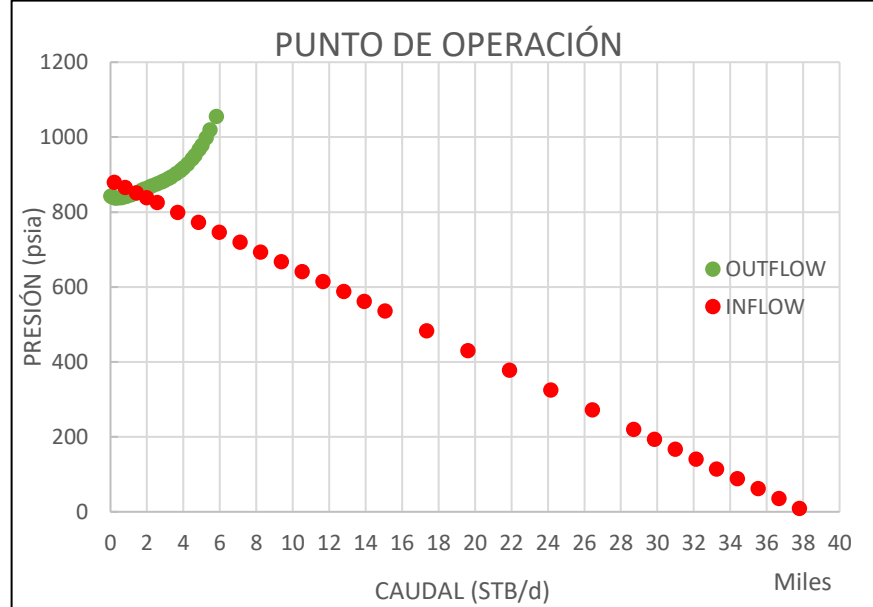
Fuente: elaboración propia, con base en PIPESIM.

Figura 21. Historial de producción Pozo A4.



Fuente: ECOPETROL S.A.

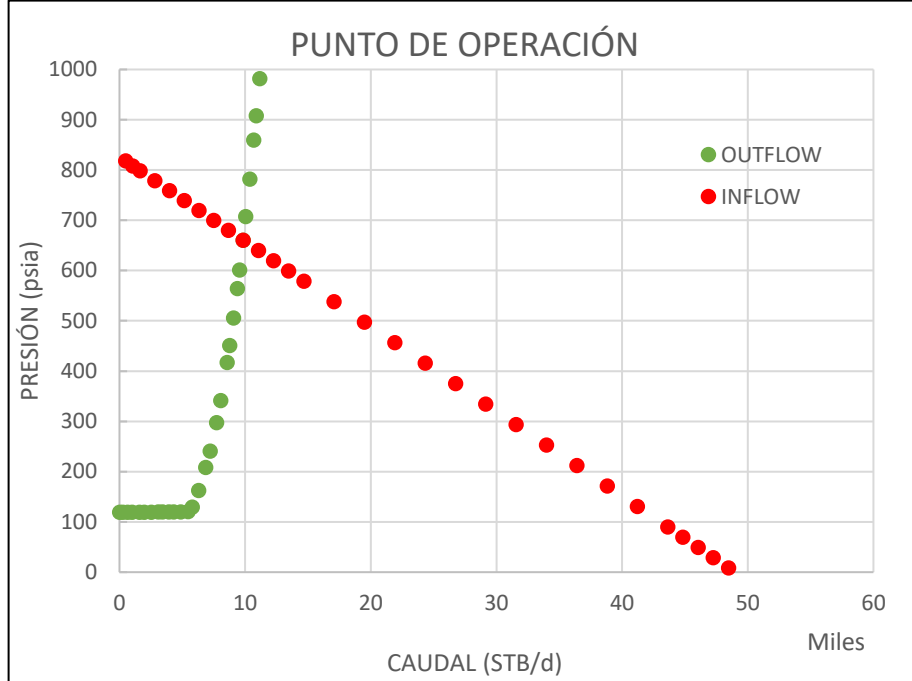
Gráfica 17. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A4



Fuente: elaboración propia

El Pozo A4 reproduce un comportamiento de producción con un WOR de 2,5 a una frecuencia de la bomba de 35,4 Hz, siendo este el caso en el que se logra la mayor mejora en la relación agua - petróleo; este escenario ya se había observado en este pozo en el año 2.010, como se muestra en la Figura 21., con una producción de 1.400 BFPD, repartidos en los fluidos producidos con 400 BBL de crudo y 1.000 BBL de agua, lo cual se simuló con una presión de 838 PSI y un porcentaje de error del 0,5%

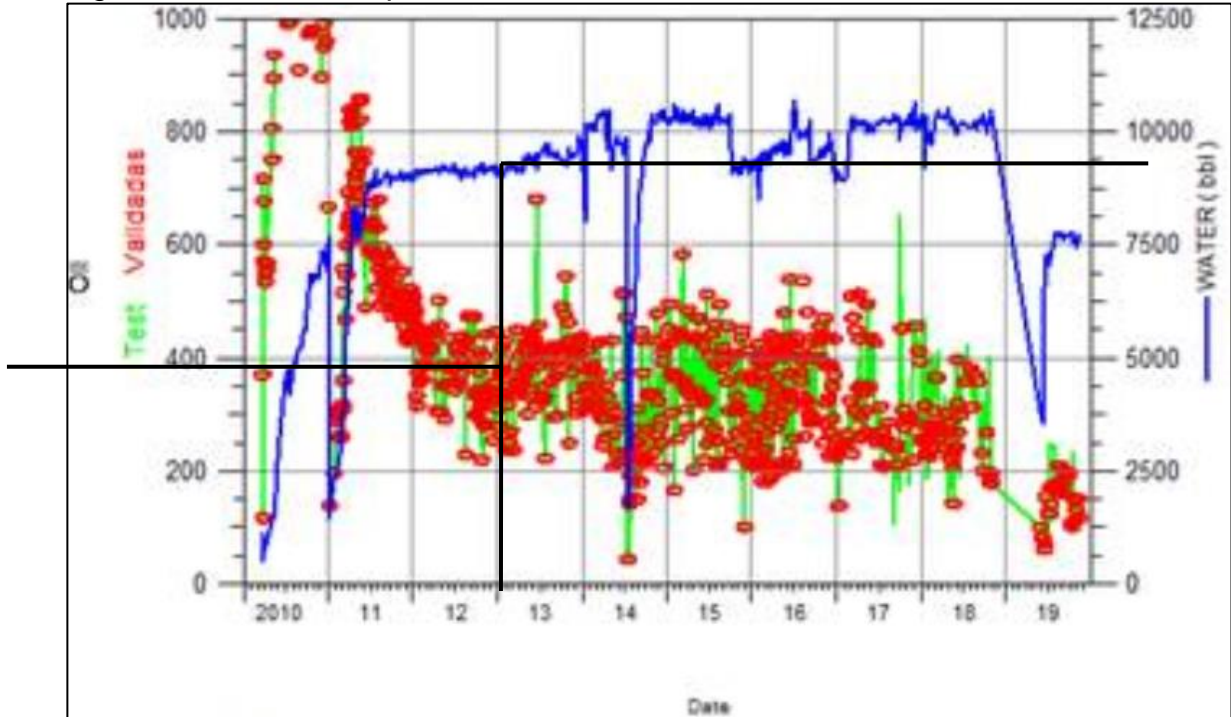
Gráfica 18. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo A5



Fuente: elaboración propia

La Figura 22 muestra que hacia finales de 2012 e incluso inicios de 2013 el comportamiento del pozo es de producción estable, por lo cual se tomara este escenario para ser reproducido en la optimización con el simulador.

Figura 22. Historial de producción Pozo A5

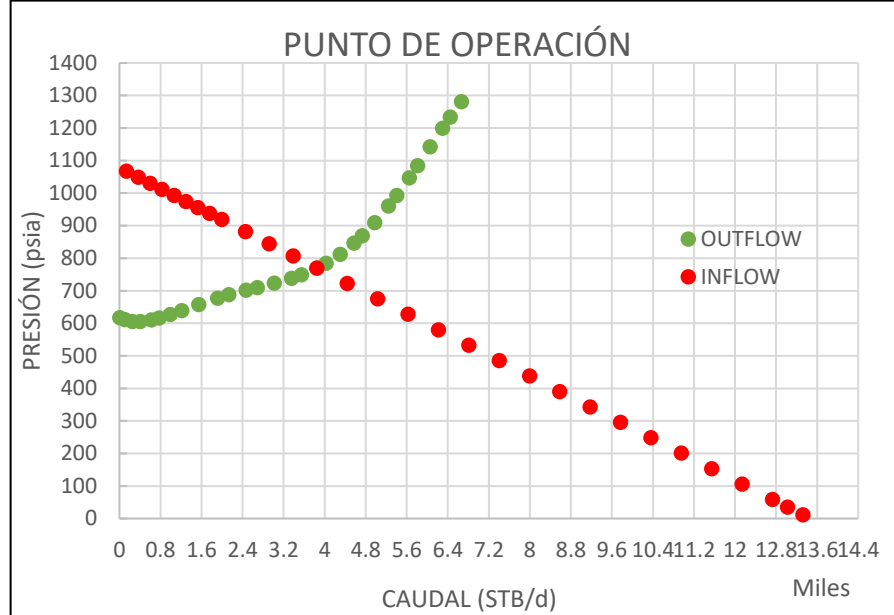


Fuente: ECOPETROL S.A.

