



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 05 de septiembre de 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Santiago Andrés Gutiérrez Puentes, con C.C. No. 1081159532,

Laura Gimena Yasnó Gómez, con C.C. No. 1007714753,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado \_\_\_\_\_

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE  
VÁLVULAS AUTÓNOMAS CONTROLADORAS DE FLUJO (AICV) EN UN CAMPO  
PRODUCTOR.

presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de

Ingenieros de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gutiérrez Puentes	Santiago Andrés
Yasnó Gómez	Laura Gimena

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Galindo Sanchez	Jose Miguel

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petroleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva      AÑO DE PRESENTACIÓN: 2023      NÚMERO DE PÁGINAS: 155

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas  Fotografías  Grabaciones en discos  Ilustraciones en general  Grabados   
Láminas  Litografías  Mapas  Música impresa  Planos  Retratos  Sin ilustraciones  Tablas  
o Cuadros



**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

Microsoft 365  
TNavigator 22.1

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Autonomo</u>	<u>Autonomous</u>	6. <u>Yacimiento</u>	<u>Reservoir</u>
2. <u>Flujo</u>	<u>Inflow</u>	7. <u>Industria petrolera</u>	<u>Oil industry</u>
3. <u>Controladoras</u>	<u>Control</u>	8. <u>Efectividad</u>	<u>Efficiency</u>
4. <u>Valvulas</u>	<u>Valve</u>	9. <u>Viabilidad</u>	<u>Viability</u>
5. <u>Dispositivo</u>	<u>Device</u>	10. <u>Simulación</u>	<u>Simulation</u>

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

El presente proyecto de investigación describe una posible solución a la elevada producción de fluidos no deseados en un campo petrolero mediante la implementación de válvulas autónomas reguladoras de flujo (AICV). El objetivo del estudio es evaluar la viabilidad técnica, práctica y económica de implementar las válvulas AICV en dos pozos pilotos del campo "Rubí".

Los pozos seleccionados se encuentran en un bloque exploratorio el cual se caracteriza por la presencia de crudo extrapesado a una profundidad de más de 8000 pies de profundidad. Mediante el uso del software de simulación TNavigator se analizaron las condiciones petrofísicas del yacimiento y se simularon los pozos en diferentes condiciones, para determinar la eficiencia y los beneficios de las válvulas AICV.

Los resultados del estudio demostraron que la implementación de la tecnología AICV genera reducciones significativas en los cortes de agua y aumentos en la producción de crudo. Y evidenciando que los casos donde se involucró un mayor número de válvulas AICV, mostraron los mejores resultados en términos de incremento en la producción de aceite, reducción de agua y disminución del corte de agua. Además, se destaca la viabilidad económica de los casos propuestos, con períodos de recuperación de la inversión inicial que varían entre uno y dos meses.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

This research project describes a possible solution to the high production of unwanted fluids in an oil field through the implementation of autonomous flow regulating valves (AICV). The objective of the study is to evaluate the technical, practical and economic feasibility of implementing the AICV valves in two pilot wells of the "Rubí" field.

The selected wells are located in an exploratory block which is characterized by the presence of extra-heavy crude at a depth of more than 8,000 feet. Through the use of the TNavigator simulation software, the petrophysical conditions of the reservoir were analyzed and the wells were simulated under different conditions, to determine the efficiency and benefits of the AICV valves.

The results of the study showed that the implementation of AICV technology generates significant reductions in water cuts and increases in crude oil production. And evidencing that the cases where a greater number of AICV valves were involved, showed the best results in terms of increased oil production, water reduction and decreased water cut. In addition, the economic viability of the proposed cases is highlighted, with recovery periods of the initial investment that vary between one and two months.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepulveda Gaona



UNIVERSIDAD  
**SURCOLOMBIANA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS  
AUTÓNOMAS CONTROLADORAS DE FLUJO (AICV) EN UN CAMPO PRODUCTOR.**

**SANTIAGO ANDRÉS GUTIÉRREZ PUENTES**

**LAURA GIMENA YASNÓ GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA – HULA**

**2023**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS  
AUTÓNOMAS CONTROLADORAS DE FLUJO (AICV) EN UN CAMPO PRODUCTOR.**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO DE  
PETRÓLEOS**

**SANTIAGO ANDRÉS GUTIÉRREZ PUENTES**

**LAURA GIMENA YASNÓ GÓMEZ**

**DIRECTOR DE GRADO:**

**JOSE MIGUEL GALINDO SANCHEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA – HULA**

**2023**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---



---

**Mgtr. Jose Miguel Galindo Sánchez**

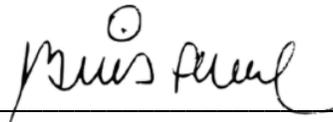
Director



---

**Ervin Aranda Aranda**

Jurado



---

**MSc. Luis Fernando Ramon Bonilla Camacho**

Jurado

**Neiva, agosto de 2023**

## DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada a:

Mi madre, Rubiela, por ser el motor de mi vida, gracias a tus consejos y gran esfuerzo he llegado hasta donde estoy, la vida no me va a alcanzar para compensarte, te amo.

Mis hermanos, Cristian, Estefany y Jhoan, por toda su ayuda y ser mi ejemplo a seguir, solo ustedes saben cuánto hemos batallado, algún día volveremos a estar juntos, los amo.

Mis amigos y demás familiares, Jestner, Joel, Sebastián, Francisco, Daniel, Manuel y todos aquellos que me ayudaron a lo largo de mi carrera universitaria, gracias totales.

***Santiago Andrés Gutiérrez Puentes.***

A mi compañero de tesis, porque sin él no podría haberlo logrado, gracias por todo, a mis padres, quienes siempre me brindaron amor incondicional y apoyo. Gracias a por su esfuerzo, sacrificio y fe en mí ha sido de gran ayuda para superarme. Gracias por siempre alentarme a perseguir mis sueños. Estoy eternamente agradecida por todo lo que han hecho por mí.

A mi familia, que siempre ha estado ahí para celebrar mis triunfos. Su apoyo y presencia en mi vida me han dado la fortaleza para seguir adelante.

A mis amigos, que me acompañaron durante la carrera, gracias por su apoyo.

***Laura Gimena Yasnó Gómez.***

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestro director de tesis, José Miguel Galindo Sánchez.

Al ingeniero Gabriel Restrepo, por toda su colaboración y ayuda desinteresada.

A Rock Flow Dynamics por otorgarnos la licencia educativa de su software.

A la ingeniera Ruthsandy Barón por ser una guía y amiga en este proceso.

A los ingenieros María Carolina y Marcelo por la confianza depositada en este proyecto.

A los futuros ingenieros, colegas y amigos Santiago Jovel y Andrés Jaime por acompañarnos codo a codo en este largo camino.

A los profesores de la facultad de ingeniería de la Universidad Surcolombiana por los conocimientos brindados a lo largo de nuestra carrera universitaria.

# TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	13
ABSTRACT .....	14
INTRODUCCIÓN .....	15
1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	16
1.1 Antecedentes: .....	16
1.2 Planteamiento del problema:.....	19
1.3 Justificación: .....	19
1.4 Objetivos: .....	20
1.4.1 Objetivo General: .....	20
1.4.2 Objetivos Específicos:.....	20
2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1 Propiedades de roca y fluido.....	20
2.1.1 Porosidad:.....	20
2.1.2 Permeabilidad: .....	21
2.1.3 Saturación:.....	22
2.1.4 Gravedad API:.....	23
2.1.5 Régimen de flujo: .....	24
2.2 Registros litológicos.....	24
2.2.1 Tipos de Registros.....	24
2.3 Tipos de completamiento: .....	28
2.3.1 Completamiento Sencillo .....	28
2.3.2 Completamiento Múltiple: .....	29
2.3.3 Completamiento Dual: .....	29
2.3.4 Completamiento Dual Concéntrico: .....	30
2.3.5 Completamiento Dual Paralelo: .....	31
2.3.6 Completamientos Inteligentes: .....	32
2.4 Dispositivos de control de influjo:.....	33
2.4.1 ICD: .....	34
2.4.2 AICD:.....	38
2.4.3 ICV.....	39

2.4.4	AICV .....	41
2.5	LITOLOGÍA DEL CAMPO .....	44
2.5.1	Descripción Del Campo Rubí .....	44
2.5.2	Estratigrafía del Campo Rubí .....	45
2.5.3	Tabla propiedades del yacimiento .....	45
2.5.4	Selección de los pozos piloto.....	46
3.	METODOLOGIA.....	48
3.1	Introducción: .....	48
3.2	Diseño de modelo estático en TNavigator: .....	48
3.2.1	Modelo geológico:.....	49
3.2.2	Diseño PVT.....	51
3.2.3	Creación de pozos .....	52
3.3	Modelo Dinámico .....	52
3.4	Proyección histórica de los pozos del campo Rubí.....	54
3.4.1	Proyección caso base RB-1 .....	55
3.4.2	Proyección caso base RB-2 .....	56
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	57
4.1	Diseño de los nuevos completamientos.....	57
4.1.1	Completamiento A – Pozo RB-1 .....	58
4.1.2	Completamiento B – Pozo RB-1 .....	59
4.1.3	Completamiento A – Pozo RB-2 .....	60
4.1.4	Completamiento B – Pozo RB-2 .....	61
4.2	Simulación de las válvulas AICV en TNavigator .....	61
4.2.1	Simulación del Caso A – Pozo RB-1 .....	62
4.2.2	Simulación del Caso B – Pozo RB-1.....	66
4.2.3	Simulación del Caso A – Pozo RB-2 .....	70
4.2.4	Simulación del Caso B – Pozo RB-2.....	73
4.3	Análisis de resultados.....	76
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	79
5.1	Ingresos .....	79
5.2	Egresos .....	79
5.2.1	Costos de operación .....	80
5.2.2	Costos por tratamiento de fluido .....	81

5.3	Flujo Neto de Caja .....	81
5.3.1	Base de calculo .....	82
5.3.2	Flujo neto de caja Pozo RB-1 .....	84
5.3.3	Flujo neto de caja Pozo RB-2 .....	85
5.4	Relación de Costo/Beneficio .....	85
5.5	Periodo de recuperación de la inversión.....	87
5.5.1	Tiempo de recuperación de la inversión Pozo RB-1.....	87
5.5.2	Tiempo de recuperación de la inversión Pozo RB-2.....	88
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89
6.1	Conclusiones.....	89
6.2	Recomendaciones .....	90
7.	BIBLIOGRAFÍA .....	91

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b>	<b>Completamiento sencillo.....</b>	<b>29</b>
<b>Figura 2.</b>	<b>Completamiento dual.....</b>	<b>30</b>
<b>Figura 3.</b>	<b>Completamiento Dual Concéntrico.....</b>	<b>31</b>
<b>Figura 4.</b>	<b>Completamiento Dual Paralelo.....</b>	<b>32</b>
<b>Figura 5.</b>	<b>Gráfico Comparativo entre los Costos de desarrollo de una Completamiento Convencional y uno Inteligente.....</b>	<b>33</b>
<b>Figura 6.</b>	<b>Tipos de ICD.....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 7.</b>	<b>ICD con Orificio.....</b>	<b>36</b>
<b>Figura 8.</b>	<b>AICD – Diodo Fluido.....</b>	<b>38</b>
<b>Figura 9.</b>	<b>AICD – RCP.....</b>	<b>39</b>
<b>Figura 10.</b>	<b>Válvula ICV.....</b>	<b>40</b>
<b>Figura 11.</b>	<b>Funcionamiento válvula AICV.....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 12.</b>	<b>Válvula AICV.....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 13.</b>	<b>Historial de Producción – Pozo RB-1.....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 14.</b>	<b>Historial de Producción – Pozo RB-2.....</b>	<b>47</b>

<b>Figura 15.</b> Trayectoria de pozos – Campo Rubí.....	49
<b>Figura 16.</b> Malla “Grid” – Campo Rubí.....	50
<b>Figura 17.</b> Diseño PVT – Crudo Campo Rubí.....	51
<b>Figura 18.</b> Creación de pozos – TNavigator.....	52
<b>Figura 19.</b> Diagrama de Presión- Campo Rubí.....	53
<b>Figura 20.</b> Diagrama de saturación – Campo Rubí.....	54
<b>Figura 21.</b> Proyección de producción Caso Base – Pozo RB-1.....	55
<b>Figura 22.</b> Proyección de presión Caso Base – Pozo RB-1.....	55
<b>Figura 23.</b> Proyección de producción Caso Base – Pozo RB-2.....	56
<b>Figura 24.</b> Proyección de presión Caso Base – Pozo RB-2.....	57
<b>Figura 25.</b> Estado Mecánico Caso A – Pozo RB-1.....	58
<b>Figura 26.</b> Estado Mecánico Caso B – Pozo RB-1.....	59
<b>Figura 27.</b> Estado Mecánico Caso A – Pozo RB-2.....	60
<b>Figura 28.</b> Estado Mecánico Caso B – Pozo RB-2.....	61
<b>Figura 29.</b> Diseño de completamiento – Caso A Pozo RB-1.....	62
<b>Figura 30.</b> Proyección de Producción Caso A – Pozo RB-1.....	63
<b>Figura 31.</b> Proyección de corte de agua Caso A – Pozo RB-1.....	64
<b>Figura 32.</b> Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-1.....	65
<b>Figura 33.</b> Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-1.....	65
<b>Figura 34.</b> Diseño de completamiento – Caso B Pozo RB-1.....	66
<b>Figura 35.</b> Proyección de Producción Caso B – Pozo RB-1.....	67
<b>Figura 36.</b> Proyección de corte de agua Caso B – Pozo RB-1.....	68
<b>Figura 37.</b> Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-1.....	69
<b>Figura 38.</b> Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-1.....	69
<b>Figura 39.</b> Diseño de completamiento – Caso A Pozo RB-2.....	70
<b>Figura 40.</b> Proyección de Producción Caso A – Pozo RB-2.....	71
<b>Figura 41.</b> Proyección de corte de agua Caso A – Pozo RB-2.....	71
<b>Figura 42.</b> Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-2.....	72
<b>Figura 43.</b> Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-2.....	72
<b>Figura 44.</b> Diseño de completamiento – Caso B Pozo RB-2.....	73
<b>Figura 45.</b> Proyección de Producción Caso B – Pozo RB-2.....	74
<b>Figura 46.</b> Proyección de corte de agua Caso B – Pozo RB-2.....	75
<b>Figura 47.</b> Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-2.....	75

<b>Figura 48.</b> Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-2.....	76
<b>Figura 49.</b> Comparativa de proyección de aceite para los distintos casos del pozo RB-1.....	77
<b>Figura 50.</b> Comparativa de proyección de aceite para los distintos casos del pozo RB-1.....	78
<b>Figura 51.</b> Diagrama del periodo de la recuperación de inversión inicial para los distintos casos del pozo RB-1.....	87
<b>Figura 52.</b> Diagrama del periodo de la recuperación de inversión inicial para los distintos casos del pozo RB-2.....	88

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla No. 1.</b> - Gravedad API.....	23
<b>Tabla No. 2.</b> Propiedades petrofísicas del campo. ....	45
<b>Tabla No. 3.</b> Producciones actuales – pozos RB-1 y RB-2. ....	46
<b>Tabla No. 4.</b> Parámetros de Entrada Válvulas AICV.....	63
<b>Tabla No. 5.</b> Estimaciones futuras del precio del Petróleo. ....	79
<b>Tabla No. 6.</b> Precios de las válvulas AICV y empaques hinchables. ....	80
<b>Tabla No. 7.</b> Precios de las válvulas AICV y empaques hinchables. ....	81
<b>Tabla No. 8.</b> Flujo Neto de caja para los casos simulados del pozo RB-1.....	84
<b>Tabla No. 9.</b> Flujo Neto de caja para los casos simulados del pozo RB-2.....	85
<b>Tabla No. 10.</b> Relación Costo/Beneficio para las distintas simulaciones del campo Rubí.....	86

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>A</b>	.....	Área (m <sup>2</sup> )
<b>a</b>	.....	Área transversal de la boquilla, m <sup>2</sup>
<b>AICD</b>	.....	Autonomous Inflow Control Device
<b>AICV</b>	.....	Autonomous Inflow Control Valve
<b>bbl/d</b>	.....	Barril por día
<b>BES</b>	.....	Bombeo Electro Sumergible
<b>BFPD</b>	.....	Barril de fluido por día
<b>BOPD</b>	.....	Barril de aceite por día
<b>BSW</b>	.....	Basic Sediment and Water (%)
<b>BWPD</b>	.....	Barril de agua por día
<b>Cd</b>	.....	Coeficiente de descarga de la boquilla
<b>cm</b>	.....	Centímetro
<b>CO<sub>2</sub></b>	.....	Dióxido de Carbono
<b>cP</b>	.....	Centipoise (mPa.s)
<b>d</b>	.....	Día
<b>Ek</b>	.....	Egresos del proyecto a un periodo K
<b>ESP</b>	.....	Electro Sumergible Pump
<b>Fn</b>	.....	Flujo Neto de Caja
<b>ft</b>	.....	Pie
<b>GOR</b>	.....	Gas Oil Ratio (SCF/STB)
<b>H<sub>2</sub></b>	.....	Dihidrogeno
<b>ICD</b>	.....	Inflow Control Device
<b>ICV</b>	.....	Inflow Control Valve
<b>Ik</b>	.....	Ingresos del proyecto a un periodo K
<b>K</b>	.....	Velocidad de Darcy (m/s)
<b>L</b>	.....	Longitud (m)
<b>lb</b>	.....	Libra
<b>MD</b>	.....	Profundidad Medida

<b>mD</b>	.....	Mili-Darcy
<b>mm</b>	.....	Milímetro
<b>P</b>	.....	Presión (psi)
<b>psi</b>	.....	Unidad de presión (lb/in <sup>2</sup> )
<b>Q</b>	.....	Caudal (m <sup>3</sup> /s)
<b>q</b>	.....	Caudal (m <sup>3</sup> /s)
<b>Re</b>	.....	Numero de Reynolds
<b>RS</b>	.....	Solubilidad del gas en el petróleo
<b>S<sub>2</sub></b>	.....	Sulfuro
<b>SCF</b>	.....	Standart Cubic Feet
<b>Sg</b>	.....	Saturación del Gas
<b>So</b>	.....	Saturación del Petróleo
<b>STB</b>	.....	Stock Tank Barrel
<b>Sw</b>	.....	Saturación de agua
<b>Swi</b>	.....	Saturación de agua inicial
<b>TVD</b>	.....	Profundidad Vertical Real
<b>USD</b>	.....	Dólares
<b>V</b>	.....	Volumen total de la roca
<b>v</b>	.....	Velocidad de fluido (m/s)
<b>Vmr</b>	.....	Volumen de la matriz de la roca
<b>Vp</b>	.....	Volumen Poroso
<b>Vrw</b>	.....	Volumen de agua retenida
<b>WC</b>	.....	Corte de agua (%)
<b>ΔP</b>	.....	Caída de Presión
<b>Δt</b>	.....	Variación de tiempo
<b>μ</b>	.....	Viscosidad (cP)
<b>ρ</b>	.....	Densidad del fluido (Kg/m <sup>3</sup> )
<b>φ</b>	.....	Porosidad (%)

## RESUMEN

El presente proyecto de investigación describe una posible solución a la elevada producción de fluidos no deseados en un campo petrolero mediante la implementación de válvulas autónomas reguladoras de flujo (AICV). El objetivo del estudio es evaluar la viabilidad técnica, práctica y económica de implementar las válvulas AICV en dos pozos pilotos del campo "Rubí".

Los pozos seleccionados se encuentran en un bloque exploratorio el cual se caracteriza por la presencia de crudo extrapesado a una profundidad de más de 8000 pies de profundidad. Mediante el uso del software de simulación TNavigator se analizaron las condiciones petrofísicas del yacimiento y se simularon los pozos en diferentes condiciones, para determinar la eficiencia y los beneficios de las válvulas AICV.

Los resultados del estudio demostraron que la implementación de la tecnología AICV genera reducciones significativas en los cortes de agua y aumentos en la producción de crudo. Y evidenciando que los casos donde se involucró un mayor número de válvulas AICV, mostraron los mejores resultados en términos de incremento en la producción de aceite, reducción de agua y disminución del corte de agua. Además, se destaca la viabilidad económica de los casos propuestos, con períodos de recuperación de la inversión inicial que varían entre uno y dos meses.

## **ABSTRACT**

This research project describes a possible solution to the high production of unwanted fluids in an oil field through the implementation of autonomous flow regulating valves (AICV). The objective of the study is to evaluate the technical, practical and economic feasibility of implementing the AICV valves in two pilot wells of the "Rubí" field.

The selected wells are located in an exploratory block which is characterized by the presence of extra-heavy crude at a depth of more than 8,000 feet. Through the use of the TNavigator simulation software, the petrophysical conditions of the reservoir were analyzed and the wells were simulated under different conditions, to determine the efficiency and benefits of the AICV valves.

The results of the study showed that the implementation of AICV technology generates significant reductions in water cuts and increases in crude oil production. And evidencing that the cases where a greater number of AICV valves were involved, showed the best results in terms of increased oil production, water reduction and decreased water cut. In addition, the economic viability of the proposed cases is highlighted, with recovery periods of the initial investment that vary between one and two months.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más comunes dentro de un campo petrolero es la elevada producción de fluidos no deseados. Los altos cortes de agua y gas obligan a las empresas operadoras a tomar decisiones para remediar y mitigar su daño, no solo por las pérdidas asociadas a la disminución de producción de crudo seco, sino por el elevado costo de tratamiento y manejo de estos. Es allí donde el avance e implementación de nuevas tecnologías juegan un papel fundamental para que un pozo sea económicamente viable. (Moradi, 2021). Una de las tecnologías más novedosas para el control de flujo son las válvulas AICV. Estas herramientas actúan de manera autónoma, diferenciando las propiedades de fluido, permitiendo o restringiendo su paso hacia la tubería de producción. Por tanto, se reduce el corte de agua, se aumenta la producción de aceite y, a su vez, se disminuyen los costos de construcción de infraestructura (CAPEX), costos de manejo y tratamiento (OPEX).

Debido a los beneficios que brinda la tecnología AICV, esta se ha planteado como una posible solución simple, práctica para el campo “Rubí”. El campo “Rubí” es un campo productor hipotético al que se le adjudicaron algunos datos geológicos, producción, propiedades PVT, condiciones petrofísicas y equipos de subsuelo y superficie. Por tal razón en el presente proyecto de investigación se describe un estudio técnico, práctico y económico para la implementación la tecnología AICV en dos pozos de dicho campo, a través del software de simulación TNavigator, con el fin de reducir el alto corte de agua y mejorar la producción de crudo, la cual se ha disminuido considerablemente en los últimos meses debido a la depletación natural del campo y a factores externos.

Se realizó este estudio para aplicar la tecnología AICV en dos pozos pilotos. Con esto se buscó una diversificación de variables en las condiciones de los pozos, y de esta manera evaluar la eficiencia y mejora del sistema AICV en distintas condiciones, pretendiendo descubrir en qué condiciones se optimiza más la tecnología AICV y cuánto es la reducción de fluidos no deseados y el impacto económico que esta tiene. Los resultados obtenidos al final del estudio mostraron una posible solución para remediar la problemática, mejorando la eficiencia del campo, reduciendo costos de operación y aumentando sus ganancias.

# 1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

## 1.1 Antecedentes:

La tecnología para el control de flujo se ha venido desarrollando desde hace muchos años y ha evolucionado desde los dispositivos pasivos de control de flujo de entrada (ICD) hasta la actual tecnología de válvulas autónomas controladoras de flujo (AICV). Los ICD fueron desarrollados e introducidos en el mercado mundial en la década de 1990 en Noruega, (Inflow Control, 2022). Este dispositivo se creó para causar una restricción de flujo del fluido que viaja desde el yacimiento hasta el pozo, a través de una caída de presión. Dicha caída es casi independiente de la viscosidad del fluido por lo que crea un perfil de entrada más uniforme y, de esta manera, logra retrasar el avance de agua y gas, aunque no logre controlarlo por completo. (Aakre H. ,, 2013). Los grandes problemas de la tecnología ICD radican en que no podían ahogar el gas cuando se producía la conificación y tenían capacidades limitadas para detener la producción de agua, así como dificultades en la restricción de dichos fluidos no deseados de forma autónoma. (Abd El-Fattah, Fahmy, Wahaibi, & Shibli, 2021). Es por ello que, en el 2006, Statoil creó una nueva tecnología llamada Dispositivo de Control de Flujo Autónomo (AICD), cuya función era igual al de un ICD convencional en producción de crudo seco, pero con la mejora de crear una caída de presión a través de él cuando se produce agua o fluido con alta presencia de GOR y, de este modo, lograr ahogar el fluido no deseado. (Kalyani, Aakre, & Mathiesen., 2021). La tecnología AICD fue implementada en el campo Troll en la plataforma continental de Noruega, donde se obtuvo una reducción de un 20% a 30% en la producción de gas, y un aumento cercano al 20% en producción de crudo. A pesar del buen funcionamiento de la tecnología AICD, no es una aplicación perfecta, puesto que, aunque reduce significativamente el paso de agua y gas, no sella por completo el paso de estos fluidos. Una alternativa a este mecanismo son las válvulas de control de entrada (ICV), también conocidas como “Pozos Inteligentes”. Estas válvulas no disminuyen en gran medida la producción de crudo y son capaces de sellar completamente el paso de agua y gas en un punto de ruptura. La gran desventaja de la tecnología ICV se encuentra en la obligación de ser controlado desde superficie, a través de

sensores de fondo, cableado eléctrico y datos dentro del pozo, además de un número limitado de válvulas a operar y un alto costo de instalación. (Aakre H. ,, 2013).

La tecnología AICV desarrollada en 2012 por la empresa Inflow Control, recopila lo mejor de las tecnologías ICD, AICD e ICV. Cierra completamente la producción de agua y gas en un punto de la ruptura y, a su vez, permite el paso del crudo a través de otras zonas productoras, todo esto de forma autónoma, es decir, no requiere ningún tipo de control o comunicación desde superficie para el ajuste de válvulas de fondo de pozo. El rendimiento de la tecnología AICV es superior a las tecnologías previas. Cuenta con un diseño avanzado, sustentado en los principios de Hagen-Poiseuille y Bernoulli. (Buwauqi S. ,, 2021). El funcionamiento de esta tecnología se fundamenta en la diferenciación de las propiedades de los fluidos, como su densidad, viscosidad y velocidad de flujo. (Inflow Control, 2022). Estas propiedades determinan el cierre o apertura de las válvulas a través de la caída de presión producida por la diferenciación entre el flujo laminar y el flujo turbulento.

Los dispositivos AICV se han implementado en más de 170 pozos alrededor del mundo, dentro de una gran variedad de yacimientos. (Inflow Control, 2022). Entre los beneficios con los que cuenta esta tecnología se destacan la reducción de fluidos no deseados y la eliminación de los riesgos que estos conllevan, al igual que las posibilidades de perforación de pozos más profundos para obtener mayor contacto con el yacimiento, como también la reducción significativa en los costos de operación, disminución de tiempos y costos de separación, transporte y manejo de fluidos no deseados. (Aakre, Werswick, Halvorsen, & Mathiesen., 2014).

Algunas de estas instalaciones se han registrado en distintos estudios. Una de ellas fue la implementación llevada a cabo en un campo en el Sultanato de Omán, en el cual se completaron decenas de pozos con tecnología AICV. En cada pozo se instalaron de 9 a 15 juntas AICV a lo largo de la tubería de producción, que, de acuerdo con las características y necesidades de cada uno de ellos, al finalizar los completamientos, se observó una reducción significativa en la producción de fluidos no deseados, un aumento en la producción de petróleo seco y disminución en la producción de agua. La evidencia mostró que estos pozos optimizaron su producción de crudo seco de 5 a 12 veces más y redujeron la producción de BSW entre un 44% a 92%. También se manifestaron mejoras asociadas a esta tecnología,

como la aplicación de bombas electro sumergibles más pequeñas y, por tanto, más económicas, con menor consumo de energía, de reducción abrupta en los costos de construcción de infraestructura (CAPEX) y costos de manejo y tratamiento (OPEX), al igual que de disminución de la necesidad de pozos inyectores. (Buwauqi S. A.-F., 2022).

A medida que se desarrollan las tecnologías para el control de flujo, se hace más evidente la necesidad del uso y desarrollo de software de simulación, en vista de que los softwares existentes en la actualidad no cuentan con opciones directas para modelar los componentes de una válvula autónoma de control de flujo, pero muchos investigadores han realizado simulaciones mediante la adaptación de simuladores convencionales o la unión entre varios de ellos. Los usados comúnmente son el simulador NETool®, desarrollado por la empresa Landmark Graphics Corporation. Es un simulador de estado estacionario que ayuda a modelar el comportamiento de flujo de un yacimiento. Este software cuenta con varios modelos de diferentes tipos de control de flujo, incluido el modelo de Tasa de Producción Controlada (RCP) de Statoil. (Elverhøy, 2018). En combinación con el software ECLIPSE, desarrollado por Schlumberger, ayuda en la caracterización del yacimiento y el modelamiento de las válvulas. (Moradi, 2021). También se han mostrado adaptaciones a software, como el modelamiento por medio del simulador de flujo dinámico OLGA/ROCX (Moradi, 2021) y simulación programada en el software CMG. (Castelan, 2017).

Una de las simulaciones de las que se tiene registro fue realizada por el software OLGA/ROCX. En esta se creó una malla representando al pozo y se estudió cómo se comporta la producción de un crudo pesado con viscosidad de 100 cP y una densidad de 987 kg/m<sup>3</sup>. Se simularon dos casos: el primero fue de un pozo abierto sin control de entrada y el segundo fue uno en el que se usó tecnología AICV, recompletando el pozo descubierto después de 75 días. El simulador arrojó para el caso del pozo abierto una disminución en la producción de crudo de 6300 bbl/d a 1800 bbl/d después de 75 días; para el caso del pozo con AICV, la producción de crudo aumentó a 6000 bbl/d, disminuyendo en la medida que avanza la irrupción de agua. Por medio de la simulación se observa que los pozos terminados con AICV producen un 59% más de crudo que los pozos abiertos. (Aakre, Werswick, Halvorsen, & Mathiesen., 2014).

Otros estudios de campo han evidenciado la instalación de la tecnología AICV con el previo uso de simuladores de yacimientos y de comportamiento de fluidos. Uno de ellos registra el

caso de un pozo ubicado en un yacimiento de carbonato, fracturado por casquete de gas. Debido a las características del pozo, se pensó en la implementación de las AICV como una forma eficaz de reducir el avance de gas. Este pozo contaba con el sistema ICD para controlar el flujo. Sin embargo, siendo las AICV una mejor opción, se decidió escoger este método. Estas válvulas se instalaron con el objetivo de controlar y moderar la producción de gas en los pozos, mejorando la capacidad de producción de petróleo. A través del software de simulación NETool se decidió desarrollar un previo modelo del pozo con los datos de registros de pozo abierto y resultados de PLT. La simulación se realizó en hueco abierto dividiéndose en 10 compartimentos y usando 22 juntas AICV. El resultado que se obtuvo luego de la instalación de las válvulas fue muy favorable, logrando reducir la producción de gas en un 85% y regresando a datos similares de producción previos al avance de gas. También mejoró la eficiencia operativa y se redujeron los costos de mantenimiento. (Alali, 2020).

## **1.2 Planteamiento del problema:**

La producción total del campo se produce mediante bombeo electro sumergible (ESP). Aunque este sistema de levantamiento artificial sea el método más efectivo para crudos pesados como el que se extrae en el campo Rubí, a largo plazo genera problemas de conificación de agua. La elevada producción de agua en algunos de estos pozos ha afectado de manera significativa, los gastos generados por el tratamiento de fluidos no deseados y los costos de operación han conducido a que en distintas ocasiones se cierren dichos pozos. Sumado a esto los pozos del campo no tienden a ser tan profundos, por lo que diseñar un completamiento para control de flujo tiende a ser un reto.

## **1.3 Justificación:**

Luego de conocer la problemática del campo se hace necesario un programa de control de flujo para reducir los altos cortes de agua, y así mejorar el factor de recobro de los pozos. Habiendo identificado con claridad cuáles son los pozos más afectados por la intrusión de agua, se decidió realizar el estudio técnico económico para la implementación de la

tecnología AICV, a través del software TNavigator en dos pozos pilotos del campo, pretendiendo que la simulación de estas válvulas revele un estimado de reducción de agua y mejora en la producción de crudo.

Es importante este estudio para que la empresa operadora del campo analice las posibles ganancias por incremento de crudo y la reducción de gastos operacionales y realice el implemento de esta tecnología en sus pozos o descarte dicha posibilidad.

#### **1.4 Objetivos:**

##### **1.4.1 Objetivo General:**

- Desarrollar un estudio técnico - económico para la implementación de válvulas autónomas controladoras de flujo en algunos pozos pilotos del campo “Rubí”.

##### **1.4.2 Objetivos Específicos:**

- Analizar la información existente sobre implementación de válvulas autónomas controladoras de flujo (AICV).
- Evaluar el desempeño de la tecnología AICV en los pozos pilotos del campo a través del simulador TNavigator.
- Evaluar los resultados de las simulaciones.
- Justificar la factibilidad técnico - económica para la implementación de las válvulas en los pozos piloto del campo “Rubí”.

## **2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Propiedades de roca y fluido**

#### **2.1.1 Porosidad:**

La porosidad se define como la fracción del volumen total de la roca ocupada por su espacio poroso y representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o

gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación de las rocas y, generalmente, se expresa como porcentaje o fracción de la unidad. (Kobr, Huizar, & Campos, 2005).

$$\phi = \left( \frac{V_P}{V} \right) * 100;$$

$$V = V_P + V_{mr}$$

Donde:

$\phi$  = Porosidad en %

$V_P$  = Volumen poroso

$V_{mr}$  = Volumen de la matriz de la roca

$V$  = Volumen total de la roca

### 2.1.2 Permeabilidad:

La permeabilidad es una propiedad muy importante de las rocas, pues determina la velocidad a la que se desplaza el fluido que contiene por unidad de tiempo. Es, a su vez, el coeficiente que relaciona proporcionalmente el caudal de flujo (Q) de un fluido en movimiento, de una viscosidad  $\mu$ , con la diferencia de presión ejercida sobre la superficie libre del fluido que existe en una muestra de sección transversal unitaria (A) y de longitud (L), relación conocida como la Ley de Darcy (formulada en 1856).

$$Q = -KA \frac{h_1 - h_2}{\Delta l}$$

$$Q = -KA \frac{dh}{dl}$$

De aquí

$$K = \frac{Q}{A \left( \frac{dh}{dl} \right)}$$

Donde

K: Coeficiente de permeabilidad definido por Darcy, mayormente conocido como conductividad hidráulica, también se conoce como velocidad de Darcy (m/s).