El punto óptimo de operación para el Pozo A5 se evidencia cuando las curvas de cruzan en la Gráfica 18, con un caudal de 9.845 BFPD a 659 PSI de presión; el WOR mejora hasta 24,67 con una frecuencia de operación de 59,2.

El Pozo B2 tuvo una producción para abril del año 2.016 con un WOR de 18,19 con 3.837 BFPD de 200 BBL de petróleo y 3.637 BBL de agua, lo cual se recreó en el simulador a una frecuencia de la bomba de 45,2 Hz, obteniendo un error en el caudal de 0,2% con 3.828 BFPD. En este caso al simular una frecuencia mayor en comparación con la que se trabaja actualmente, se consigue una mayor producción de fluidos totales, esto debido a la corrección por viscosidad que trae implícita el software.

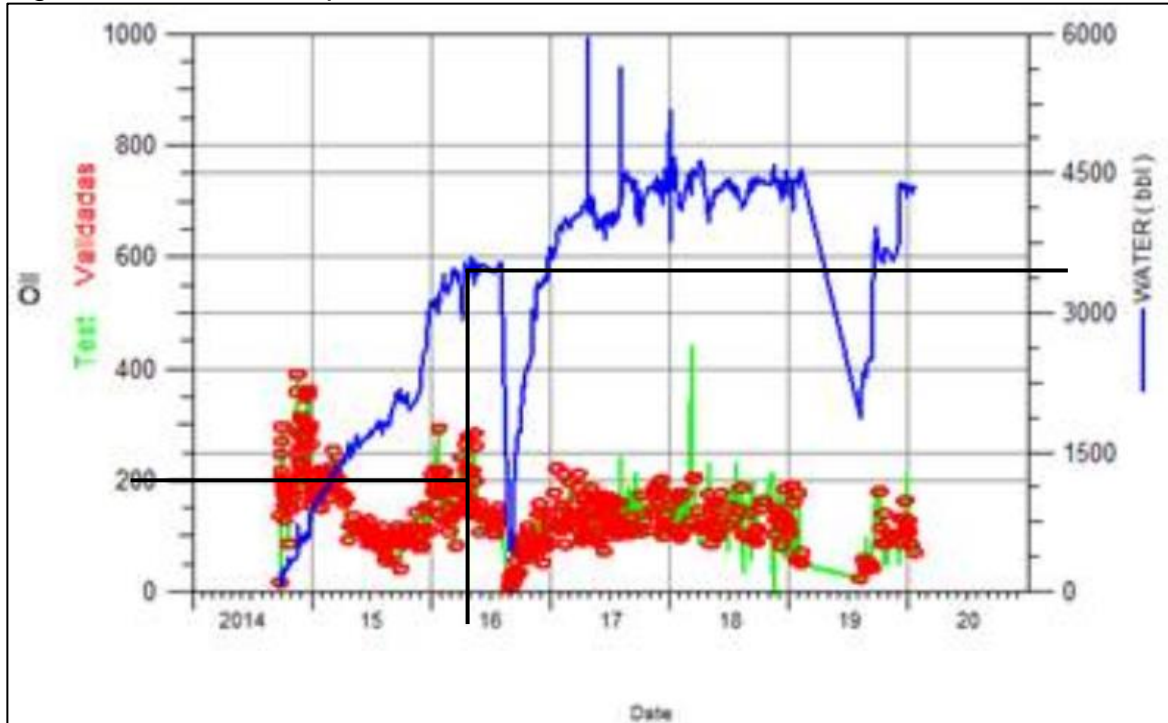
Gráfica 19. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B2



Fuente: elaboración propia

La curva IPR y VLP coinciden en 770 PSI y 3.848 BBL de producción, por ende, se toma este punto como la sugerencia operativa que se tiene para este pozo, dado que se evidencia que las curvas cumplen con un comportamiento recomendado para el funcionamiento del sistema de producción.

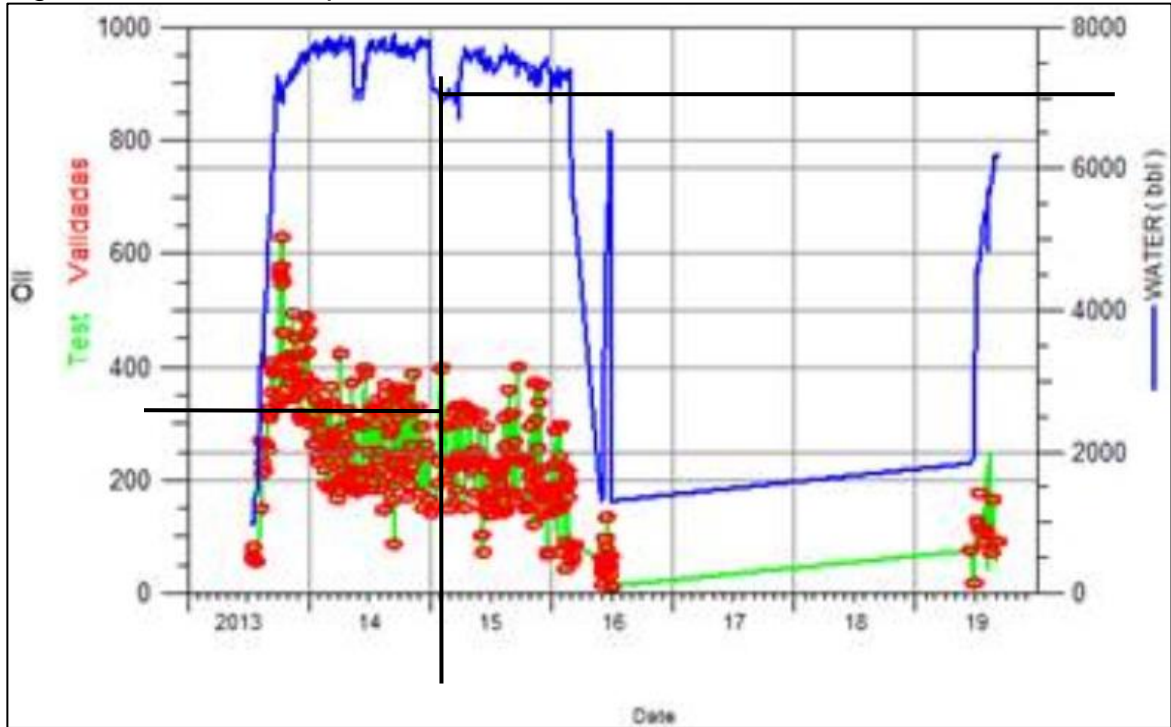
Figura 23. Historial de producción Pozo B2



Fuente: ECOPETROL S.A.

La optimización del Pozo B3 se dio en un periodo de tiempo donde se selecciona el escenario más productivo del pozo para inicios del año 2.015 como se muestra en la Figura 24.

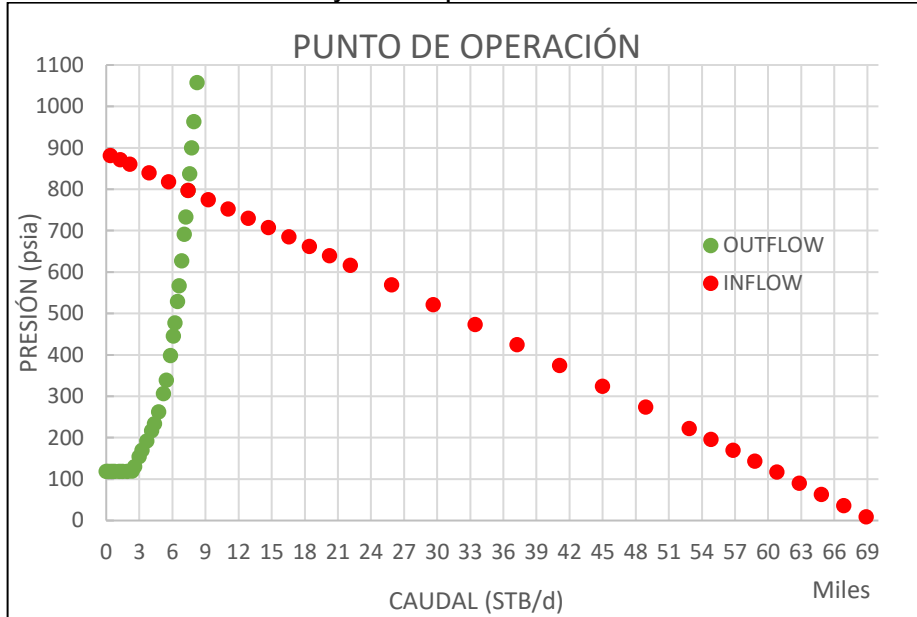
Figura 24. Historial de producción Pozo B3



Fuente: ECOPETROL S.A.

A 796 PSI y 7.431 BBL se encuentra el punto de operación recomendado por el simulador para el Pozo B3, donde se reproduce un escenario con 325 BOPD y 7.100 BWPD para un total de 7.425 BBL de fluido total, logrando así un WOR igual a 21,85 al ajustar los parámetros operativos de la bomba a 59,3 Hz, es decir, la frecuencia más alta evaluada durante las optimizaciones de todos los pozos, respetando las características de la bomba que trabaja con una frecuencia máxima de 60 Hz.