(Ronald, 2008).

### 2.1.3 Saturación:

La saturación es uno de los parámetros más importantes que definen la capacidad almacenadora de una roca, ya que representa la cantidad de este líquido dado existente en el volumen de espacio poroso de la roca, se representa por la letra S con un subíndice que especifica el tipo de fluido que satura la roca y se expresa en porcentaje o fracción de la unidad:

$$S_w = (V_{\text{agua}}/V_{\text{huecos}}) * 100 \text{ (saturación de agua)}$$

$$S_o = (V_{\text{petróleo}}/V_{\text{huecos}}) * 100 \text{ (saturación de petróleo)}$$

$$S_g = (V_{\text{gas}}/V_{\text{huecos}}) * 100 \text{ (saturación de gas)}$$

Existen situaciones en que la roca está saturada por varios fluidos, por ejemplo: agua, petróleo y gas, en esos casos la saturación corresponde a la suma de cada uno de los fluidos presentes:

$$S_w + S_o + S_g = 100\%$$

Ya que:

$$(V_{\text{agua}}/V_{\text{huecos}}) + (V_{\text{petróleo}}/V_{\text{huecos}}) + (V_{\text{gas}}/V_{\text{huecos}}) = 1 = V_{\text{huecos}}/V_{\text{huecos}}$$

A causa de que

$$V_{\text{agua}} + V_{\text{petróleo}} + V_{\text{gas}} = V_{\text{huecos}}$$

En la ecuación de porosidad 2.4 el termino  $S_{rw}$  representa la fracción del volumen de poros intercomunicados ocupados por agua atrapada (agua retenida por la roca contra la fuerza de

gravedad). De este concepto se desprende que en una roca totalmente saturada con agua  $S_w$  100%; debido a la complejidad del espacio poroso y a la posible tensión superficial roca – fluido, cierta cantidad de agua no fluye cuando sobre ella se ejerce presión para desplazarla mediante un mecanismo dado. A esta saturación se le denomina saturación residual de agua y está dada por

$$S_{rw} = (V_{rw} / V_{huecos}) * 100\%$$

Donde

$V_{rw}$  : Volumen de agua retenida.

(Ronald, 2008).

#### 2.1.4 Gravedad API:

Una de las características que define al petróleo es su gravedad, que determina su composición química. La densidad aumenta con el incremento de hidrocarburos y productos pesados (resinas y asfáltenos), y disminuye con la temperatura.

La densidad viene dada en g/ml (gramos/mililitro) o g/cm<sup>3</sup> (gramos/ centímetro cúbico), o de la forma más común de denominar, que es, el grado API (°API).

Crudo Liviano	Tiene gravedad API superior a: 31,1 °API
Crudo Mediano	Tiene gravedad API comprendida entre: 22,3 y 31,1 °API
Crudo Pesado	Tiene gravedad API comprendida entre: 10 y 22,3 °API
Crudo Extrapesado	Tiene gravedad API inferior a: 10 °API

*Tabla No. 1. - Gravedad API.*

Fuente: (Ronald, 2008).

### 2.1.5 Régimen de flujo:

El régimen de flujo es una característica importante cuando se habla de cualquier tipo de bombeo, algunos flujos son suaves y ordenados en tanto que otros son considerados caóticos. El movimiento intensamente ordenado de un fluido, caracterizado por capas no-alteradas de éste se menciona como **Flujo laminar**. La palabra laminar proviene del movimiento de partículas juntas adyacentes del fluido, en “láminas”. El flujo de los fluidos intensamente viscosos, como los aceites a bajas velocidades, por lo general es laminar.

El movimiento intensamente desordenado de un fluido, que es común se presente a velocidades altas y se caracteriza por fluctuaciones en la velocidad se llama **Flujo turbulento**. El flujo de fluidos de baja viscosidad, como el aire a velocidades altas es por lo común turbulento. El régimen de flujo influye significativamente en la potencia requerida para el bombeo. Un flujo que se alterna entre laminar y turbulento se conoce como de transición. Los experimentos conducidos por Osborn Reynolds en la década de 1880 dieron como resultado el establecimiento del número adimensional de Reynolds,  $Re$ , como el parámetro clave para determinar el régimen de flujo en los tubos. (Cengel & Cimbala, 2006).

## 2.2 Registros litológicos

### 2.2.1 Tipos de Registros

Los registros se pueden clasificar en dos grupos, el primero está en función del principio físico es decir cómo se encuentran distribuidas las capas a profundidad, determinar el tipo de roca, espesor, características litológicas del pozo, el segundo en función de la propiedad petrofísica a medir. (Garduza, 2020).

Es de gran importancia realizar registros en pozos petroleros, ya que a través de ellos se evalúan los parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas del yacimiento, logrando obtener información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas), ayudando a una descripción del yacimiento.

### **2.2.1.1 Registros mecánicos**

#### **2.2.1.1.1 Cáliper:**

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros; los petrofísicos lo utilizan para el control de calidad de los registros (especialmente cuando se utilizan herramientas con patines) y constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas dentro de intervalos no colectores, así como para hacer correcciones a algunos tipos de registros. En la actualidad, las herramientas más utilizadas constan de 4 o 6 brazos, los cuales se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones, esta apertura / cierre, provoca cambios de resistencia en un puente de Wheastone, los cuales están calibrados y responden a una variación específica del diámetro. Es de esta forma que es posible no sólo determinar con exactitud el diámetro del pozo, sino también la geometría del mismo; la cual puede ser relacionada con los esfuerzos de tensión / compresión causados a la formación debido a fuerzas tectónicas. (Bisbé York, 2007).

### **2.2.1.2 Registros eléctricos**

#### **2.2.1.2.1 Registro de resistividad:**

El registro de resistividad es una medida de la resistividad de una formación, es decir, su resistencia al paso de una corriente eléctrica. Se mide con las herramientas de inducción. Cuando una formación es porosa y contiene agua salada, la resistividad será baja. Cuando una formación contenga hidrocarburos, su resistividad será muy alta.

Cuantitativamente, el registro de resistividad sirve para determinar la resistividad de la formación y cualitativamente puede aportar información sobre litología, textura, facies, sobrepresión y aspectos de la roca generadora. (Rider, 1996).

### **2.2.1.2.2 Registro de potencial espontáneo (SP):**

El registro de potencial espontáneo (SP) es una medida de las diferencias naturales o auto potenciales entre un electrodo en el pozo y un electrodo de referencia en la superficie, en el cual no se aplican corrientes artificiales. Las corrientes en realidad fueron llamadas “Potenciales espontáneos” por Conrad Schlumberger y H.G. Doll, quienes las descubrieron. Se originan del desequilibrio eléctrico creado al conectar formaciones verticalmente, cuando en la naturaleza están aisladas.

Los usos principales del registro SP son:

- Calcular la resistividad del agua de formación e indicar la permeabilidad.
- Estimar el volumen de Lutitas
- Indicar facies.

Son necesarios tres factores para provocar una corriente SP:

- Un fluido conductor en el pozo.
- Un lecho poroso y permeable rodeado por una formación impermeable.
- Una diferencia de salinidad o presión entre el fluido del pozo y el fluido de formación.

Las corrientes SP se crean cuando dos soluciones de diferentes concentraciones de salinidad están en contacto, por dos efectos electroquímicos principales; potencial de difusión o unión líquida y potencial de lutita. (Rider, 1996).

### **2.2.1.3 Registros radioactivos**

#### **2.2.1.3.1 Gamma Ray:**

Este registro mide la radiactividad natural de las rocas. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla ya que los elementos radiactivos (Thorio

y Potasio) tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas. Este registro puede correrse en pozos encamisados, lo que lo hace muy útil como curva de correlación en operaciones de terminación, reparación y punzado de pozos, reentradas en pozos viejos, etc. (Bisbé York, 2007).

En las condiciones adecuadas, la interpretación de los efectos registrados permite determinar:

1. La ubicación de zonas porosas que puedan contener petróleo.
2. La correlación entre pozos de estructuras litológicas similares.
3. La determinación de interfases gas-petróleo en yacimientos petrolíferos conocidos.
4. Ubicación del revestimiento con respecto a las zonas de interés.

(ER Atkins, 1955).

#### **2.2.1.4 Registros de porosidad**

##### **2.2.1.4.1 Registro de Neutrones:**

El registro de neutrones proporciona un registro continuo de la reacción de una formación al bombardeo de neutrones rápidos. Se expresa en términos de unidades de porosidad de neutrones, que están relacionadas con el índice de hidrogeno de una formación, es decir, una indicación de su riqueza en hidrogeno. Las formaciones modifican los neutrones rápidamente cuando contienen abundantes núcleos de hidrogeno, que en el contexto geológico son abastecidos por agua. Por lo tanto, el registro es principalmente una medida del contenido de agua de una formación, que a su vez sirve para medir el grado de porosidad.

Cuantitativamente, el registro de neutrones se utiliza para medir la porosidad, cualitativamente, es un excelente indicador de gas y petróleo. Se puede usar geológicamente para identificar litología gruesa, evaporitas, minerales hidratados y rocas volcánicas. (Rider, 1996).

#### **2.2.1.4.2 Registro Sónico:**

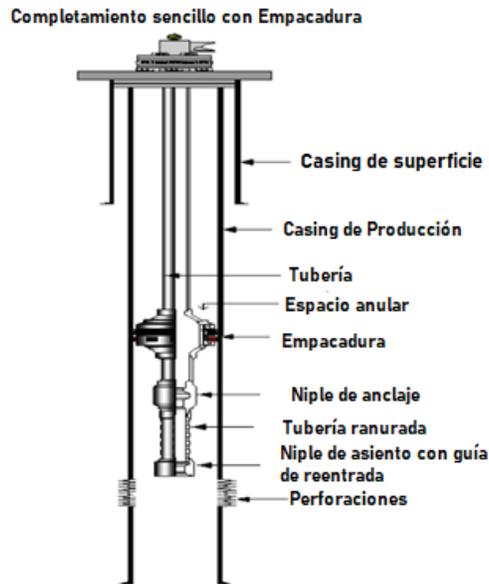
En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo  $t$  que requiere la onda para atravesar un pie (30.48 cm) de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ); el tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y la porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos también son utilizados para interpretar registros sísmicos. (Bisbé York, 2007).

### **2.3 Tipos de completamiento:**

El completamiento de un pozo puede ser definido, como el equipo de subsuelo y configuración asociada necesaria para conducir fluidos entre el yacimiento y la superficie. Se han desarrollado equipos y herramientas que ayudan al diseño de un completamiento, este debe garantizar seguridad, confiabilidad, eficiencia y factibilidad económica; Además se debe tomar en cuenta la estimación de las características de producción del pozo, consideraciones mecánicas y del yacimiento. (Schlumberger, 2013).

#### **2.3.1 Completamiento Sencillo**

El completamiento sencillo tiene como meta que los fluidos producidos fluyen a través de un solo conducto, el cual puede ser: revestimiento o tubería de empaque. Los fluidos pueden provenir de un solo intervalo o de varios intervalos que producen fluido de características similares de manera conjunta. (Delgado, 2005).



*Figura 1. Completamiento sencillo.*

Fuente: (Schlumberger, 2013)

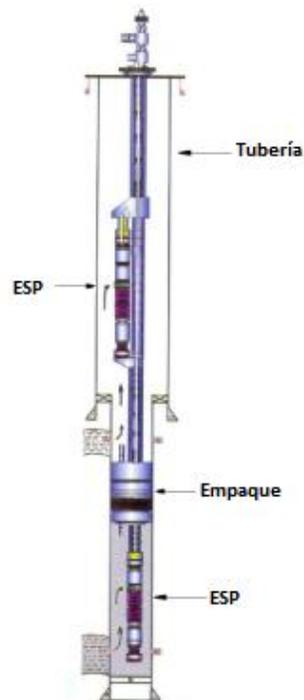
### **2.3.2 Completamiento Múltiple:**

El completamiento múltiple se hace posible cuando dos o más zonas productoras de un solo pozo se requieren poner a producir sin mezclar los fluidos. (Jimenez, 2017). Este tipo de completamiento tiene diferentes ventajas como son, el separar zonas que poseen distintos índices de productividad, para evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad; también ayuda a observar el comportamiento de los yacimientos que estén presentes en el pozo. (Arrieta, 2013).

### **2.3.3 Completamiento Dual:**

Este tipo de completamiento se caracteriza debido a que la zona superior produce a través del anular revestido, mientras que la zona inferior produce a través de la tubería de producción sin que se mezclen los fluidos producidos con la ayuda de un empaque.

Generalmente se aplica donde la zona de producción superior no requiera levantamiento artificial y no tenga problemas de arena. (Arrieta, 2013).

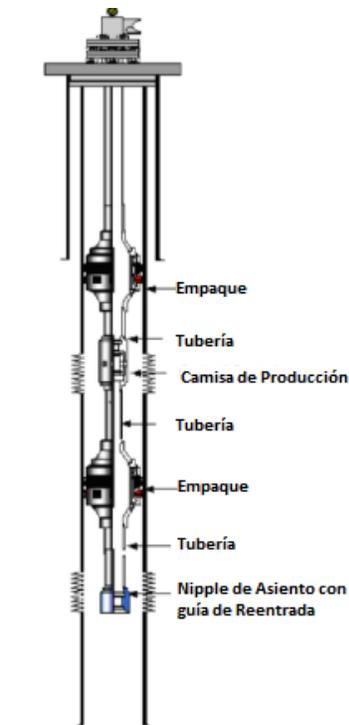


*Figura 2. Completamiento dual.*

Fuente: (Schlumberger, 2013)

### **2.3.4 Completamiento Dual Concéntrico:**

El completamiento dual concéntrico es un ensamblaje de equipos, herramientas y bombas, donde su diseño permite poder producir de manera separada dos zonas productoras. El sistema consta de dos bombas electro sumergibles las cuales se encargarán de producir cada una de su respectiva zona de manera separada, el cual tendrá un diseño de tuberías concéntricas que evitarán que se produzca la mezcla de fluidos de las dos distintas zonas. (Romero, 2016).

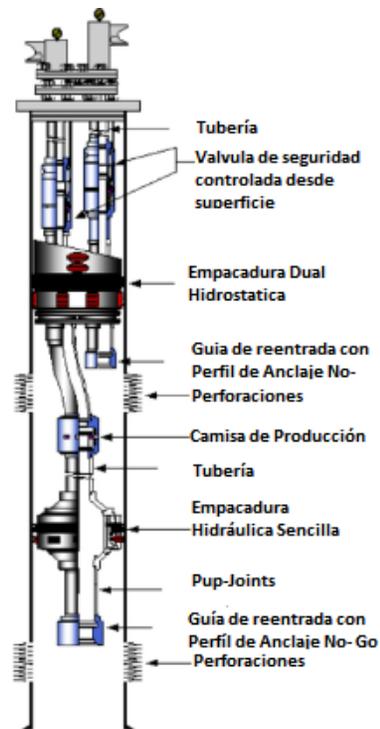


*Figura 3. Completamiento Dual Concéntrico*

Fuente: (Schlumberger, 2013).

### **2.3.5 Completamiento Dual Paralelo:**

Este completamiento dual utiliza dos sartas paralelas para que cada zona productora tenga su propia bomba en función de las características de cada estrato productor, además este completamiento permite que no exista comunicación entre las zonas productoras, es decir las zonas se encuentran aisladas. (Ortiz, 2009).



*Figura 4. Completamiento Dual Paralelo*

Fuente: (Schlumberger, 2013).

### 2.3.6 Completamientos Inteligentes:

Los completamientos inteligentes o SmartWell son sistemas integrados y desarrollados, que con ayuda tecnológica permite el control remoto del flujo por medio de válvulas controladoras de flujo (ICV) y hace posible el máximo aprovechamiento de todo lo que se conoce sobre el yacimiento y aumento de la eficacia de producción. El manejo clave en el desarrollo de los completamientos inteligentes es la economía. (Alcalá, 2019).

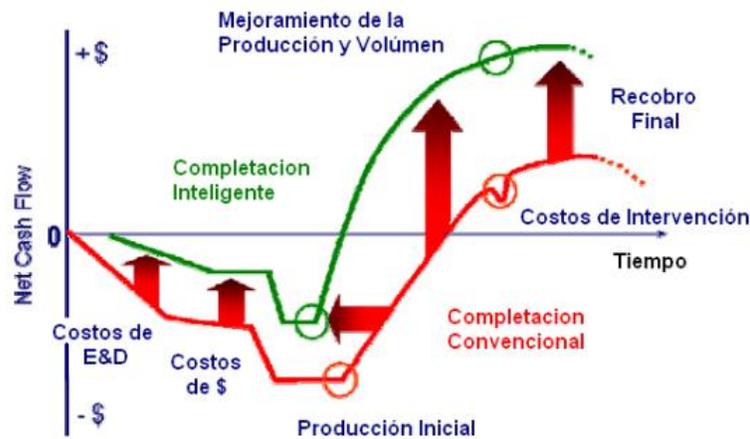


Figura 5. Gráfico Comparativo entre los Costos de desarrollo de un Completamiento Convencional y uno Inteligente.

Fuente: (Chancay, 2007).

En la figura 5 se observa cómo previamente son menores los costos de un completamiento convencional al comparar con un completamiento inteligente pero cuando se realiza la producción inicial se obtienen mejores resultados del completamiento inteligente, además de tener una mayor durabilidad productiva (Run Life) antes de tener que realizar un trabajo de Workover.

## 2.4 Dispositivos de control de flujo:

La tecnología para el control de flujo se ha venido desarrollando desde hace muchos años y ha evolucionado desde los dispositivos pasivos de control de flujo de entrada (ICD) hasta la actual tecnología de válvulas autónomas controladoras de flujo (AICV).

### 2.4.1 ICD:

Los ICD fueron desarrollados e introducidos en el mercado mundial en la década de 1990 en Noruega, (Inflow Control, 2022). Este dispositivo se creó para causar una restricción de flujo del fluido que viaja desde el yacimiento hasta el pozo, a través de una caída de presión. Dicha caída es casi independiente de la viscosidad del fluido por lo que crea un perfil de entrada más uniforme y, de esta manera, logra retrasar el avance de agua y gas, aunque no logre controlarlo por completo. (Aakre H. ,, 2013).

El ICD puede ser pasivo o autónomo, para los ICD pasivos, el tamaño está predeterminado antes de la instalación en el pozo y, una vez instalado, las características de configuración o flujo no suelen cambiar durante la producción. Mientras que los ICD autónomos pueden alterar automáticamente su configuración o características de flujo durante la producción del pozo a medida que cambia el fluido que fluye a través del ICD. (Ifeanyi, Stanley, Boniface, Anyadiegwu, & Nnebocha, 2019).

Existen tres tipos de ICD pasivos, disponibles comercialmente, estos son:

- a) Boquilla ICD
- b) DAI Helicoidales
- c) ICD con orificio

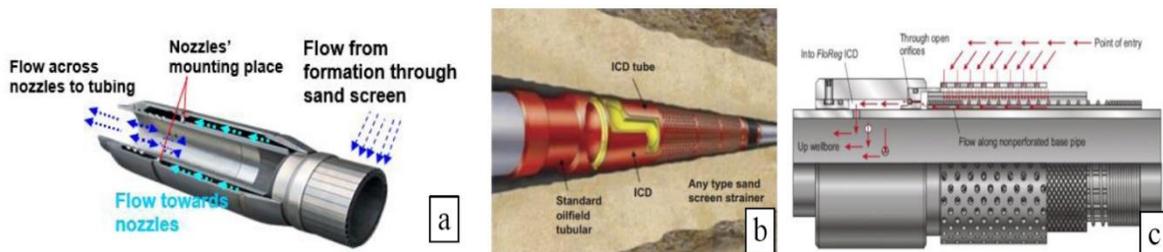


Figura 6. Tipos de ICD.

Fuente: (Zubarev, Nnebocha, & Vasper, 2018).

### 2.4.1.1 Boquilla ICD:

Estos ICD consisten en una boquilla simple instalada en el tubo base de las pantallas. Están disponibles en tres tamaños estándar: 1.6, 2.5 y 4 mm, y la cantidad de boquillas en cada junta se puede personalizar para adaptarse a la producción esperada del pozo. Son posibles tres rutas de flujo de fluido en los ICD de tipo boquilla. Estos incluyen el flujo desde el depósito a través de la camisa de malla o el filtro de desechos hacia el espacio anular entre la camisa de malla y el tubo base; fluya a través de las boquillas hacia el tubo base; y fluya a lo largo de la tubería base y la tubería de producción hasta la superficie. (Zubarev, Nnebocha, & Vasper, 2018).

La caída de presión en la boquilla ICD se puede predecir utilizando la fórmula de Bernoulli (Ec. 1), y durante el diseño previo a la instalación, los tamaños de las boquillas en cada junta se personalizan para lograr la reducción de flujo uniforme deseado. (Ifeanyi, Stanley, Boniface, Anyadiiegwu, & Nnebocha, 2019).

$$\Delta P = C_d * \rho \frac{v^2}{2}, v = \frac{q}{A}$$

Donde:

$\Delta P$  = Caída de presión a través de la boquilla del ICD, Pa

$C_d$  = Coeficiente de descarga de la boquilla

$\rho$  = Densidad del fluido de la mezcla, Kg/m<sup>3</sup>

$q$  = Caudal, m<sup>3</sup>/s

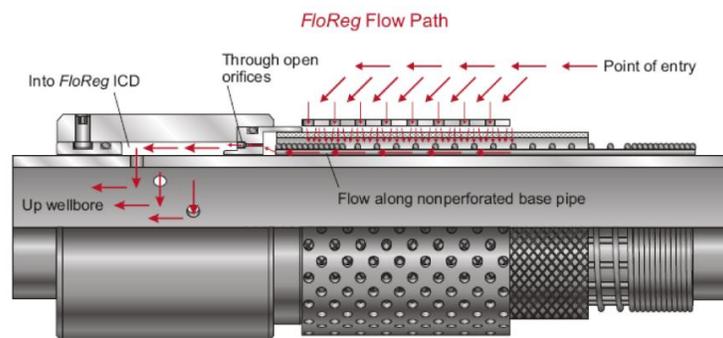
$A$  = Área transversal de la boquilla, m<sup>2</sup>

### 2.4.1.2 DAI Helicoidales:

Es un dispositivo con una serie de canales helicoidales con diámetro y longitud específicos imponen una caída de presión específica a una velocidad determinada. El fluido producido

del yacimiento fluye a través de los filtros de arena y hacia el espacio anular (entre el tubo base de los filtros y el diámetro interior de la sarta) y finalmente a través de la cámara ICD hacia el tubo base y la tubería hacia la superficie. A medida que el fluido fluye a través de la cámara del DAI, los canales crean un camino tortuoso para el fluido, creando un efecto de asfixia. El diseño específico de la trayectoria del flujo del canal hace que se produzca una caída de presión durante un largo intervalo. Este ICD se basa en la fricción para crear la caída de presión requerida en el canal, lo que hace que dependa en gran medida de la viscosidad del fluido. Por lo tanto, los cambios en la viscosidad del fluido y los efectos de la emulsión, que pueden ocurrir fácilmente en aplicaciones de petróleo pesado a medida que el agua se abre paso, (Daneshy, Guo, Krasnov, & Zimin, 2012).

#### 2.4.1.3 ICD con orificio:



*Figura 7. ICD con Orificio*

*Fuente: (Gualdrón, Araujo, Parra, & Bolaños, 2014).*

Es una herramienta, la cual cuenta con pantallas que se enrollan sobre las tuberías base. Las varillas axiales proporcionan separación desde la superficie de la tubería base y también proporcionan un conducto para que el aceite fluya hacia el ICD. En un extremo del tubo base se instala el ICD. Cada ranura es una abertura rectangular con dimensiones típicas de 0,01 x 0,503 pulgadas (0,25 mm de ancho). El alambre de la pantalla se envuelve en una serie de pasadores axiales que se sueldan en la carcasa para reducir el área de flujo efectivo.

La caída de presión se modela como un flujo laminar entre dos placas según lo definido por (Jr., Millheim, Chenevert, & Jr., 1986), que deriva la ecuación para la caída de presión entre dos placas.

$$\Delta P = \frac{12 \mu Q L}{A h^2}$$

Donde:

$\Delta P$  = Caída de presión a través de la boquilla del ICD, bar.

$\mu$  = Viscosidad del fluido, cP.

$Q$  = Caudal, m<sup>3</sup>/s.

$L$  = Longitud de las placas, m.

$A$  = Área de flujo efectiva, m<sup>2</sup>

$h$  = Diámetro hidráulico, m.

Los grandes problemas de la tecnología ICD radican en que no pueden ahogar el gas cuando se produce la conificación y tienen capacidades limitadas para detener la producción de agua, así como dificultades en la restricción de dichos fluidos no deseados de forma autónoma. (Abd El-Fattah, Fahmy, Wahaibi, & Shibli, 2021). Es por ello que en 2006, Statoil creó una nueva tecnología llamada Dispositivo de Control de Flujo Autónomo (AICD), cuya función era igual al de un ICD convencional en producción de crudo seco, pero con la mejora de crear una caída de presión a través de él cuando se produce agua o fluido con alta presencia de GOR y, de este modo, lograr ahogar el fluido no deseado. (Kalyani, 2021).

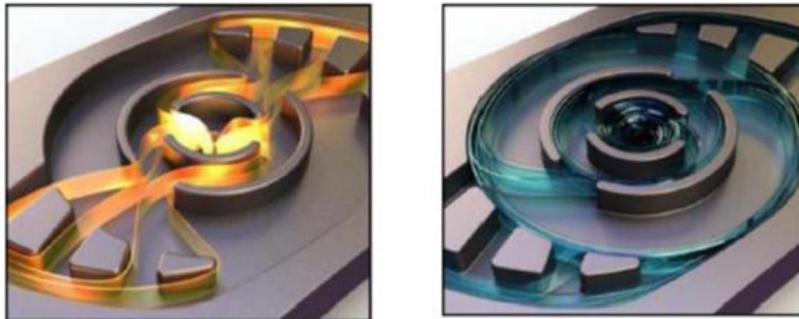
## 2.4.2 AICD:

Los dispositivos autónomos de control de flujo (AICD) son dispositivos que pueden ajustar la obstrucción de los fluidos según la fase que se produzca. Se colocan a lo largo del pozo de la misma manera que los DAI. Se implementaron por primera vez en 2007, por la compañía Statoil, la cual ha demostrado que los pozos terminados con AICD aumentan la producción y recuperación de petróleo en comparación con los pozos terminados con ICD pasivos. El AICD restringe la producción de gas en comparación con la producción de petróleo, y estos pozos tienen un desarrollo de relación gas/petróleo (GOR) significativamente más bajo que los pozos completados con ICD convencionales. (Aakre H. ., 2013).

Las válvulas AICD funcionan fusionando los componentes de control de entrada dócil y activo, esta combinación genera una caída de presión en el sistema que depende principalmente de las propiedades del fluido entrante del depósito, así como de su caudal, (Ojha, y otros, 2021).

Las válvulas AICD se pueden clasificar ampliamente según su mecanismo para controlar la entrada de fluidos en dos tipos:

### 2.4.2.1 Diodo Fluido:



**Fluidic Diode (AICD)**

Ruta de flujo de aceite a la izquierda y ruta de flujo de agua/gas a la derecha.

*Figura 8. AICD – Diodo Fluido*

Fuente: (Pedroso, Govinathan, Mickelburgh, Wassouf, & Latini, 2021)

Las válvulas AICD basadas en diodo fluido funcionan según el principio de Vortex. Este tipo de AICD funciona forzando al fluido con menor viscosidad a tomar una ruta de flujo más larga

dentro del módulo AICD que contiene la boquilla. El fluido de menor viscosidad experimenta una mayor caída de presión en comparación con el fluido de mayor viscosidad. El fluido de mayor viscosidad fluye directamente a través de la boquilla ya que experimenta una caída de presión muy baja en el módulo AICD. (Ojha, y otros, 2021).

#### 2.4.2.2 Válvula de producción de tasa controlada (RCP):



*Figura 9. AICD – RCP*

*Fuente: (Halvorsen, Elseth, & Nævdal, 2012).*

Statoil instaló un tipo de Dispositivos de Control de Flujo Autónomo (AICD, por sus siglas en inglés) llamado RCP. (Aakre, Werswick, Halvorsen, & Mathiesen., 2014). Estas válvulas consisten en un disco de levitación que cambia la dirección del camino seguido por el fluido entrante en función de sus propiedades. Cuando el fluido no deseado ingresa al AICD, el disco se mueve a la posición de cierre y asfixia efectivamente el fluido no deseado. (Ojha, y otros, 2021).

#### 2.4.3 ICV

La válvula de control de entrada (ICV) es otro tipo de terminación de pozo inteligente. A diferencia de los ICD, los ICV son ajustables y sus tamaños de estrangulamiento se pueden cambiar en función de las necesidades dinámicas de un pozo. Los ICV son dispositivos de

control activo, mientras que los ICD son pasivos. Las principales ventajas de los ICV sobre los ICD es que son flexibles y fáciles de manejar con la incertidumbre del flujo del pozo y los cambios dinámicos. Por el contrario, los ICD no son flexibles y no se pueden cambiar una vez instalados. Dado que la condición del yacimiento es dinámica, un diseño ICD apropiado es fundamental para que los ICD sean confiables en condiciones dinámicas del yacimiento. (Li, y otros, 2017).



*Figura 10. Válvula ICV*

*Fuente: (Taha, 2019).*

La gran ventaja que poseen los ICV es que pueden detener completamente el gas y el agua en un punto de ruptura, pero se controlan desde la superficie y solo se pueden operar en un número limitado de zonas (por ejemplo, 5 por pozo). Sin embargo, los ICV son relativamente costosos, tienen componentes adicionales como medidores de flujo y sensores de presión/temperatura, son instalaciones complejas que requieren cableado de datos y energía instalado dentro del pozo de la tubería, pueden ser inestables en su funcionamiento y requieren monitoreo y control remotos desde la superficie. (Aakre H. ,, 2013).

#### 2.4.4 AICV

Las válvulas AICV son una nueva tecnología desarrollada en 2012 por la empresa Inflow Control. La novedosa tecnología de control de flujo de entrada combina lo mejor de las tecnologías AICD e ICV. Estas válvulas son completamente autorreguladoras y no requieren ninguna conexión eléctrica a la superficie. AICV brinda restricción de flujo bajo para la producción de petróleo y tiene la capacidad de cerrarse casi por completo para agua y gas. Las válvulas se cerrarán localmente en las zonas con penetración de gas y/o agua, y simultáneamente producirán petróleo de las otras zonas a lo largo del pozo. Esta tecnología permite la perforación de pozos más largos para lograr el máximo contacto con el yacimiento. La tecnología también elimina los problemas de penetración de agua y elimina el riesgo, el costo y el requisito de separación, transporte y manejo de fluidos no deseados. La ejecución de las válvulas AICV es reversible y se abrirán nuevamente cuando el aceite sea el fluido circundante.

La terminación con AICV incluye una gran cantidad de AICV distribuidas equitativamente a lo largo del pozo. Para evitar que el agua fluya a lo largo del espacio anular, se requiere aislar la zona con empacadores. El aislamiento zonal es una buena solución para yacimientos altamente heterogéneos y fracturados. (Eltaher, Muradov, Davies, & Grebenkin, 2014).

Las AICV están diseñadas y adaptadas a las condiciones y requisitos del campo específico. La funcionalidad de las AICV es abrir para fluidos de alta viscosidad y cerrar para fluidos de baja viscosidad. Un flujo piloto en paralelo al flujo principal controla este comportamiento. La tasa de flujo piloto es aproximadamente 3-5% de la tasa de flujo zonal total. (V.Mathiesen, H.Aakre, B.Werswick, & G.Elseth, 2011)

La tecnología AICV se basa en el principio de Hagen-Poiseuille y Bernoulli para cerrar los fluidos no deseados y producir más petróleo. Esta funciona mediante el uso de restrictores de flujo laminar y turbulento los cuales tienen un comportamiento de flujo diferente. La tecnología consiste en dos restrictores de flujo diferentes colocados en serie. El primero es un restrictor de flujo laminar y el segundo es un restrictor de flujo turbulento.

El restrictor de flujo laminar puede ser un elemento de tubería y la caída de presión se puede expresar como:

$$\Delta P = \frac{32 * \mu * v * L}{D^2}$$

Donde:

$\mu$ : viscosidad del fluido

$v$ : es la velocidad del fluido

$L$ : Longitud

$D$ : Diámetro de la tubería.

El restrictor de flujo turbulento puede ser un orificio de placa delgada y la caída de presión se puede expresar como:

$$\Delta P = k * \frac{1}{2} * \rho * v^2$$

Donde:

$k$ : Constante geométrica.

$\rho$ : densidad del fluido.

Fuente: (Aakre H. ,, 2013).