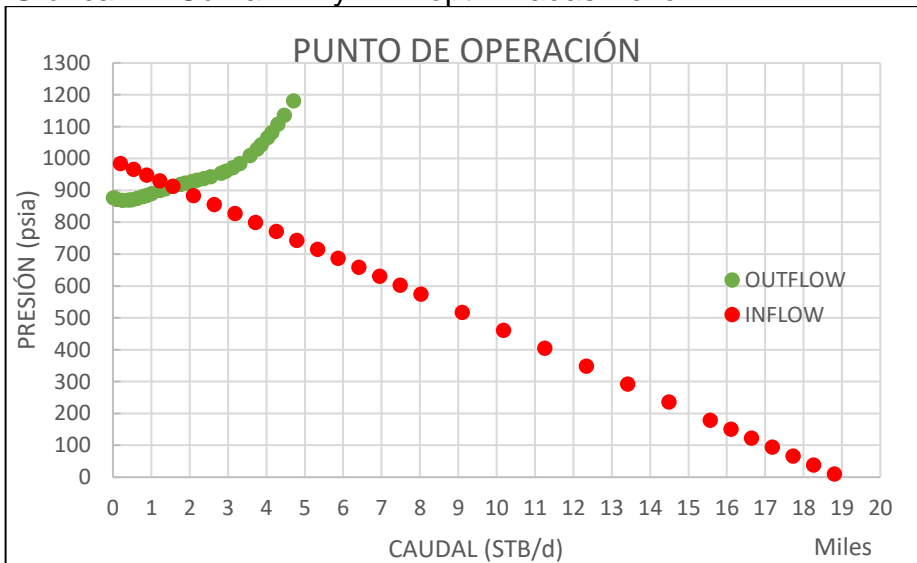
Gráfica 20. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B3



Fuente: elaboración propia

Si bien las curvas de outflow e inflow no muestran cambios representativos antes y después de la optimización, la relación agua - petróleo si se ve positivamente afectada de acuerdo al objetivo de este proyecto.

Gráfica 21. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B4

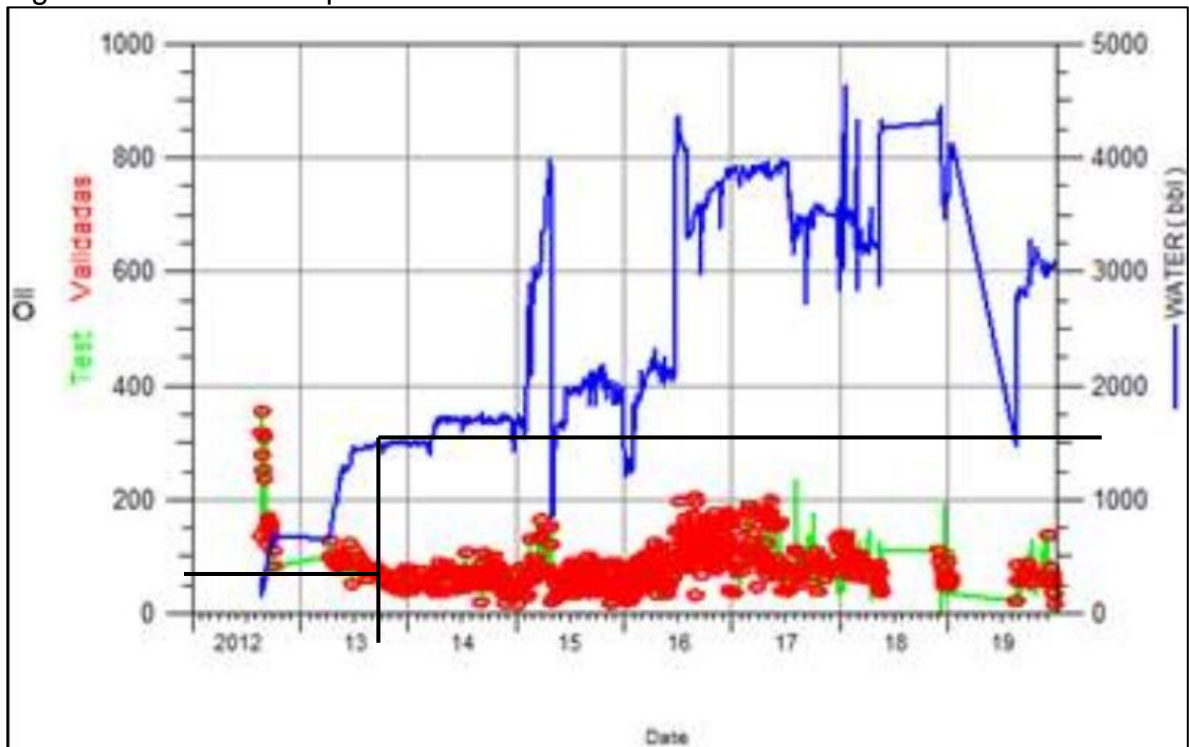


Fuente: elaboración propia

Para el Pozo B4 se estableció una frecuencia de trabajo de la bomba de 35,5 Hz, con lo cual a partir de la simulación se obtuvo un WOR de 23,08, distribuido en una

producción de 1.565 BFPD de 65 BBL de crudo y 1.500 BBL de agua. El software establece un punto de operación que depende del caudal y la presión para cumplir con los datos de producción ya mencionados, por lo cual el pozo debe mantenerse a 912 PSI y 1.557 BBL de fluidos totales. Este escenario óptimo se dio para septiembre de 2.013 como se muestra en la Figura 25.

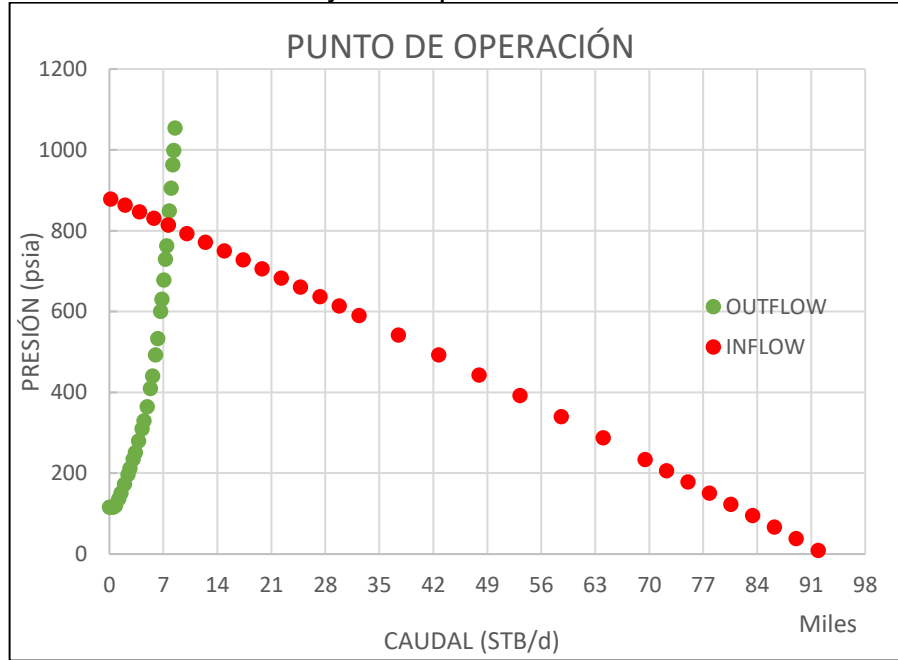
Figura 25. Historial de producción Pozo B4



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

La Gráfica 22 muestra que después de realizada la optimización del Pozo B5, éste debería mantenerse operando a una presión de 814 PSI y 7.651 BBL de producción cuando se configuran los parámetros de la bomba del sistema de levantamiento a 48,2 Hz de frecuencia, de tal modo que con un error del 0,01% obtenido en el simulador, el pozo producirá con una relación de agua - petróleo de 20,86, 7.650 BFPD entre 350 BOPD y 7.300 BWPD.