El perfil de presión en la ruta de flujo piloto se muestra en la figura 11. con la presión esperada en diferentes posiciones a lo largo del flujo piloto para petróleo, agua, gas o vapor. Cuando la caída de presión a través del elemento de flujo laminar es alta, como en el caso del aceite, P2 es bajo y la válvula estará en una posición totalmente abierta produciendo aceite. Para fluidos de baja viscosidad, como gas/agua/vapor, el flujo a través del restrictor laminar provoca una menor caída de presión, lo que resulta en un P2 más alto en comparación con la producción de petróleo. La alta presión accionará el pistón que cerrará la válvula. (Abd El-Fattah, Nomme, & Werswick., ntegrated Pressure Activated Valve with Autonomous Inflow

Control Valve Technology Minimizes the Deployment Risks in Challenging Well Control Conditions, 2022)

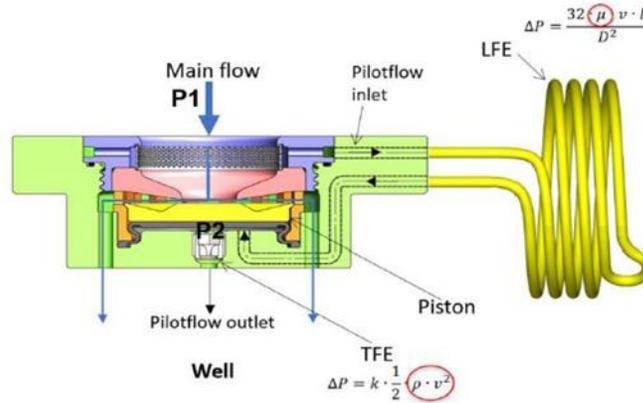


Figura 11. Funcionamiento válvula AICV.

Fuente: (Abd El-Fattah, Fahmy, Wahaibi, & Shibli, 2021)

La figura 11. muestra un ensamblaje de pantalla AICV típico junto con un empacador para aislamiento zonal. Cada compartimento puede tener uno o más AICV. En comparación con una pantalla de arena tradicional, la tubería base de la junta AICV no está perforada debajo de la sección de la pantalla. El fluido del yacimiento, como lo muestra la flecha azul, ingresa a la pantalla y luego fluye por debajo de la pantalla para ingresar a la carcasa del AICV. Además, el fluido fluye a través de AICV y entra en la tubería de producción. A medida que el fluido pasa a través del AICV, se produce una caída de presión en función de las propiedades del fluido y la geometría del AICV.

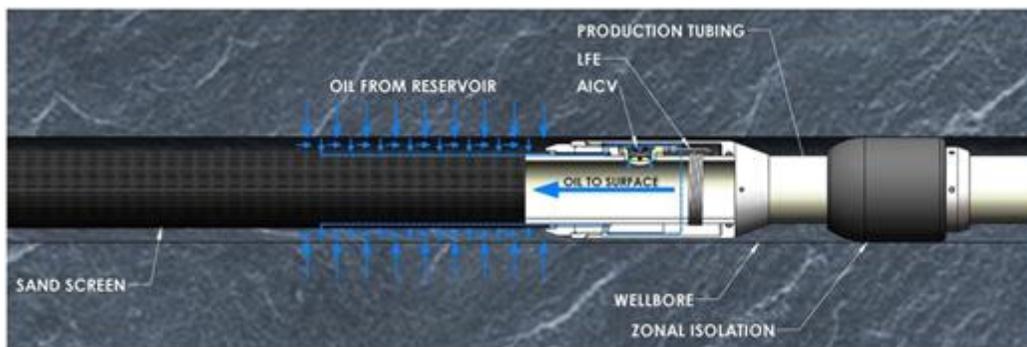


Figura 12. Válvula AICV.

Fuente: (Kalyani, Aakre, & Mathiesen., 2021).

El AICV está diseñado para trabajar con varios rangos de viscosidad del petróleo, desde petróleo ultraligero (0,25 cP en condiciones de yacimiento) hasta petróleo extrapesado. Se han realizado extensas pruebas de circuito de flujo monofásico y multifásico para verificar y calificar el AICV. Los resultados experimentales también se utilizan para crear ecuaciones y coeficientes empíricos para modelar el rendimiento del flujo AICV. Estas ecuaciones y los coeficientes relevantes se utilizan para realizar simulaciones en muchos simuladores comerciales de yacimientos numéricos y cercanos al pozo para simular terminaciones AICV y evaluar los beneficios de estas en condiciones específicas de yacimientos y arquitecturas de terminación.

Debido a que los AICV dependen de las propiedades del fluido, es importante tener una buena caracterización del flujo de los AICV. Esto se logra midiendo el diferencial de presión y las tasas de flujo a través del dispositivo con diferentes fluidos como aceite, agua, gas a diferentes viscosidades y densidades, así como a diferentes composiciones de fluidos, es decir, diferentes fracciones de volumen de gas y corte de agua (WC). Cuanto mejor sea la caracterización del fluido, más precisas serán las ecuaciones y los coeficientes para representar las condiciones reales del fondo del pozo, lo que permitirá un cálculo mejorado y un diseño de terminación optimizado. (Kalyani, Aakre, & Mathiesen., 2021).

## **2.5 LITOLOGÍA DEL CAMPO**

### **2.5.1 Descripción Del Campo Rubí**

Se les asignó a los pozos piloto los nombres de RB-1 y RB-2, los cuales se ubican en el bloque exploratorio RUBÍ. La exploración de hidrocarburos en el Bloque RUBÍ llega a una profundidad de más de 8000 pies (MD) de profundidad, probando petróleo en las areniscas de la Formación "M1", estableciendo la presencia de esta unidad como potencial reservorio.

## 2.5.2 Estratigrafía del Campo Rubí

El bloque RUBÍ, se enmarca estratigráficamente en una columna que va desde el Cenomaniano hasta el Plioceno. La tectónica regional está representada por una serie de lineamientos con rumbo noreste-suroeste.

La roca generadora de hidrocarburos objetivo en el área es la Formación “M1”.

### 2.5.2.1 Formación M1.

La formación M1 muestra una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencia grano decreciente e intercalado con delgadas capas de shale. Posiblemente correspondan a depósitos de arena de ambiente fluvial tipo canales entrelazados con intervalos de lodolitas de llanura de inundación. El contacto inferior es bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca. Internamente se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que al parecer no son totalmente continuos en el área, pero si frecuentes, y los cuales podrían corresponder con sub-ambientes de depósito de esta unidad y a su vez unidades de flujo.

## 2.5.3 Tabla propiedades del yacimiento

Propiedades del Yacimiento	
<b>Campo</b>	<b>RUBÍ</b>
<b>Formación</b>	<b>M1</b>
<b>Espesor neto promedio (ft)</b>	<b>300</b>
<b>Mecanismos de Producción</b>	<b>ESP</b>
<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>&gt;2000</b>
<b>Swi (%)</b>	<b>0.2</b>
<b>Tipo de crudo</b>	<b>Extrapesado</b>
<b>GOR (SCF/STB)</b>	<b>&lt;100</b>

*Tabla No. 2. Propiedades petrofísicas del campo.*

Creado por: Los autores (2023).

## 2.5.4 Selección de los pozos piloto

Se seleccionaron como casos hipotéticos de simulación los pozos RB-1 y RB-2 para la implementación de la tecnología AICV, estos presentaron cortes de agua superiores al 90%. Se seleccionaron dos pozos, con diversificación de variables, esto con el fin de evaluar la eficiencia de las válvulas en distintas condiciones, comparar sus resultados y seleccionar su configuración más óptima.

### 2.5.4.1 Historial de producción

Se realizó un análisis del histórico de producción para los pozos seleccionados. En las figuras 13 y 14 se observa como desde el principio de la vida productiva de los pozos, estos presentan un alto porcentaje de agua respecto al crudo producido. El corte de agua inicial en el pozo RB-1 fue de aproximadamente 57% y el del RB-2 de aproximadamente 74%, estos cortes de agua fueron afectados por distintos factores. Luego de un lapso de tiempo se puede ver como disminuyó la producción de crudo en más de un 50% y aumentó el corte de agua. Por esta razón es necesario realizar un estudio donde se pueda reducir el corte de agua implementado las AICV. La producción actual refleja los siguientes valores:

Evento / Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Corte de agua (%)
RB-1	>3500 y <4000	93.84
RB-2	>3800 y <4500	91.25

*Tabla No. 3. Producciones actuales – pozos RB-1 y RB-2.*

Creado por: Los autores (2023).

### 2.5.4.1.1 Pozo RB-1

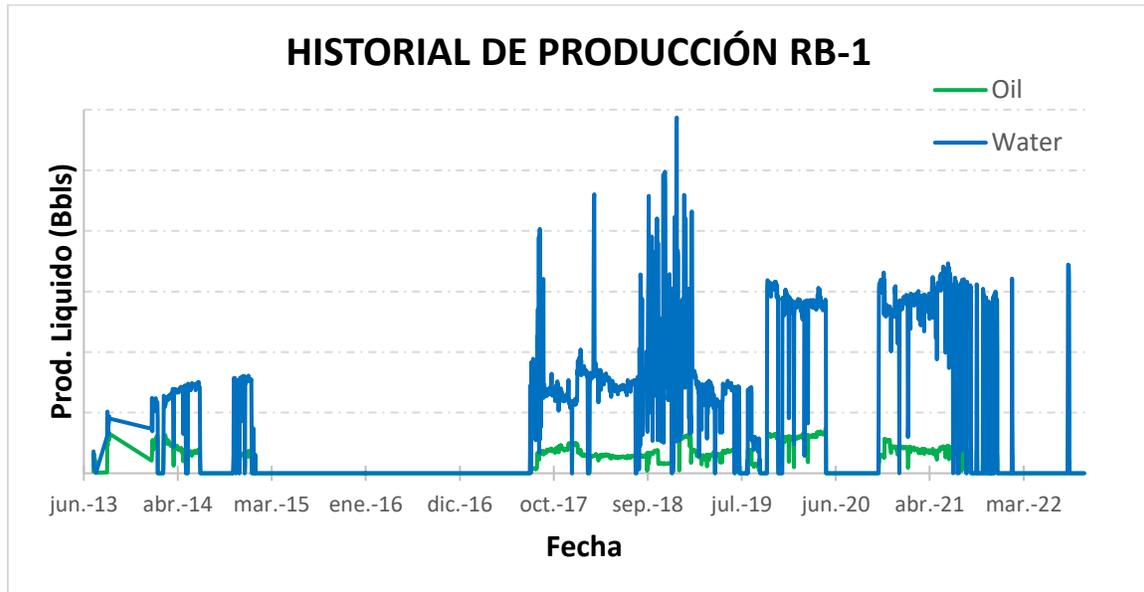


Figura 13. Historial de Producción – Pozo RB-1

Creado por: Los autores (2023).

### 2.5.4.1.2 Pozo RB-2

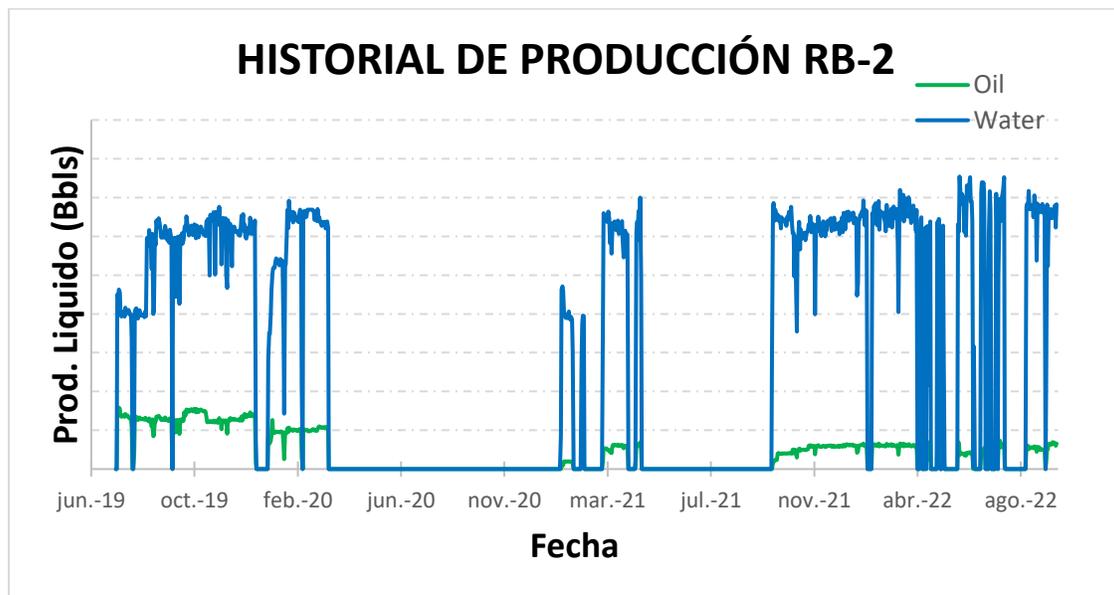


Figura 14. Historial de Producción – Pozo RB-2

Creado por: Los autores (2023).

#### **2.5.4.2 Descripción de los pozos piloto**

Los pozos a los que se les va a realizar la intervención actualmente cuentan con sistema de levantamiento artificial ESP; Los intervalos productores se encuentran en la misma formación.

### **3. METODOLOGIA**

#### **3.1 Introducción:**

Esta simulación fue recreada a través del simulador TNAVIGATOR de la empresa Rock Flow Dynamics, el cual es un software que permite crear modelos estáticos y dinámicos, integrando todas las partes de un yacimiento, se seleccionó este simulador debido a la capacidad que tiene de simular las válvulas AICV.

Se seleccionaron dos pozos para el estudio de la implementación de las AICV, en donde se analizó por medio del simulador, las propiedades petrofísicas del pozo logrando establecer la posición indicada de las válvulas dentro de la formación productora, y así predecir la disminución del corte de agua y mejora de su producción.

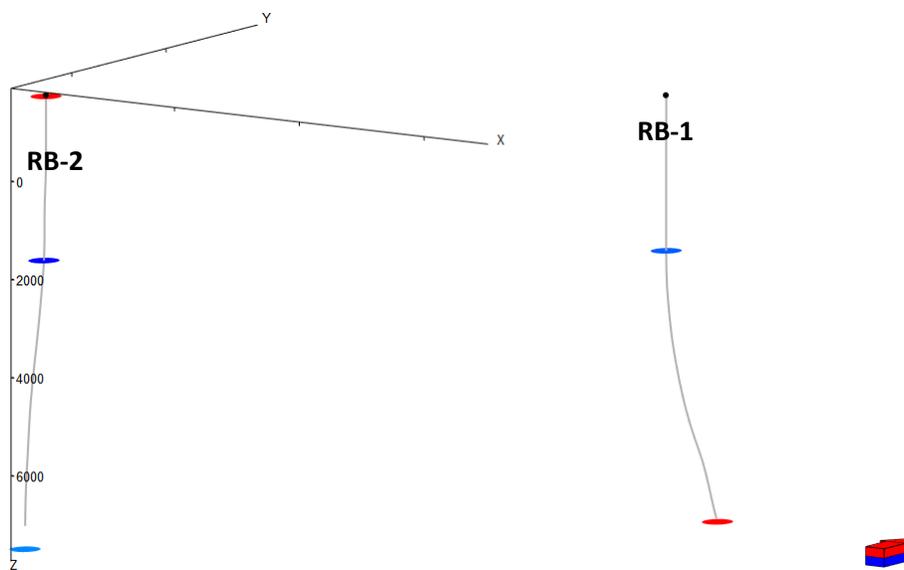
#### **3.2 Diseño de modelo estático en TNavigator:**

Para la creación del modelo estático se decidió plantear un diseño estructurado en 4 partes integradas, conformadas en su totalidad por la creación del modelo geológico, diseño PVT, creación de pozos y ajuste histórico de producción.

### 3.2.1 Modelo geológico:

En este modelo se encuentra la estructura del campo en su totalidad, fue fundamental iniciar con este modelo ya que permitió ubicarse en un plano de referencia y crear las demás partes que conforman la simulación.

Como punto de partida se crearon las trayectorias de los pozos pilotos que conforman el campo, se trazaron las rutas de los 2 pozos productores.

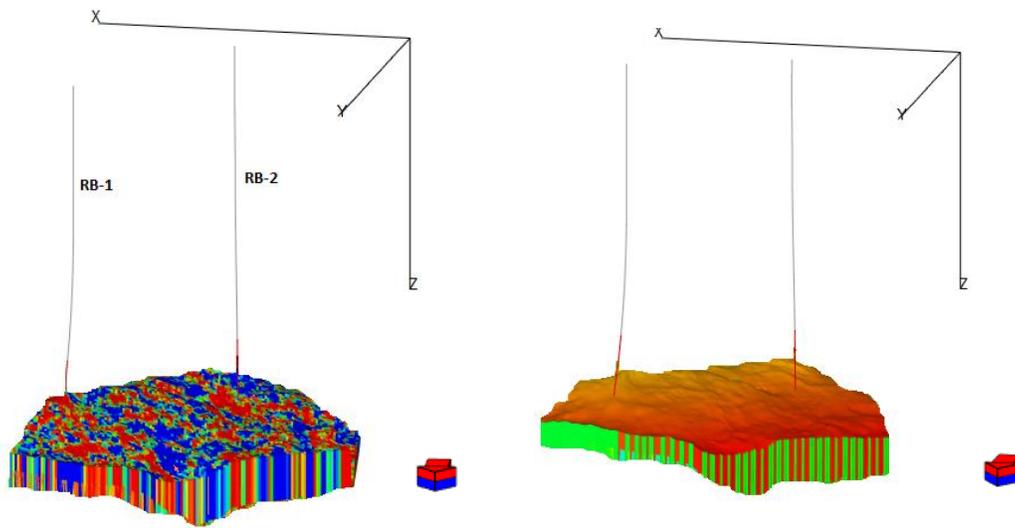


*Figura 15. Trayectoria de pozos – Campo Rubí.*

*Creado por: Los autores (2023).*

Para la creación de estas trayectorias se proyectaron survey para crear las trayectorias hipotéticas de cada pozo, los cuales están conformados por su profundidad MD y TVD, inclinación, azimut, entre otros, y proyectada en una vista 3D a través de la interfaz del software TNavigator. También se crearon los marcadores que identifican distintos intervalos del pozo como tope, profundidad máxima y un punto medio de interés que corresponde a una zona con bastante información litológica.