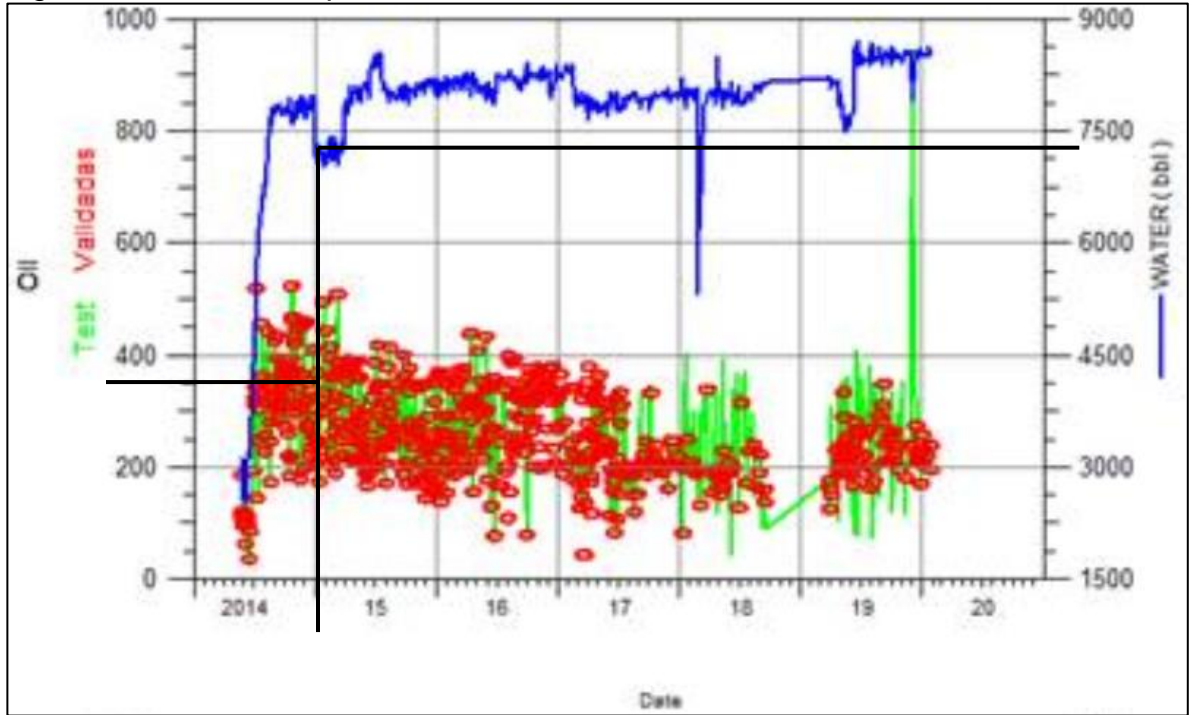
Gráfica 22. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B5



Fuente: elaboración propia

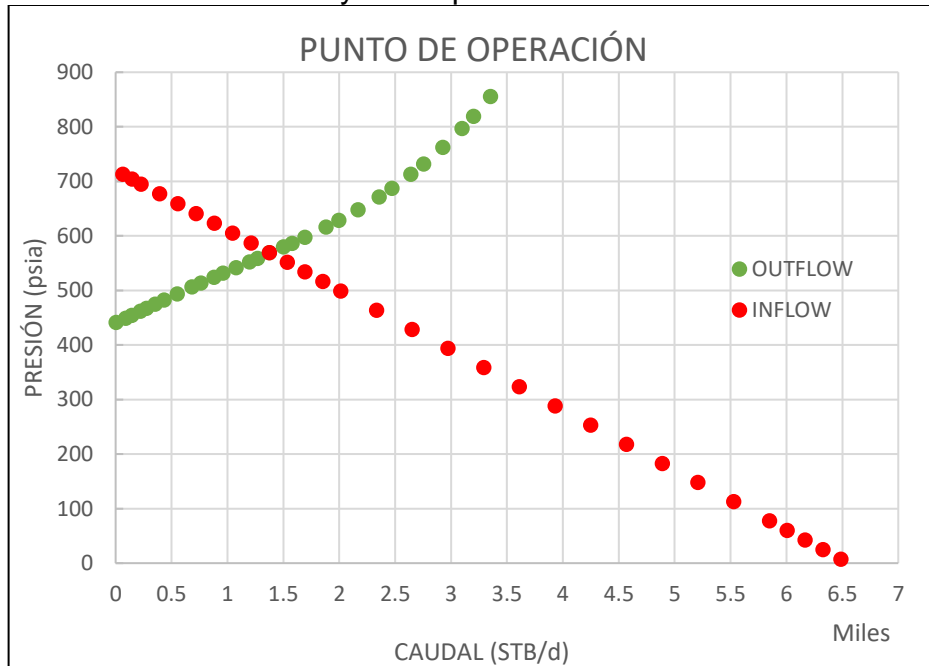
Este escenario está basado en la fecha enero de 2.015 del historial de producción como se muestra en la Figura 26, aunque la producción de este pozo ha sido constante a lo largo de sus años de operación. El pozo tiene las condiciones de operación mencionadas anteriormente.

Figura 26. Historial de producción Pozo B5



Fuente: ECOPETROL S.A.

Gráfica 23. Curva IPR y VLP optimizadas Pozo B6

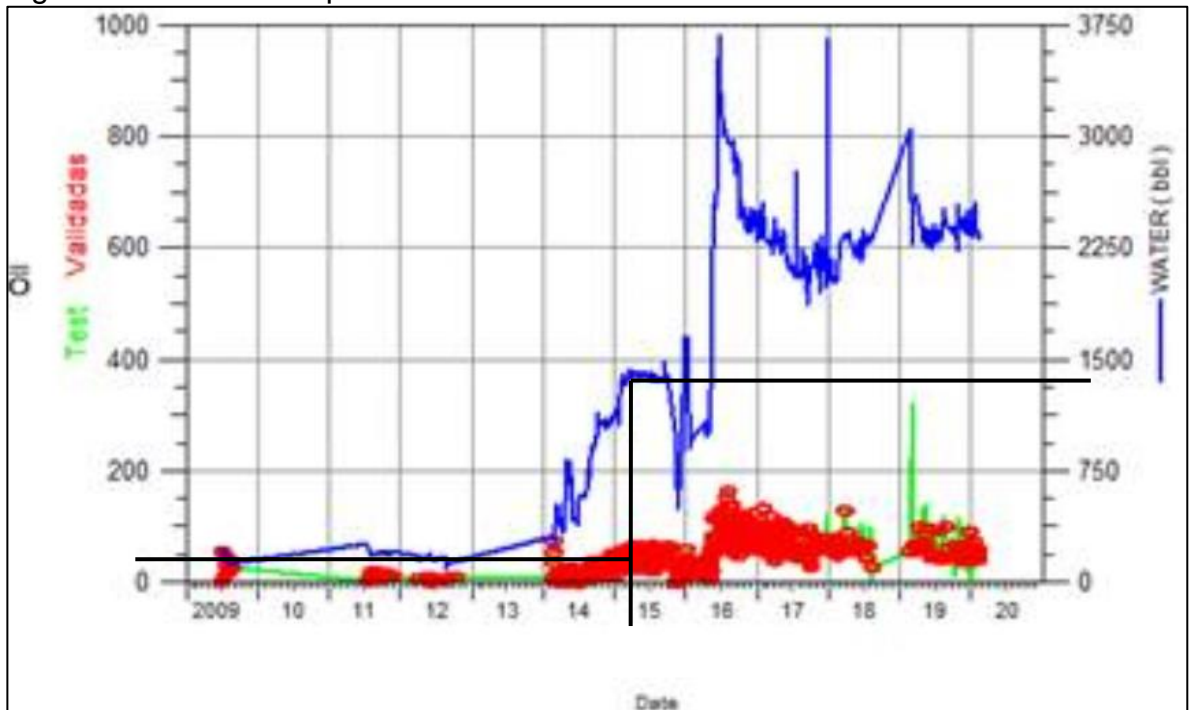


Fuente: elaboración propia

Con la implementación de la herramienta de simulación, el Pozo B6 alcanza el WOR más bajo hasta un valor de 27,92, al ajustar la frecuencia de la bomba BES en 53,9 Hz, por lo cual, este pozo alcanza su mejor escenario de producción en 1.388 BFPD teniendo solo en cuenta modificaciones en las frecuencias de la bomba; el caudal producido se reparte en 48 BBL de aceite y 1.340 BBL de agua respectivamente.

El cruce entre las curvas representadas en la Gráfica 23, permite determinar el punto óptimo de operación, el cual se encuentra a 1.375 BBL y 569 PSI.

Figura 27. Historial de producción Pozo B6



Fuente: ECOPETROL S.A.

3.4 ETAPA 4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN

El caudal crítico es el caudal máximo necesario para que un pozo pueda producir únicamente petróleo, esto resulta porque a esta tasa de producción (generalmente de bajas frecuencias) se evita la generación de conificaciones o canales de agua y el fluido que va a ser desplazado posterior a la estabilización del yacimiento es el crudo.

En muchos casos estas tasas de producción generan muy poca rentabilidad debido a la baja producción, así que, para estos pozos, la producción de agua es necesaria para hacer rentable la producción de petróleo.

El corte de agua puede verse afectado por múltiples razones, pero su comportamiento puede ser clasificado como producción de agua antes y después de la irrupción, en muchos pozos luego de que la irrupción sucede, el aumento del WOR puede ser exponencial siendo esto un proceso natural de la producción.

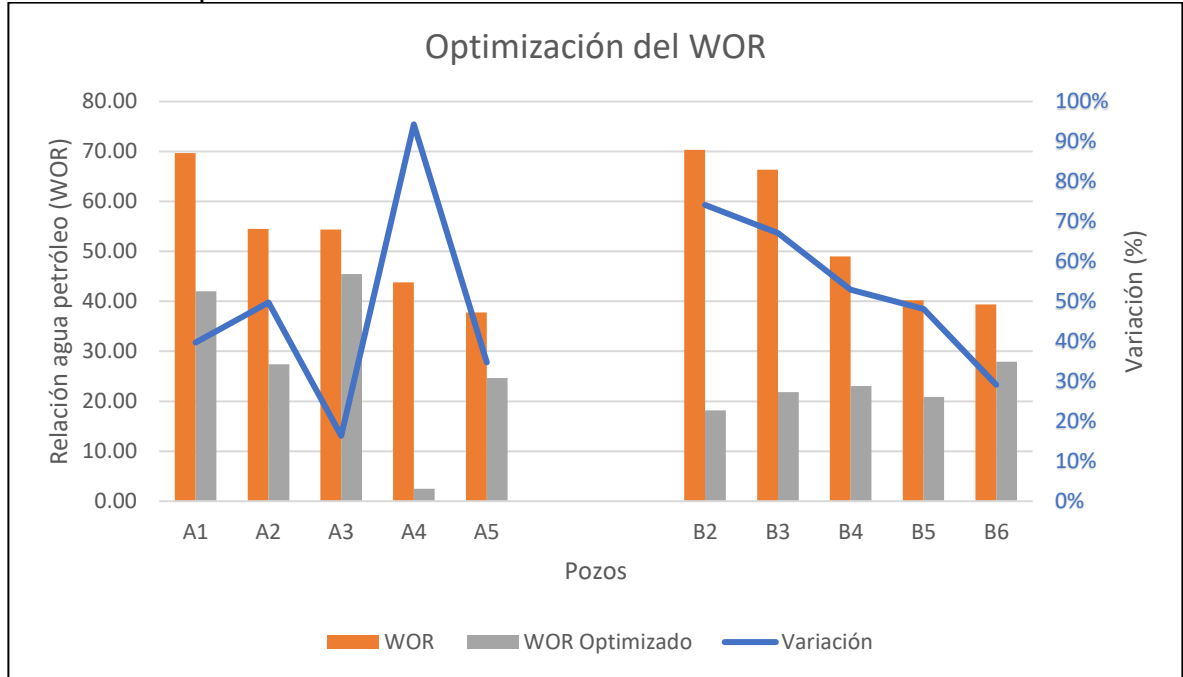
La optimización se realizó basada en el historial de producción de cada pozo, teniendo en cuenta las curvas de producción de petróleo y de agua a través del tiempo, para luego seleccionar los escenarios de producción con las diferentes presiones y así poder reproducir estos escenarios variando las frecuencias de las bombas en el simulador.

El resultado del análisis fue poder extrapolar esos escenarios a las condiciones actuales y poder reducir el caudal de agua presente en la mezcla de fluidos de producción, para poder aumentar el corte de petróleo presente. En la mayoría de pozos, para alcanzar este objetivo fue necesario reducir la frecuencia de operación de las bombas, sin embargo, en un pozo del estudio la frecuencia estaba por debajo de la frecuencia óptima por lo que, en este caso, fue necesario aumentar la frecuencia de operación.

Para cada uno de los pozos se mostrará el escenario óptimo de producción en su historia y la frecuencia de la bomba a la que fue cotejado este historial, también se hará una comparación de la producción con el estado actual para determinar así la ganancia del petróleo en el fluido producido.

La Gráfica 24 muestra la optimización realizada pozo a pozo donde las barras naranjas indican el WOR actual, las barras grises indican el WOR optimizado luego de la selección de escenarios del capítulo 3 y las líneas se leen con el eje que está a la derecha del gráfico, e indican el porcentaje de variación del WOR optimizado con respecto al actual.

Gráfica 24. Optimización del WOR



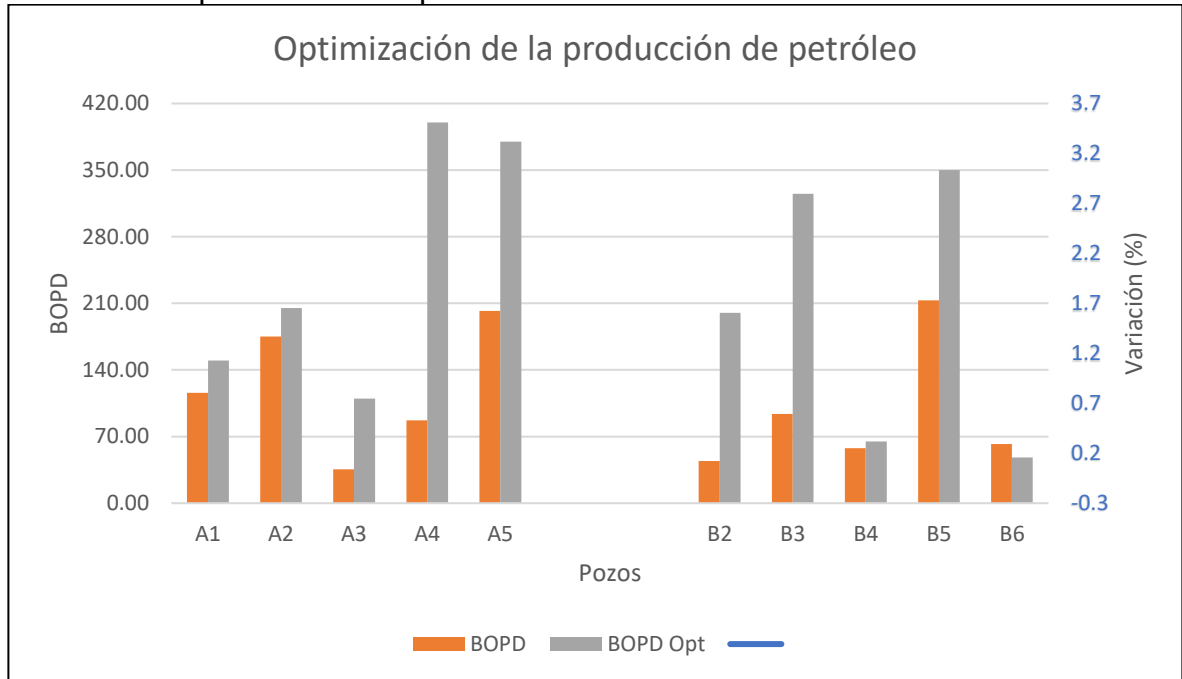
Fuente: elaboración propia

Para el Pozo A1 se observa una variación del 40% con una reducción de 27,6 barriles de agua por cada barril de petróleo producido, aumentando la producción de petróleo en 33,1 Barriles por día y reduciendo la producción de agua en 1.817 barriles diarios.

El Pozo A2 presenta una mejora del WOR en un 50% aumentando la producción de petróleo en cerca de 30 barriles por día, pero reduciendo la producción de agua en 3.938 barriles.

La Gráfica 25 y la Gráfica 26 muestran la variación del petróleo y del agua en barriles respectivamente para cada uno de los pozos seleccionados, la línea muestra la ganancia o pérdida en barriles de petróleo de la Gráfica 25, y la ganancia con la reducción de la producción de agua en barriles de la Gráfica 26.

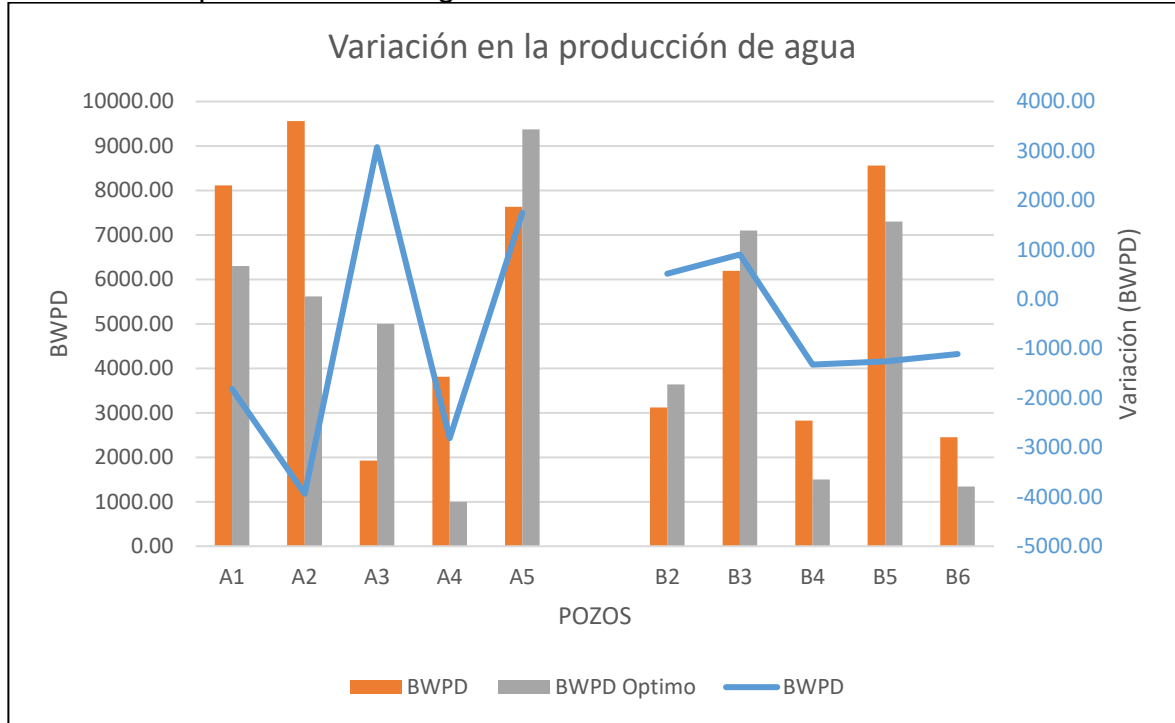
Gráfica 25. Optimización del petróleo



Fuente: elaboración propia

Aunque el Pozo A3 es de los pozos con menor producción del campo, la optimización del WOR sería de un 16%, aumentando la producción de petróleo de con 74 barriles al día que casi triplica la producción actual, si se logrará reproducir nuevamente el escenario elegido del histórico de producción. El porcentaje de optimización sería muy bajo debido a que la producción de agua se aumentaría en 3.077 barriles diarios duplicando la producción actual.