Luego de establecer la ubicación de los pozos, se cargaron al simulador los horizontes del yacimiento, estos pertenecen a las zonas de profundidad y zona intermedia, con el fin de estructurar la zona de interés a partir de su profundidad y relieve real.



*Figura 16. Malla "Grid" – Campo Rubí*

Creado por: Los autores (2023).

Finalmente, para concluir la realización del modelo estático se creó la malla o "Grid", la cual consiste en una N cantidad de celdas, las cuales representan la roca del reservorio, simulando con gran detalle, sus características y propiedades; entre mayor sea el número de celdas, mayor exactitud va a tener la malla. A través de distintos cálculos, se pudo simular de una manera muy precisa las principales propiedades petrofísicas iniciales de la roca, como su porosidad, permeabilidad, compresibilidad, saturación de aceite y agua, entre otras. Como se puede apreciar en las distintas imágenes el campo RUBÍ cuenta con una buena porosidad y permeabilidad, y coincide en gran exactitud con los datos experimentales que se han tomado a lo largo de los años en el campo.

### 3.2.2 Diseño PVT

Fue necesario diseñar los distintos fluidos que componen el reservorio, estos se crearon a través del módulo PVT perteneciente al simulador TNavigator, quien tiene como objetivo especificar la composición del aceite, para que de esta manera coincida con los datos experimentales recopilados en otros PVT y así calcular las propiedades físicas en el rango relevante de temperatura y presión.

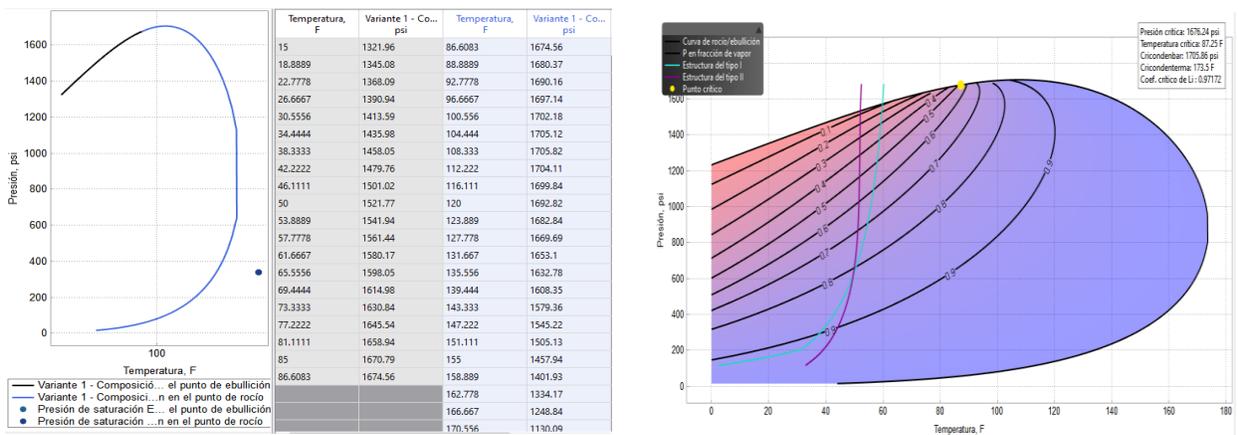


Figura 17. Diseño PVT – Crudo Campo Rubí.

Creado por: Los autores (2023).

Como se puede observar en la figura 17 los datos del PVT fueron ingresados en el módulo, una vez establecidos se hallaron las condiciones críticas del crudo, su fase envolvente, parámetros a distintas concentraciones de contaminantes, entre otras. Luego se procedió a realizar simulaciones de distintas pruebas de laboratorio, como prueba de expansión flash, (CCE) y pruebas de presiones de saturación. A través del módulo PVT se recrearon las propiedades del aceite del reservorio, el cual se encuentra en un rango cercano a sus condiciones deseadas, las cuales además se pueden ajustar mediante entrada manual. El crudo obtenido al final de la simulación se caracteriza por ser un petróleo extrapesado, con una gran presencia de contaminantes como  $CO_2$  y  $S_2$  y poca presencia de  $H_2$ .

### 3.2.3 Creación de pozos

Se diseñaron los 2 pozos del campo a través del módulo Well Designer perteneciente al software TNavigator, estos se recrearon implementando todas las partes que conforman los completamientos de los pozos, como sus tuberías de revestimiento (“Casing’s y Liner’s”), tuberías de producción (“Tubing”), bombas electrosumergibles (“ESP”), cañoneos, BOP’s, etc.

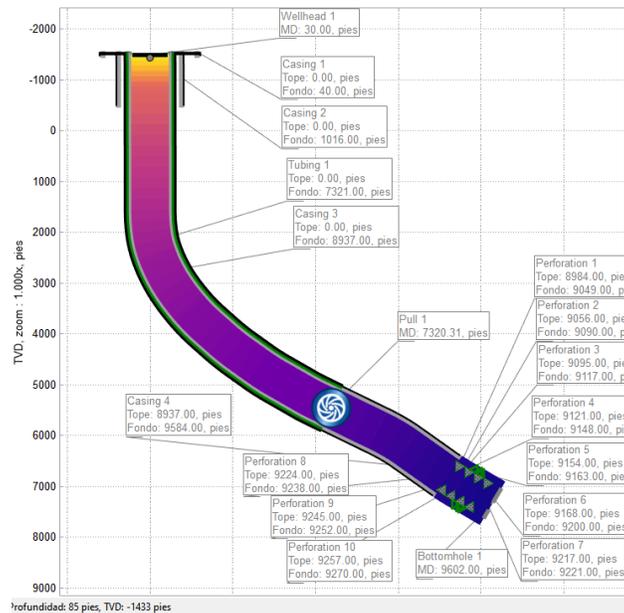


Figura 18. Creación de pozos – TNavigator.

Creado por: Los autores (2023).

Una vez finalizada la creación de los pozos, se dispuso a iniciar el ajuste histórico de producción, para esto, se tomó la información almacenada en cada uno de los pozos, para que de esta manera se creen tendencias en los pozos que el software analizará para futuras predicciones.

### 3.3 Modelo Dinámico

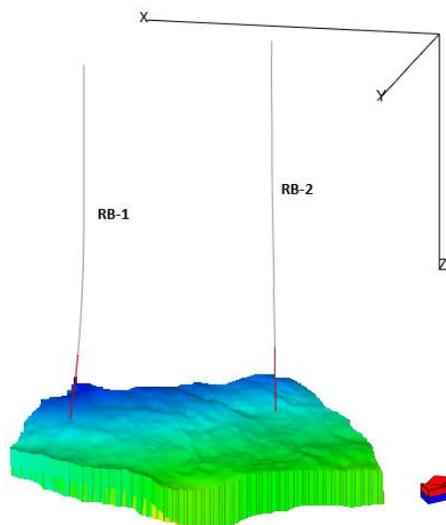
Luego de haber creado el modelo estático, fue necesario realizar la modelización dinámica con el fin de determinar los valores absolutos y relativos de los parámetros de desarrollo del

yacimiento a medida que cambian con el tiempo. Algunos de estos parámetros son volúmenes de producción de agua, aceite y gas, volúmenes de inyección, factores de recuperación, presiones, saturaciones de aceite y agua, corte de agua, GOR,  $R_s$ , entre otros. El software permite tomar estos datos de entrada y organizarlos de forma tabular y gráfica, tanto en 2D como en 3D para un posterior análisis.

Para la realización de este modelo fue necesario recopilar distintos elementos dentro y fuera del modelo estático, como dimensiones de las mallas creadas con parámetros de porosidad, permeabilidad y volumen de los poros; saturaciones iniciales, composición de un fluido de reservorio, permeabilidades relativas, presiones, tasas de producción en sus respectivos tiempos, curvas de presión capilar, compresibilidad de la roca y viscosidad de los fluidos.

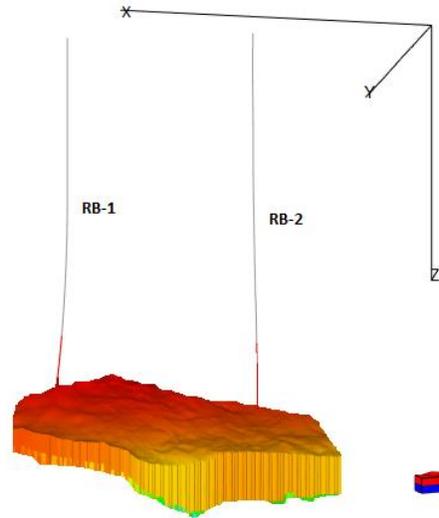
Una vez recopilado esa data de entrada, se creó un proceso de compilación y modelización, el cual comparó la información de entrada y creó distintas propiedades de salida, como presiones finales, saturaciones en las distintas regiones del yacimiento, regiones de flujo y reservas actuales de la zona de interés.

Con esta información se pudo realizar un análisis detallado acerca de las condiciones del campo, observar que zonas están más afectadas por la invasión del agua y en que pozos es necesario crear un mecanismo integrado para el control de flujo.



*Figura 19. Diagrama de Presión- Campo Rubí*

Creado por: Los autores (2023).



*Figura 20. Diagrama de saturación – Campo Rubí*

Creado por: Los autores (2023).

Como se observa en las figuras 19 y 20 la zona productora presenta notables variaciones de presión, también muestra saturaciones de aceite de entre 0 y 40%, lo que indica que hay una alta saturación de agua en el reservorio.

### **3.4 Proyección histórica de los pozos del campo Rubí**

Para crear una comparativa y analizar los datos simulados de los distintos casos propuestos del campo Rubí fue necesario crear un caso base de referencia para cada pozo, esto con el fin de ver el comportamiento que tendría el pozo sin la implementación de las válvulas AICV.

### 3.4.1 Proyección caso base RB-1

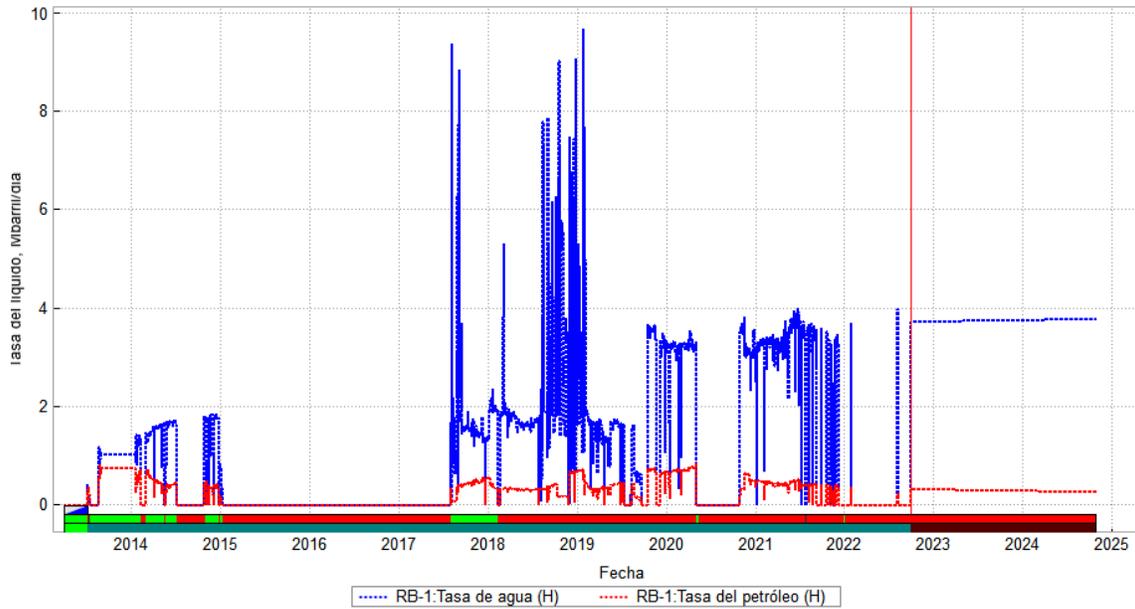


Figura 21. Proyección de producción Caso Base – Pozo RB-1

Creado por: Los autores (2023).

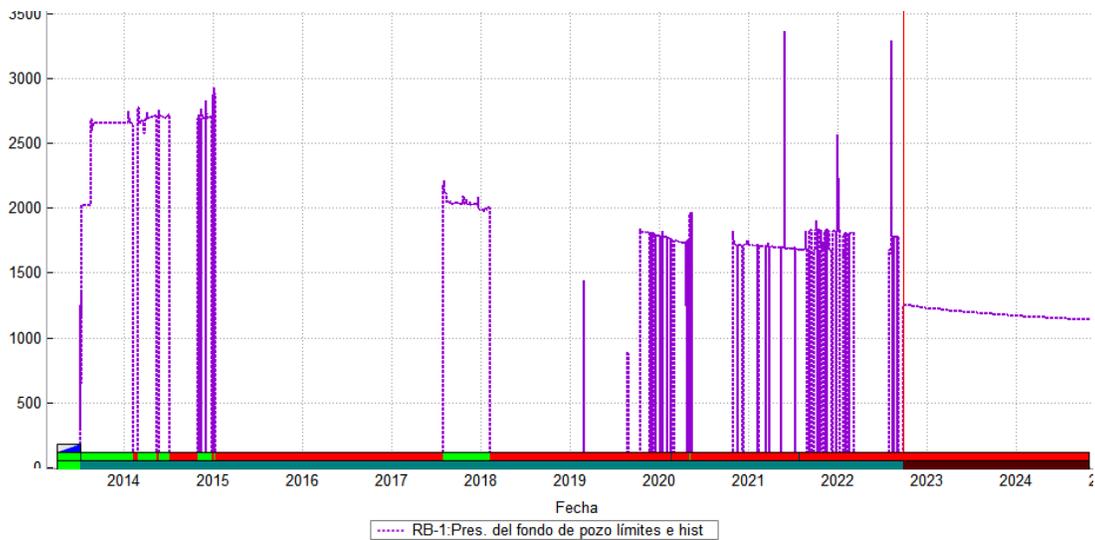


Figura 22. Proyección de presión Caso Base – Pozo RB-1

Creado por: Los autores (2023).

Las figuras 21 y 22 muestran la data histórica de producción y presión del pozo RB-1 y la proyección de los siguientes 24 meses. Se puede observar cómo va disminuyendo la producción de crudo al mismo tiempo que hay una caída en la presión en fondo de pozo, esto es a causa del depletamiento natural del campo y el agotamiento de sus reservas, el simulador calcula estas proyecciones de acuerdo con las características halladas en la modelización dinámica. Por otro lado, se observa un leve aumento en la producción de agua, tratando de conservar la producción de fluido total.