Gráfica 26. Optimización del agua



Fuente: elaboración propia

El Pozo A4 representa la el pozo con la mejor optimización del estudio llegando a un aumento de 313 barriles de petróleo al día y bajando la producción en 2.812 barriles de agua. Se produce una optimización del WOR del 94%, es el mejor candidato a realizarle pruebas de variación en campo para implementar la metodología.

A diferencia del Pozo A4, la mejor producción de petróleo la tiene el Pozo A5 ya que normalmente produce 202 barriles al día y con la optimización, este pozo empieza a producir alrededor de los 380 barriles al día, al igual que el Pozo A3, este pozo tiene un aumento en la producción de agua para la optimización de 1.746 barriles llegando a disminuir el WOR en un 35%.

El promedio del mejoramiento del WOR para los pozos de la Zona A fue del 47% mientras que para los pozos de la Zona B se observa un promedio de mejoría del WOR en un 54%, teniendo como pozo con mayor porcentaje de variación el B2. Este pozo presenta una producción actual de petróleo de 44 barriles y de agua un total de 3.165 barriles, luego de realizar la optimización, la producción de petróleo se aumenta a 200 barriles y la de agua aumenta en menor proporción a 3.637 barriles resultando un WOR de 18,19 que comparado con el WOR actual de 70,33, se produce una variación del 74% de mejoría para la producción.

El Pozo B3 aumenta su producción de petróleo en 231 barriles diarios pasando de producir de 94 a 325 barriles y su corte de agua aumenta de 6.134 a 7.100 barriles, reduciendo el WOR un 67% debido al incremento en la producción de petróleo.

El Pozo B4 tiene también una reducción en el corte de agua de 1.326 barriles y un aumento en el corte de petróleo de aproximadamente 8 barriles, indicando que aunque la ganancia en la producción de petróleo no fue muy grande, el corte de agua fue reducido un 53%, reduciendo el fluido a tratar en superficie de 2.884 a 1.565 barriles.

El Pozo B5, similar al Pozo A4, presenta un aumento en la producción de petróleo de 137 barriles y una disminución en la producción de agua de 1.258 barriles, llegando a bajar el WOR desde 40,2 hasta 20,86 representando una optimización del 48%, bajando el flujo de fluido en superficie de 8.771 barriles a 7.650 barriles.

El Pozo B6 tiene una optimización distinta a los demás pozos, ya que es el único pozo que para reducir el WOR es necesario reducir la producción se baja de 62 barriles al día a 48 y el corte de agua se reduciría de 2.451 a 1.340 barriles de agua al día, por lo que se recomienda realizar un análisis financiero más detallado para decidir el futuro de la producción de este pozo.

Todos los datos mencionados anteriormente se muestran en la Tabla 7, en la cual pozo a pozo se describen los datos actuales de trabajo del pozo en la sección “antes” y los resultados obtenidos después de realizar la optimización con la ayuda de la herramienta de simulación. Los datos que se compraron en los escenarios fueron los barriles de agua por día, los barriles de petróleo por día, los barriles de fluido total por día, el WOR y la frecuencia de operación de las bombas del sistema de levantamiento artificial.

Tabla 7. Resultados de las simulaciones

POZOS	ANTES					DESPUÉS					OPTIMIZACIÓN			
	BWPD	BOPD	BFPD	WOR	FRECUENCIA	BWPD Optimo	BOPD Optimo	BFPD Optimo	WOR Optimo	FRECUENCIA Optima	BWPD	BOPD	WOR	FRECUENCIA
A1	8116.91	116.09	8233	69.67	55	6300	150	6450	42.00	48.3	-1816.91	33.91	-27.67	-6.70
A2	9557.81	175.19	9733	54.49	55	5620	205	5825	27.41	45	-3937.81	29.81	-27.08	-10.00
A3	1922.56	35.44	1958	54.34	42	5000	110	5110	45.45	52.9	3077.44	74.56	-8.89	10.90
A4	3812.05	86.95	3899	43.78	40	1000	400	1400	2.50	35.4	-2812.05	313.05	-41.28	-4.60
A5	7628.96	202.04	7831	37.81	52	9375	380	9755	24.67	59.2	1746.04	177.96	-13.14	7.20
B2	3120.69	44.31	3165	70.33	42	3637	200	3837	18.19	45.2	516.31	155.69	-52.15	3.20
B3	6194.31	93.69	6288	66.34	53	7100	325	7425	21.85	59.3	905.69	231.31	-44.49	6.30
B4	2826.32	57.68	2884	49	40	1500	65	1565	23.08	35.5	-1326.32	7.32	-25.92	-4.50
B5	8557.86	213.14	8771	40.2	53	7300	350	7650	20.86	48.2	-1257.86	136.86	-19.34	-4.80
B6	2450.93	62.07	2513	97.53	61.9	1340	48	1388	27.92	53.9	-1110.93	-14.07	-69.61	-8.00

Fuente: elaboración propia

La optimización se muestra finalmente con los datos del caudal de agua por día del pozo que debería esperarse cuando se aplican los parámetros propuestos en la optimización de cada uno, obteniendo con los resultados negativos el decremento en la producción de agua, por el contrario, cuando se evidencian los barriles de petróleo por día, se tienen en valores positivos los barriles extras que se obtienen a partir de la simulación; finalmente, el WOR al disminuir en todos los pozos cuando se reproduce cada escenario del histórico de producción seleccionado, se ve en negativo la reducción de cada corte de agua

4. CONCLUSIONES

- De los 336 pozos que conforman la campaña de reactivación establecida por Ecopetrol S.A., 14 pozos cumplen con un tiempo de producción a partir de la reactivación superior a 100 días, un periodo de inactividad a causa de un elevado corte de agua, un valor de WOR superior al promedio del campo estimado en 32 barriles de agua por barril de petróleo y un espaciamiento areal entre pozos que no supera 1.5 km de radio.
- Una vez escogida la muestra de pozos, se debieron descartar 4 pozos adicionales. El primero, Pozo B1, mostró un incremento en la producción de agua posterior a la reactivación a pesar de que estuvo inactivo por 1.347 días. Una hipótesis para explicar este comportamiento es que el WOC pudo haber alcanzado el nivel de las zonas cañoneadas. Los otros pozos, dos de ellos, fueron sujetos a un estudio previo por parte de la Compañía Operadora y finalmente, el último pozo, fue cerrado a producción.
- Las simulaciones realizadas en este trabajo tienen un error menor al 5%. Este valor se obtuvo al ajustar la sensibilidad del simulador con el daño de pozo y el Head Derating Factor de la bomba en función de las condiciones del yacimiento y el tipo de fluidos presenten en él.
- El Pozo A3 obtuvo un porcentaje de error de 9,5% al simular el escenario más cercano que se seleccionó del histórico de producción, por lo que se concluye que no existe cotejo dado que la bomba del sistema de levantamiento artificial se encuentra sobredimensionada.
- En cada zona de estudio se identificaron dos pozos en los que la optimización resultó en un incremento en la producción de crudo. La producción total del campo se incrementa en 1.086 BOPD, provenientes de los pozos A1, A2, A4, A5, B2, B3, B4 y B5.
- En los pozos A5, B2 y B3 el WOR se redujo a partir de la optimización resultando en un aumento en la producción de petróleo, incrementando en la simulación 565 BBL a la producción actual del Campo Rubiales.
- El Pozo B6 tuvo una mejora en la relación agua - petróleo superior al 30%, siendo este el único pozo en el que se evidenció este comportamiento. La reducción en la producción del agua fue de 1.110 BBL.
- En los pozos A1, A2, A4, B4 y B5 se alcanza una mejora del WOR, afectando simultáneamente la producción de agua y de crudo. El incremento en la producción total de petróleo es de 521 BBL y un decremento en la producción total de agua de 11.151 BBL.

- En los pozos A5, B2 y B3 fue necesario aumentar las frecuencias de las bombas en un promedio de 5,6 Hz para aumentar en caudal de fluido, implicando el aumento de crudo y agua. En los pozos A1, A2, A4, B4, B5 y B6 fue necesario disminuir la frecuencia en un rango entre 4,0 Hz y 9,1 Hz para disminuir el caudal de fluido.
- El WOR disminuye en los Pozo A1, A2, A4, B4, B5 y B6 al reducir las frecuencias operativas de la bomba, debido a que el agua al ser menos densa que el petróleo se filtra a través de él si las frecuencias son elevadas, por el contrario, en los pozos A5, B2 y B3, la relación de agua - petróleo disminuyó cuando se incrementaron las frecuencias, dado que, al tener más potencia en la bomba, mayor es el caudal de fluidos que se lleva a superficie.
- La producción inicial de la Zona A es 85,6 BOPD mayor que la Zona B debido a que esta cuenta con dos pozos horizontales más, por eso, durante la optimización, esta zona obtuvo mejores rendimientos y mayor fue su mejora con respecto a la Zona B.
- La Zona A aumento su producción en 629 BOPD mientras que la Zona B la incrementó en 103 BOPD, de igual manera, la reducción de agua fue de 3.743 BWPD para la Zona A y de 2.273 BWPD para la Zona B.

5. RECOMENDACIONES

- Ampliar el estudio a más pozos en los que se garantice una conectividad hidráulica, sabiendo que el pozo posee problemas por altos cortes de agua y se encuentra activo.
- Evaluar el completamiento que posee cada pozo, debido a que se encontraron durante el estudio que ciertos pozos poseen bombas y tuberías mal dimensionadas con respecto a la capacidad de producción del pozo.
- Estudiar los efectos de realizar una limpieza a las tuberías ya que la producción de agua puede generar incrustaciones o depósitos orgánicos que restringen el flujo de fluidos.
- Realizar un estudio económico con respecto a las ganancias que genera la producción extra de petróleo, contra la inversión por el manejo del agua de producción en los casos de estudio.
- Implementar el componente del simulador Well Optimizer, para determinar cuáles serían los parámetros más adecuados a modificar durante la simulación, sugeridos por dicha herramienta de simulación.
- Desarrollar un estudio en cuanto al sobredimensionamiento que se tiene en los equipos del levantamiento artificial en el Pozo A3, mediante la herramienta DesignPro 9.0.2.

BIBLIOGRAFÍA

ACGGP, Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Revista GEO Petróleo, Publicación No. 9, septiembre de 2010, 28p.

ANH – Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Geovisor – Mapa de tierra”. Modificado por los autores. [Consultado en enero de 2.020]. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>

ARCENTALES, Danilo, CAIZAPANTA, Marco. Aplicación de Análisis Nodal Para la Evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible del Campo ESPOL III. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, 2011, 120p.

ARZAPALO, Yarim Antonio. Evaluación de Métodos para Calcular la Viscosidad de Crudos Pesados/Extrapesados y Modificación al Moldeo de Lohrenz, Bray y Clark. Universidad Autónoma de México, Ciudad de México, 2016, 107p.

AZARI, Mehdi, Reservoir Engineering Applications to Control Excess Water and Gas Production. SPE International. Halliburton Energy Services, SPE37810, 1997, 16p.

BROWN Kermit, Optimización de la producción de pozos de gas y petróleo por nodos* sistemas analíticos. Volumen 4, Universidad de Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, 1.980.

CARL HIBBELER, Jeffrey, RAE PHILIP, James, The Enviromental Benefits Of Reducing Unwanted Wáter Production, SPE-96582, 2.005.

CASTIBLANCO BORBÓN, Luis, 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, Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía, Medellín, Colombia, 2.017.

CENGEL Yunus A. Mecánica de fluidos. 1ra Edición, México: McGraw-Hill Interamericana, 2.006. ISBN 970-10-5612-4.

CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots, SPE International, Schlumberger Dowell, SPE30775, 1995, 9p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 (2, septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de explotación de hidrocarburos [en línea]. Bogotá D.C.: El Ministerio. 2009. 6 p. [Consultado: 15 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/22162-5272.pdf>.

CORTES MEJÍA, Víctor Manuel, Control De La Producción De Agua En Pozos Petroleros, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México D.F, México, 2.008.

DAKE L.P, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos, Shell aprendizaje y desarrollo, La Haya, Países Bajos, 1.998.

ESCOBAR, Freddy Humberto, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia, 2.012.

HASANI, Majid A. Diagnosis of excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. IPTC, 2006, 9p.

HILL, Freeman. Water Management – An Increasing Trend in the Oil and Gas Industry. Baker Hughes, SPE International, SPE154720, 2012, 5p.

HIRCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. Nota Técnica, Disponible en oilproduction.net, 2009, 8p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajo escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2.018. ISBN 9889588585673 153 p.

LOVE, Tracy. Problem Diagnosis, Treatment Design and Implementation Process Improves Waterflood. SPE International, SPE49201, 1996, 11p.

MCCAIN, WILLIAM. The properties of Petroleum fluid. Second Edition, Tulsa, Oklahoma, PennWell Books.

OREJARENA, Jose Daniel, Diseño del Equipo de Bombeo Electrosumergible para un Campo Colombiano Ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales Mediante la Herramienta Designpro 9.0.2., Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2018, 94p.

PAPPAS, James, Problem Identification and Solution Method for Water Flow Problems, SPE International, SPE35249, 1996, 9p.

PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela: Astro Dala S.A., 2.001.

PRENTT, L.A. A New Management Strategy for Dead Oil reservoirs With a Strong Aquifer. SPE International, HOCOL, SPE132698, 2010, 28p.

REYES, C.M. A Reability-Based Systemic Method for Water Production Analysis, Diagnosis and Solution Design. Universidad central de Venezuela, SPE International, SPE 138935, 2010, 11p.

REYNA Marcelo, Producción Excesiva De Agua En Reservorios, Bauerberg Klein Oil & Gas Training, Buenos Aires, Argentina, 2.018.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Houston; [Consultado en enero de 2.020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

SERIGHT, R.S., LANE, R.H., Syddansk, R. H. Astrategy for Attacking Excess Water Production, SPE International, SPE70067, 2001, 16p.

SHOU, S.I. Development of Optimal Water Control Strategies, SPE International, Chevron USA Inc, SPE 28571, 1994, 11p.

TRAVEZ ALVAREZ, Cristian. Bombeo Electrosumergible Como Método de Levantamiento Artificial Para la Completación del Pozo Anaconda 2 Ubicado en el Oriente Ecuatoriano. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, 2014, 111p.

TUTA, Mileidy Karina, URIBE, Carolina. Optimización del Proceso de Determinación del Corte de Agua en Crudos Pesados Cuando la Emulsión Inversa es Fuerte, Aplicando al Campo Rubiales. Universidad Industrial de Santander, 2019, 109p.

YORTSOS, Y.C., CHOI, Youngmin, YANG, Shengming. Analysis and Interpretation of Water /Oil Ratio in Waterfloods. SPE Journal, 4 December 1999, 12p.

ANEXOS

ANEXO A DATOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS

A partir de la campaña de reactivación de la Compañía Operadora se obtienen los siguientes datos de 336 pozos del Campo Rubiales.

● ZONA A

POZO	FECHA REACTIVACIÓN	FECHA APAGADO ANTERIOR	TIEMPO INACTIVO	PRIMERA PRUEBA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	WOR	SEGUNDA PRUEBA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	WOR	DELTA DE PRUEBAS	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	WOR	TIEMPO OPERANDO
A1	15/08/2019	15/01/2019	212	15/01/2019	10013	99.09	91	9921	109	11/09/2019	8233	98.59	116.5	8116.8	69.67	239	1779.7	0.5	-25.5	1804.2	39.35	224
A2	21/04/2019	9/10/2018	194	9/10/2018	10923	98.74	138	10786	78.16	3/09/2019	9733	98.2	175.39	9557.7	54.49	329	1189.9	0.54	-37.39	1228.3	-23.7	340
A3	10/08/2019	27/07/2015	1475	27/07/2015	1690	98.99	17	1673	98.41	10/09/2019	1958	98.19	35.38	1922.7	54.34	1506	-268.1	0.8	-18.38	-249.7	44.07	229
A4	3/06/2019	27/10/2018	219	27/10/2018	7598	98.23	134	7463	55.69	1/09/2019	3899	97.77	87.06	3811.9	43.78	309	3699	0.46	46.94	3651.1	-11.9	297
A5	27/05/2019	27/10/2018	212	27/10/2018	10666	98.32	180	10486	58.26	5/09/2019	7831	97.42	201.81	7629.5	37.81	313	2834.7	0.9	-21.81	2856.5	-20.5	304

Fuente: Ecopetrol S.A.

● ZONA B

POZO	FECHA REACTIVACIÓN	FECHA APAGADO ANTERIOR	TIEMPO INACTIVO	PRIMERA PRUEBA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	WOR	SEGUNDA PRUEBA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	WOR	DELTA DE PRUEBAS	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	WOR	TIEMPO OPERANDO
B1	9/09/2019	5/01/2016	1542	5/01/2016	4873	98.94	52	4821	92.71	13/09/2019	4100	99.04	39.44	4060.1	102.9	1347	773.47	-0.1	12.56	760.91	-10.2	199
B2	3/08/2019	5/02/2019	179	5/02/2019	4594	98.85	53	4541	85.68	10/09/2019	3165	98.6	44.37	3120.7	70.33	217	1429	0.25	8.63	1420.3	15.35	236
B3	12/06/2019	25/06/2016	1082	25/06/2016	6582	98.97	68	6514	95.79	3/09/2019	6288	98.52	93.38	6194.8	66.34	1165	293.85	0.46	-25.38	319.23	-29.5	288
B4	13/08/2019	7/01/2019	218	7/01/2019	4132	98.57	59	4073	69.03	7/09/2019	2884	98	57.68	2826.4	49	243	1247.9	0.57	1.32	1246.6	20.03	226
B5	17/03/2019	12/09/2018	186	12/09/2018	8258	98.32	138.9	8119	58.45	13/09/2019	8771	97.57	212.88	8558.4	40.2	366	-513.1	0.75	-73.98	-439.1	-18.3	375
B6	16/02/2019	10/08/2018	190	10/08/2018	2366	98.76	29	2337	80.59	4/09/2019	2513	97.53	62.19	2450.6	39.4	390	-146.7	1.23	-33.19	-113.6	-41.2	404

Fuente: Ecopetrol S.A.