### 3.4.2 Proyección caso base RB-2

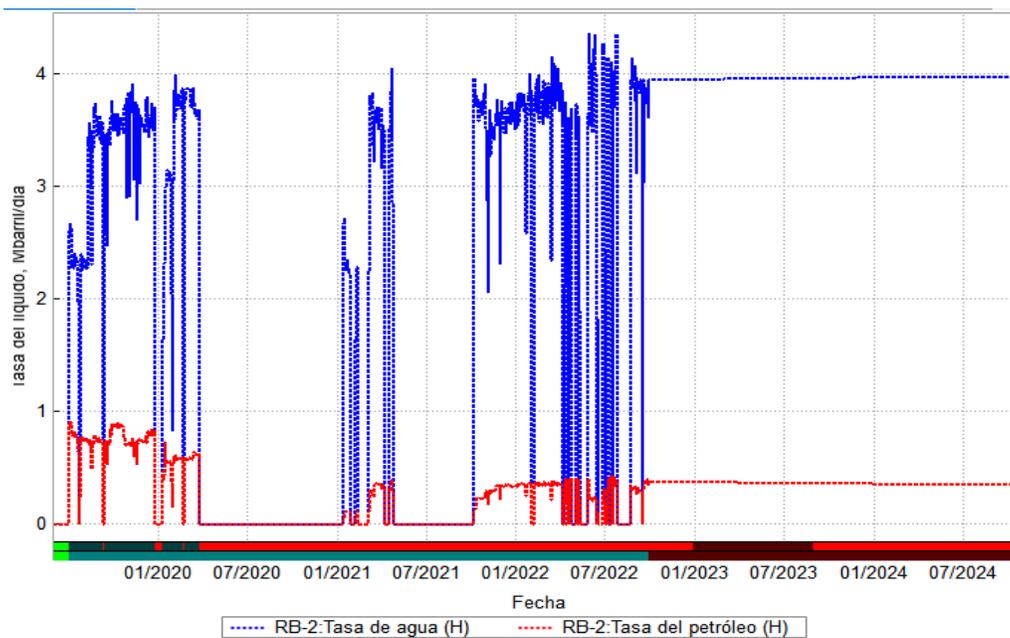
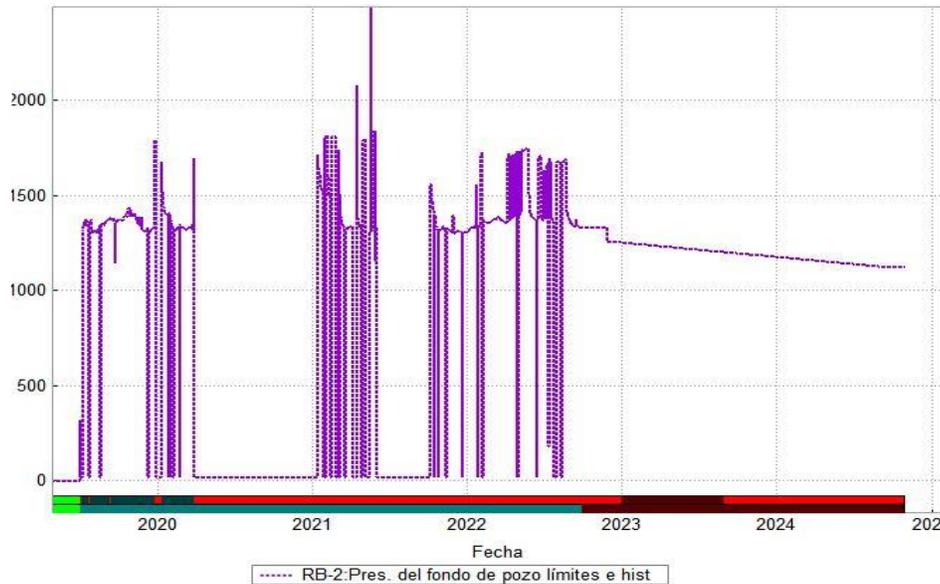


Figura 23. Proyección de producción Caso Base – Pozo RB-2

Creado por: Los autores (2023).



*Figura 24. Proyección de presión Caso Base – Pozo RB-2.*

Creado por: Los autores (2023).

Las figuras 23 y 24 nos muestran una proyección más estable, con un depletamiento más pausado y una disminución muy baja en la producción de aceite a lo largo del tiempo, al igual que en el pozo RB-1, hay un leve aumento en la producción de agua a causa de la eficiencia de la bomba, la cual mantiene una producción de fluido constante.

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

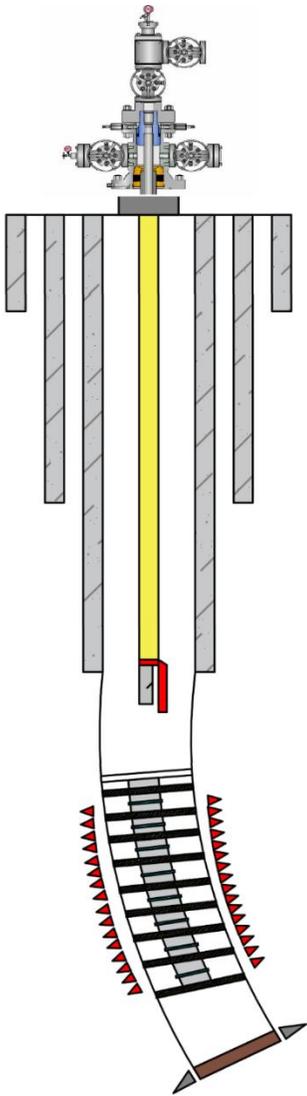
### 4.1 Diseño de los nuevos completamientos

Para el presente estudio, se propuso realizar dos tipos de completamientos por cada uno de los pozos piloto, esto con el fin de establecer el número idóneo de válvulas que debería tener cada pozo y a su vez comparar la efectividad de la tecnología con el aumento o disminución de las válvulas reguladoras. También se incluirán empaques para aislar la zona en la que se implementará cada válvula.

#### 4.1.1 Completamiento A – Pozo RB-1

En el completamiento A propuesto para el pozo RB-1 se pretendió designar una válvula AICV en cada una de las zonas de interés, es decir, la implementación de 8 válvulas AICV a lo largo de todos los pies cañoneados en el pozo, esto equivaldría en promedio a una válvula por cada 28 pies de zona cañoneada, con algunas excepciones, ya que se tienen zonas perforadas con más de 60 pies y algunas con menos de 10 pies, es por ello, que algunas de las zonas estarán agrupadas con disposición de una sola válvula reguladora.

El completamiento A para este pozo quedaría de la siguiente manera:



REVESTIMIENTOS		
Casing	Diámetro	Drift (in)
Conductor	20"	18,936
Superficie	13 3/8"	12,459
Intermedio	9 5/8"	8,625
Liner	7"	6,151
Descripción		
Tubing 4 1/2"		
Tubing 4 1/2"		
Tubing 4 1/2"		
Y-TOOL 9-5/8" 3-1"2		
Bomba Upper		
Bomba Lower		
INTAKE		
Sello Upper		
Sello Lower		
Motor Upper		
Sensor de fondo		
Herramienta	Profundidad (ft)	
EMPAQUE 7"	8951	
Empaque hinchable	8980	
Válvula AICV	9015	
Empaque hinchable	9050	
Válvula AICV	9070	
Empaque hinchable	9091	
Válvula AICV	9105	
Empaque hinchable	9118	
Válvula AICV	9134	
Empaque hinchable	9149,5	
Válvula AICV	9157	
Empaque hinchable	9164	
Válvula AICV	9184	
Empaque hinchable	9203	
Válvula AICV	9221	
Empaque hinchable	9240	
Válvula AICV	9256	
Empaque hinchable	9272	

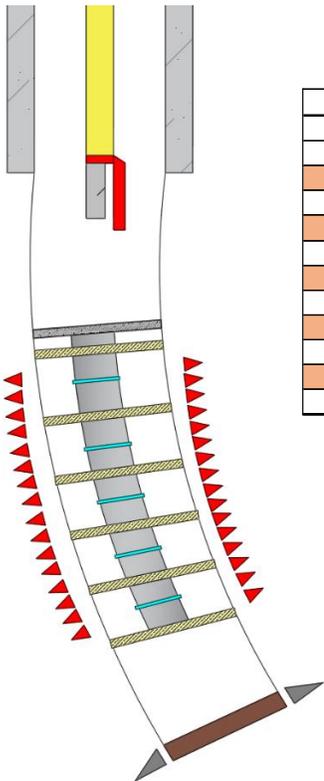
Figura 25. Estado Mecánico Caso A – Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

#### 4.1.2 Completamiento B – Pozo RB-1

El caso B propuesto para el pozo RB-1, se distingue del completamiento propuesto anteriormente, ya que en este se pretende implementar menos válvulas de control de flujo, con el fin de reducir el costo inicial y de esta manera crear una comparativa económica, analizando los costos de instalación y la eficiencia de las válvulas en estas condiciones, para finalmente evaluar cual completamiento es más conveniente para el pozo en términos de eficiencia versus costo. Para este caso se pretendió designar una válvula AICV agrupando distintas zonas de interés, para un total de 5 válvulas AICV a lo largo de todos los pies cañoneados en el pozo, esto equivaldría en promedio a una válvula por cada 45 pies de zona cañoneada aproximadamente, con algunas excepciones.

Debido a que únicamente se modifica la distribución final de las válvulas y empaques en comparación con el completamiento A, solo se ilustra la parte final del completamiento, el cual quedaría de la siguiente manera:



Herramienta	Profundidad (ft)
EMPAQUE 7"	8951
Empaque hinchable	8980
Valvula AICV	9015
Empaque hinchable	9050
Valvula AICV	9086
Empaque hinchable	9118
Valvula AICV	9142
Empaque hinchable	9164
Valvula AICV	9195
Empaque hinchable	9221
Valvula AICV	9247
Empaque hinchable	9272

Figura 26. Estado Mecánico Caso B – Pozo RB-1

Creado por: Los autores (2023).

### 4.1.3 Completamiento A – Pozo RB-2

A diferencia del pozo RB-1, este pozo cuenta con una menor zona de perforados, tiene menor profundidad y el corte de agua es inferior, y por lo analizado en la caracterización petrofísica del yacimiento está en una zona con menor invasión de agua, es por estas razones que se pensó en utilizar menos válvulas. Para este primer caso del pozo RB-2, se propuso implementar una válvula por cada zona de perforados, es decir, la implementación de 7 válvulas AICV a lo largo de la zona cañoneada en el pozo, esto equivaldría en promedio aproximadamente a una válvula por cada 25 pies perforados.

El estado mecánico para el caso A del pozo RB-2, quedaría de la siguiente manera:

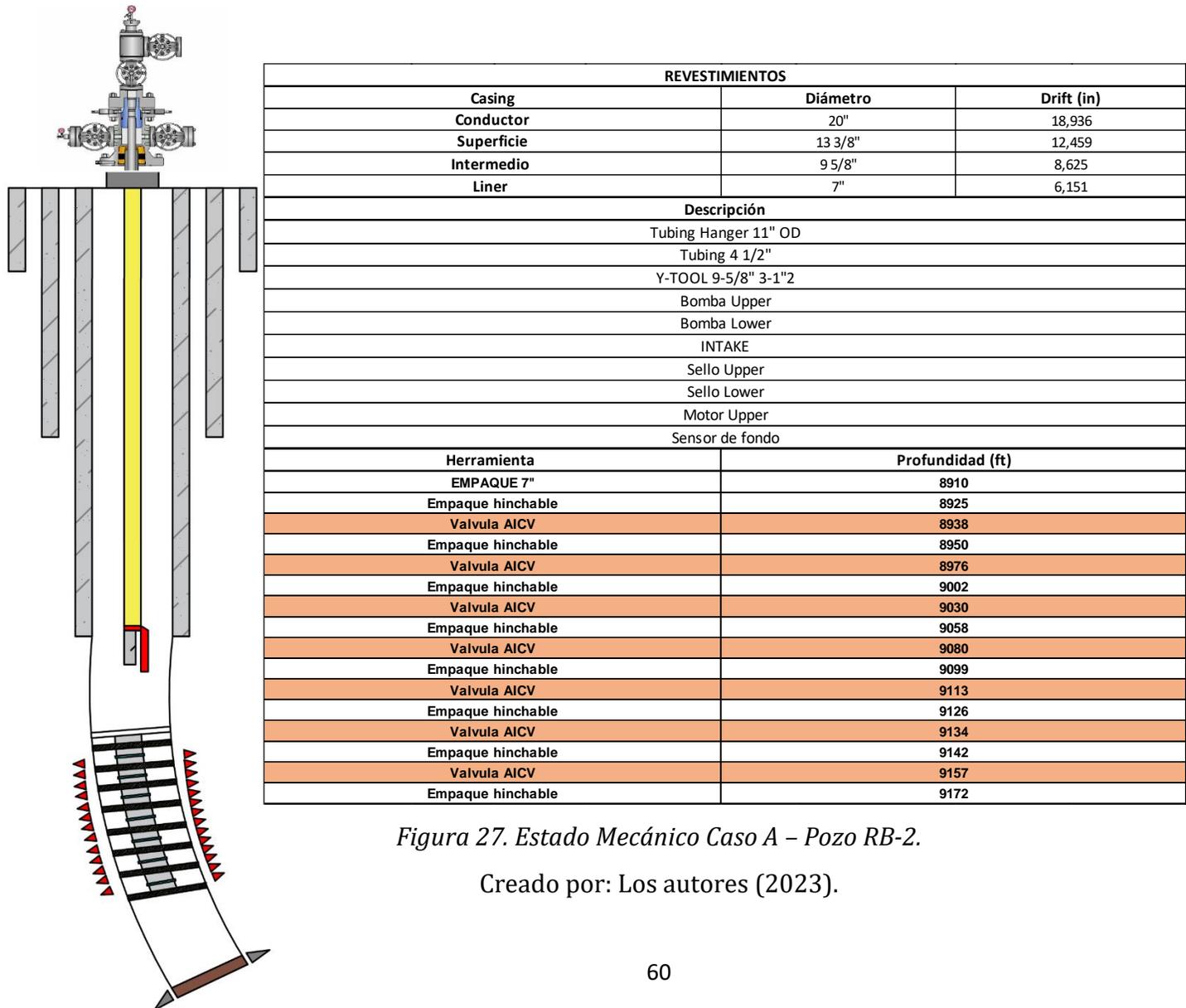
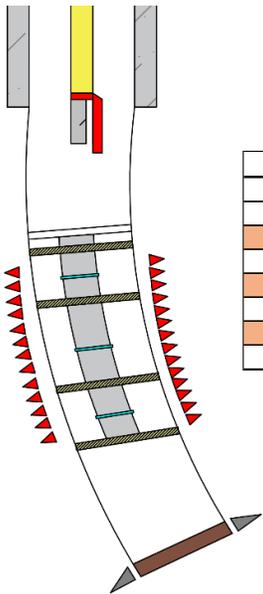


Figura 27. Estado Mecánico Caso A – Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

#### 4.1.4 Completamiento B – Pozo RB-2

Finalmente, para el caso B del pozo RB-2 se propuso reducir la cantidad de válvulas reguladoras de flujo en comparación con el caso A, por razones similares a las establecidas en el caso B del pozo RB-1, es decir, crear una comparativa económica del costo inicial de las válvulas contra la eficiencia de reducción de fluidos no deseados y así establecer cual completamiento le conviene más al pozo. Por esta razón se decidió simular la implementación de 3 válvulas AICV a lo largo de la zona cañoneada, ubicando una válvula en zonas de 54, 77 y 47 pies cañoneados, en ese mismo orden de profundidad cañoneada. El completamiento designado para el caso B del pozo RB-2 a simular es el siguiente:



Herramienta	Profundidad (ft)
EMPAQUE 7"	8910
Empaque hinchable	8925
Valvula AICV	8964
Empaque hinchable	9002
Valvula AICV	9051
Empaque hinchable	9099
Valvula AICV	9136
Empaque hinchable	9172

Figura 28. Estado Mecánico Caso B – Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

#### 4.2 Simulación de las válvulas AICV en TNavigator

La simulación de las válvulas AICV en el software TNavigator se hizo de acuerdo a los estados mecánicos planteados, se crearon copias del modelo dinámico base y se les implementaron las válvulas AICV en fondo de pozo, estas copias se simularon de nuevo, a las cuales se les realizaron múltiples proyecciones las cuales variaban de acuerdo a las condiciones establecidas como tiempo de proyección, cantidad de propiedades a evaluar y ajuste por los valores en cero al momento en que los pozos estuvieron inactivos, los resultados presentados

a continuación fueron los que mejor se ajustaron a los modelos dinámicos y a los valores esperados.

#### 4.2.1 Simulación del Caso A – Pozo RB-1

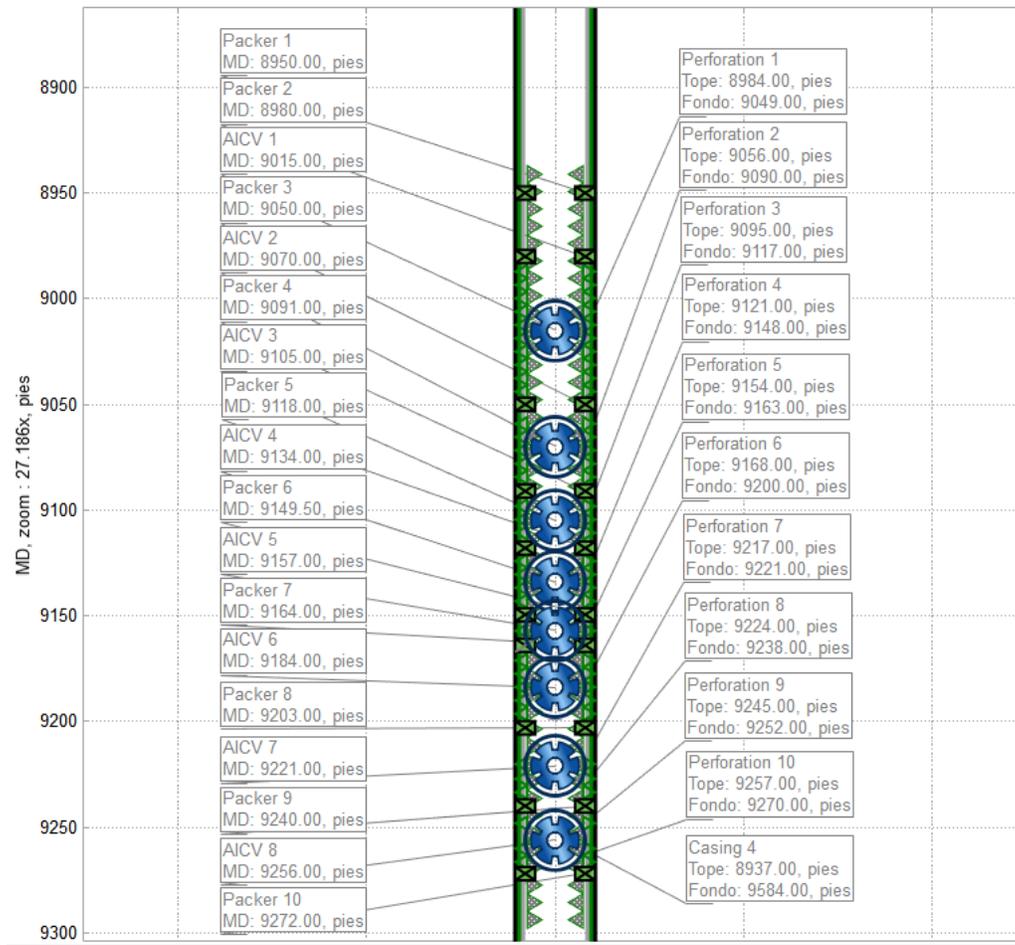


Figura 29. Diseño de completamiento – Caso A Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

Como se puede observar en la figura 29 se instalaron 8 válvulas en el fondo del pozo RB-1, las condiciones de estas válvulas tuvieron los mismos parámetros de longitud, diámetro y tasa máxima de producción. Estas especificaciones se ingresaron de acuerdo con las especificaciones necesarias y la información suministrada por TNavigator.