ANEXO B
DATOS DE LOS ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS

• POZO A1

✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING CONDUCTOR	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	OPEN HOLE	TUBING
Tope (pies)	-	-	-	4397.26	-	-
Tope (pies) real	0	0	0	4429.76	5582.5	0
Base (pies)	47	271	4495	5615	5617	2944
Base (pies) real	14.5	238.5	4462.5	5582.5	5584.5	2911.5
Grado	K55	K55	K55	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	16	9.625	7	4.5	6.125	3.5
Peso (lb/pies)	90	36	23	11.6	-	9.3

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	S7500N
Etapas	29
Measured depth (pies)	2943.96
Measured depth (pies) Real	2911.46
Serie	513
BFPD	8233
Frecuencia (Hz)	55

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1	2	3
Tope (pies)	4515.43	5134.47	5573.22
Base (pies)	5095.08	5572.52	5613.35
Measured depth (pies)	4805.255	5320.995	5560.785
Measured depth (pies) real	4772.755	5288.495	5528.285
BS&W	98.59	98.59	98.59
WOR	69.67	69.67	69.67
Presión del yacimiento (psi)	1070	1070	1070

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO A2

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING CONDUCTOR	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	OPEN HOLE	TUBING
Tope (pies)	-	-	-	3457.4	-	-
Tope (pies) real	0	0	0	3489.9	4432.5	0
Base (pies)	43	261	3617	4465	4468	2579.71
Base (pies) real	10.5	228.5	3584.5	4432.5	4435.5	2547.21
Grado	K55	K55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	16	9.625	7	4.5	6.125	3.5
Peso (lb/pies)	90	36	23	11.6	-	9.3

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	S7500N
Etapas	29
Measured depth (pies)	2579.71
Measured depth (pies) Real	2547.21
Serie	513
BFPD	9733
Frecuencia (Hz)	55

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1
Tope (pies)	3650.58
Base (pies)	4456.72
Measured depth (pies)	4053.65
Measured depth (pies) real	4021.15
BS&W	98.2
WOR	54.49
Presión del yacimiento (psi)	1207

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO A3

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	OPEN HOLE	TUBING
Tope (pies)	-	-	3816.55	-	-
Tope (pies) real	0	0	3832	4890.55	0
Base (pies)	249	3835	4906	5042	2774.5
Base (pies) real	233.55	3819.55	4890.55	5026.55	2759
Grado	J55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	4.5	4.5	3.5
Peso (lb/pies)	36	23	11.6	-	9.3

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	TE 11000
Etapas	44
Measured depth (pies)	2774.46
Measured depth (pies) Real	2759.01
Serie	513
BFPD	1958
Frecuencia (Hz)	42

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1
Tope (pies)	3839
Base (pies)	4853
Measured depth (pies)	4346
Measured depth (pies) real	4330.55
BS&W	98.19
WOR	54.34
Presión del yacimiento (psi)	1180

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO A4

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUP.	CASING INTERMEDIO	TUBING	OPEN HOLE	CASING INTERMEDIO	CASING INTERMEDIO	OPEN HOLE	CASING INTERMEDIO
Tope (pies)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tope (pies) real	0	0	0	2489.5	0	0	2735.4	0
Base (pies)	250	2728	2502.06	2736	2736	2748	2754	2829
Base (pies) real	237.4	2715.4	2489.46	2723.4	2723.4	2735.4	2741.4	2816.4
Grado	J55	N80	N80	-	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	3.5	4.5	7	7	4.5	7
Peso (lb/pies)	36	23	9.3	-	23	23	-	23

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	S8000N
Etapas	52
Measured depth (pies)	2502.06
Measured depth (pies) Real	2489.46
Serie	540
BFPD	3899
Frecuencia (Hz)	40

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1	2
Tope (pies)	2728	2748
Base (pies)	2736	2754
Measured depth (pies)	2732	2751
Measured depth (pies) real	2719.4	2738.4
BS&W	97.77	97.77
WOR	43.78	43.78
Presión del yacimiento (psi)	887.9	887.9

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO A5

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	OPEN HOLE	TUBING
Tope (pies)	-	-	3686.4	-	-
Tope (pies) real	0	0	3700	5138.4	0
Base (pies)	245	3860	5152	5154	2732.36
Base (pies) real	231.4	3846.4	5138.4	5140.4	2718.76
Grado	J55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	4.5	4.5	3.5
Peso (lb/pies)	36	23	11.6	-	9.3

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	S8500N
Etapas	63
Measured depth (pies)	2732.36
Measured depth (pies) Real	2718.76
Serie	538
BFPD	7831
Frecuencia (Hz)	52

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1
Tope (pies)	3708
Base (pies)	4098
Measured depth (pies)	3903
Measured depth (pies) real	3889.4
BS&W	97.42
WOR	37.81
Presión del yacimiento (psi)	826

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO B2

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	TUBING	OPEN HOLE	CASING INTERMEDIO	OPEN HOLE
Tope (pies)	-	-	-	-	-	-
Tope (pies) real	0	0	0	3973.1	0	4777.6
Base (pies)	240	4570	3986.51	4600	4791	4796
Base (pies) real	226.6	4556.6	3973.11	4586.6	4777.6	4782.6
Grado	K55	N80	N80	-	N80	-
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	3.5	4.5	7	4.5
Peso (lb/pies)	36	23	9.3	-	23	-

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	TE4200
Etapas	47
Measured depth (pies)	3986.51
Measured depth (pies) Real	3973.11
Serie	513
BFPD	3165
Frecuencia (Hz)	42

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1
Tope (pies)	4570
Base (pies)	4600
Measured depth (pies)	4585
Measured depth (pies) real	4571.6
BS&W	98.6
WOR	70.33
Presión del yacimiento (psi)	1078

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO B3

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	OPEN HOLE	TUBING
Tope (pies)	-	-	3604.4	-	-
Tope (pies) real	0	0	3623	4845.4	0
Base (pies)	239	3626	4864	4943	2826.71
Base (pies) real	220.4	3607.4	4845.4	4924.4	2808.11
Grado	J55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	4.5	4.5	3.5
Peso (lb/pies)	36	23	11.6	-	9.3

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	TE5500
Etapas	53
Measured depth (pies)	2826.71
Measured depth (pies) Real	2808.11
Serie	540
BFPD	6288
Frecuencia (Hz)	53

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1	2
Tope (pies)	3846.5	4141.99
Base (pies)	3885.7	4851.31
Measured depth (pies)	3866.1	4496.65
Measured depth (pies) real	3847.5	4478.05
BS&W	98.51	98.51
WOR	66.34	66.34
Presión del yacimiento (psi)	889	889

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO B4

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	TUBING	OPEN HOLE	CASING INTERMEDIO
Tope (pies)	-	-	-	-	-
Tope (pies) real	0	0	0	2713.8	0
Base (pies)	261	2873	2727.03	2881	3100
Base (pies) real	247.8	2859.8	2713.83	2867.8	3086.8
Grado	K55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	3.5	4.5	7
Peso (lb/pies)	36	23	9.3	-	23

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	TE4200
Etapas	47
Measured depth (pies)	2727.03
Measured depth (pies) Real	2713.83
Serie	513
BFPD	2884
Frecuencia (Hz)	40

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1
Tope (pies)	2873
Base (pies)	2881
Measured depth (pies)	2877
Measured depth (pies) real	2863.8
BS&W	98
WOR	49
Presión del yacimiento (psi)	994

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO B5

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	OPEN HOLE	TUBING
Tope (pies)	-	-	3997.6	-	-
Tope (pies) real	0	0	4011	5244.6	0
Base (pies)	235	4014	5258	5259	2770.62
Base (pies) real	221.6	4000.6	5244.6	5245.6	2757.22
Grado	K55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	4.5	6.125	3.5
Peso (lb/pies)	36	23	11.6	-	9.3

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	S8000N
Etapas	76
Measured depth (pies)	2770.62
Measured depth (pies) Real	2757.22
Serie	538
BFPD	8771
Frecuencia (Hz)	53

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1	2
Tope (pies)	4204.66	4958.73
Base (pies)	4811.55	5240.82
Measured depth (pies)	4508.105	5099.775
Measured depth (pies) real	4494.705	5086.375
BS&W	97.57	97.57
WOR	40.2	40.2
Presión del yacimiento (psi)	885.5	885.5

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- POZO B6

- ✓ TUBULARES

TUBULARES	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	TUBING	OPEN HOLE	CASING INTERMEDIO
Tope (pies)	-	-	-	-	-
Tope (pies) real	0	0	0	2580.2	0
Base (pies)	242	2814	2593.23	2820	3094
Base (pies) real	229	2801	2580.23	2807	3081
Grado	J55	N80	N80	-	N80
Diámetro externo (pulg)	9.625	7	3.5	4.5	7
Peso (lb/pies)	36	23	9.3	-	23

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ BOMBA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBA	BES
Modelo	GN4000
Etapas	63
Measured depth (pies)	2593.23
Measured depth (pies) Real	2580.23
Serie	538 - 540
BFPD	2513
Frecuencia (Hz)	61.9

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol

- ✓ COMPLETAMIENTOS

COMPLETAMIENTOS	1	2
Tope (pies)	2814	4958.73
Base (pies)	2820	5240.82
Measured depth (pies)	2817	5099.775
Measured depth (pies) real	2804	5086.375
BS&W	97.53	97.53
WOR	39.4	39.4
Presión del yacimiento (psi)	720	720

Fuente: elaboración propia basada en información de Ecopetrol