Nombre	Profundidad (ft)	Resistencia de AICV (psi/((lb/ft <sup>3</sup> )(ft <sup>3</sup> /d) <sup>2</sup> ))	Longitud (ft)	Densidad de fluido de calibración (lb/ft <sup>3</sup> )	Viscosidad de fluido de calibración (cP)	Tasa de flujo de fluido de calibración (ft <sup>3</sup> /d)
AICV 1	9015	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 2	9070	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 3	9105	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 4	9134	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 5	9157	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 6	9184	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 7	9221	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667
AICV 8	9256	0.0002554	3.15	62.44356756	1.45	35.3146667

Tabla No. 4. Parámetros de Entrada Válvulas AICV

Fuente: (TNavigator\_22.3, 2022)

Creado por: Los autores (2023).

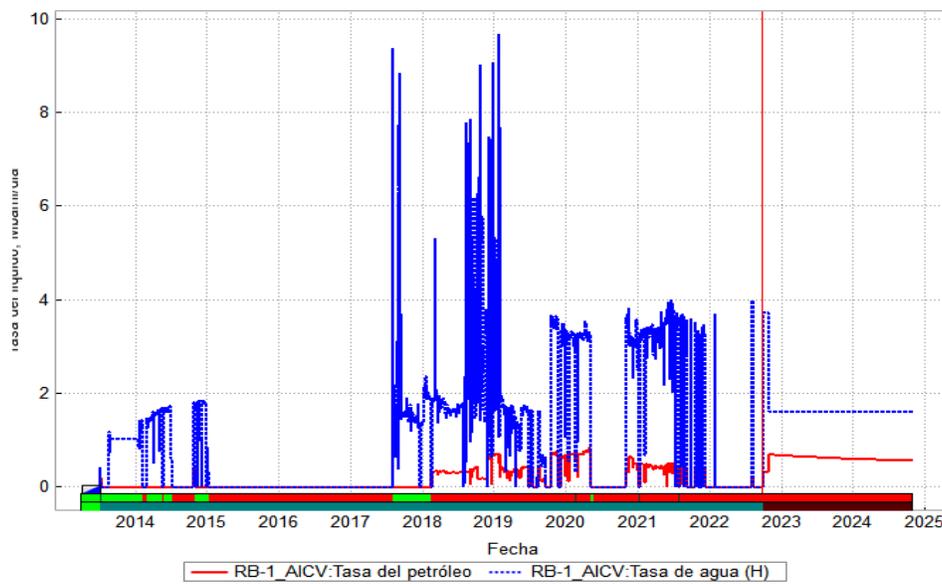
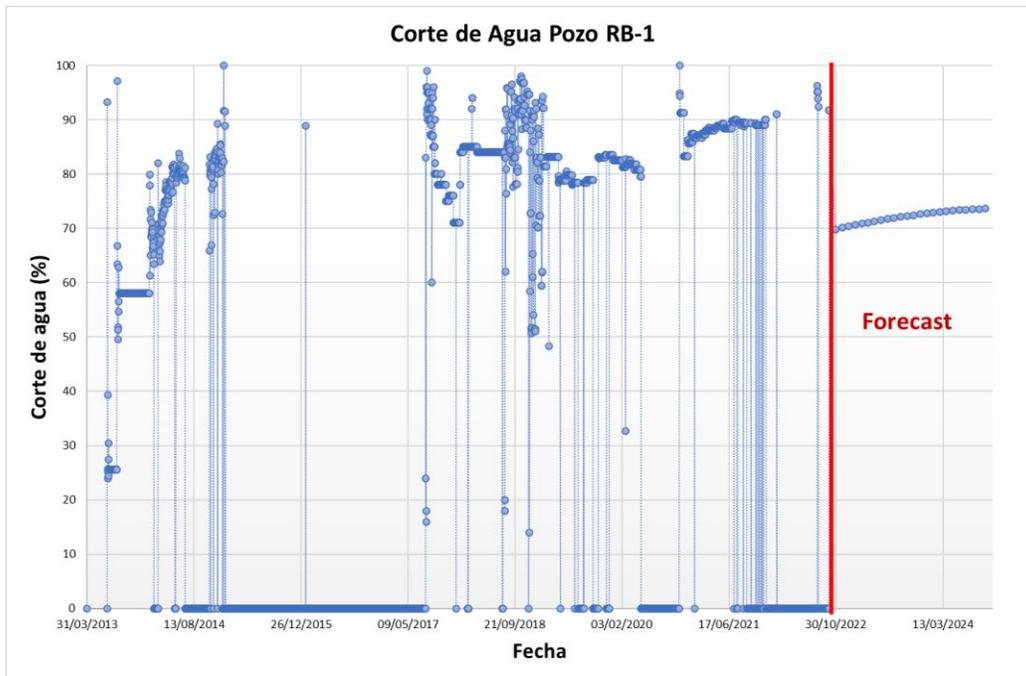


Figura 30. Proyección de Producción Caso A – Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

Se puede observar en la figura 30 la reducción significativa en la producción de agua y el incremento de aceite, con una eficiencia notable en el primer mes de funcionamiento, el incremental de aceite fue aproximadamente del 110% y una reducción en la producción de agua cercana al 57%. Esta reducción de fluidos no deseados se debe a las caídas de presión provocadas en las válvulas, las cuales detectan el agua por su densidad y viscosidad y cierran

su paso, logrando así que se evite un efecto de conificación en la entrada de esta, facilitando el paso de aceite a la tubería de producción.



*Figura 31. Proyección de corte de agua Caso A – Pozo RB-1*  
Creado por: Los autores (2023).

La reducción del corte de agua en el caso A, fue aproximadamente del 23%, logrando tener una ganancia total de aceite de más de 300 BOPD.

#### 4.2.1.1 Comparativa “Caso A” versus “Caso Base” – Pozo RB-1

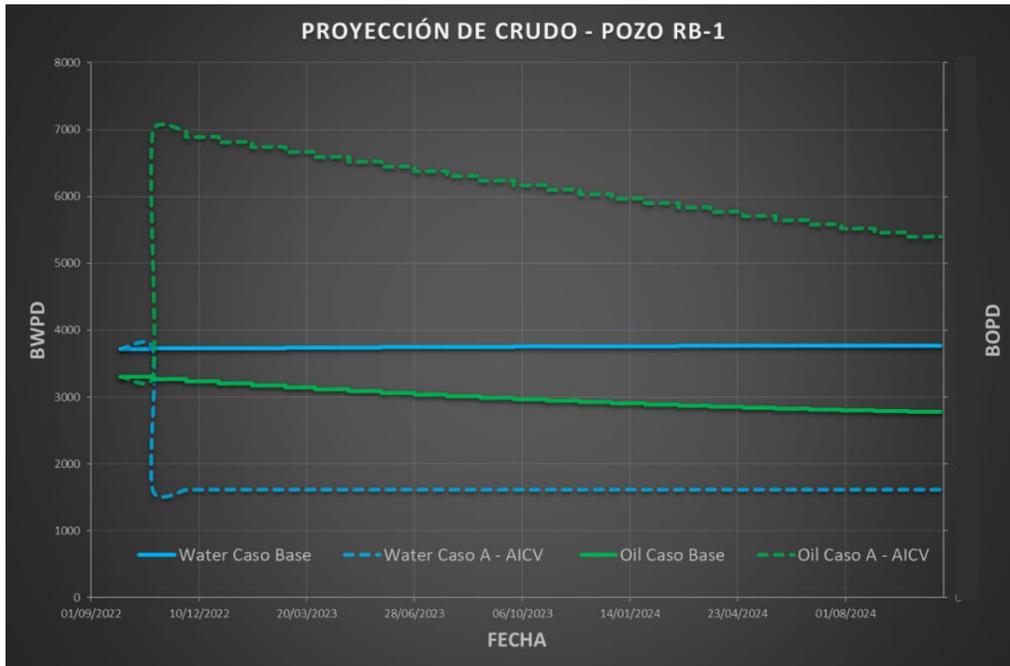


Figura 32. Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

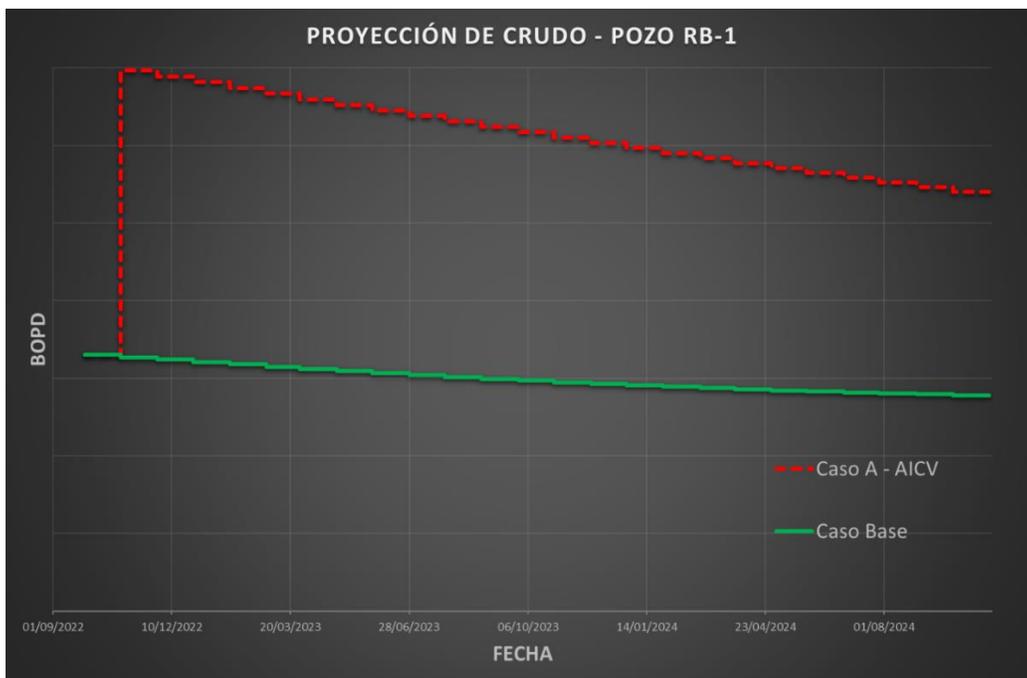


Figura 33. Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

#### 4.2.2 Simulación del Caso B – Pozo RB-1

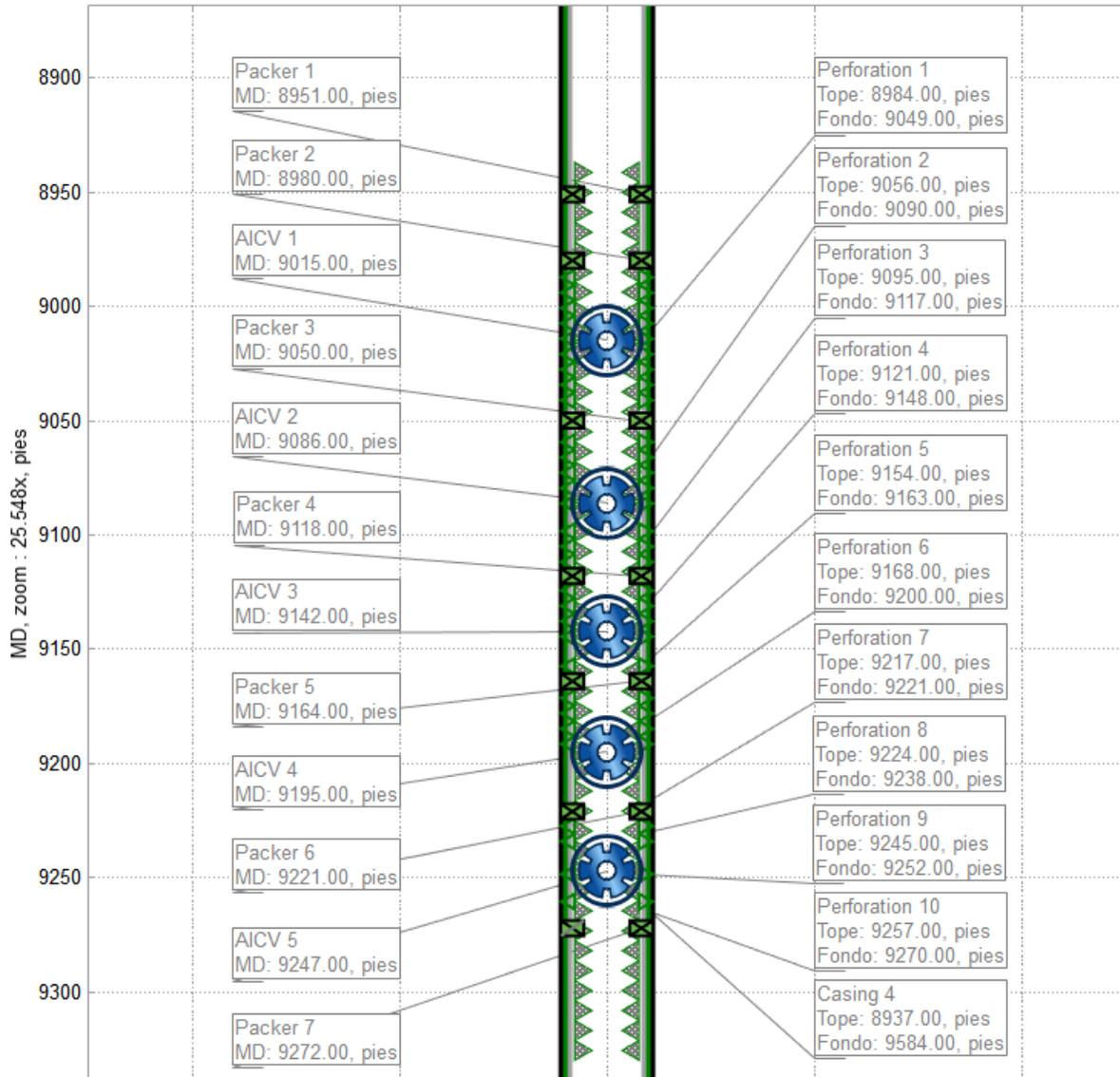
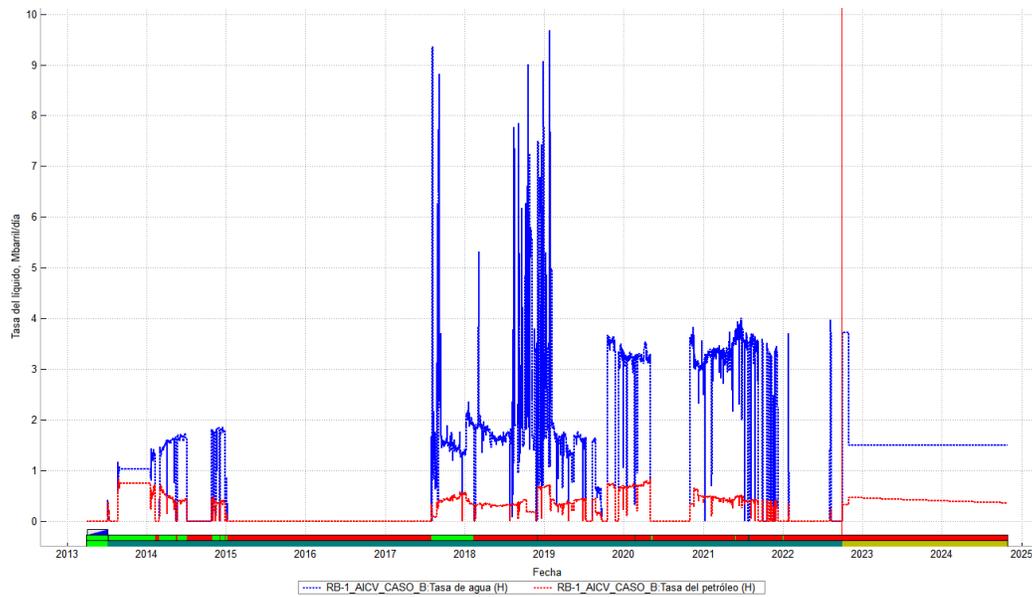


Figura 34. Diseño de completamiento – Caso B Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

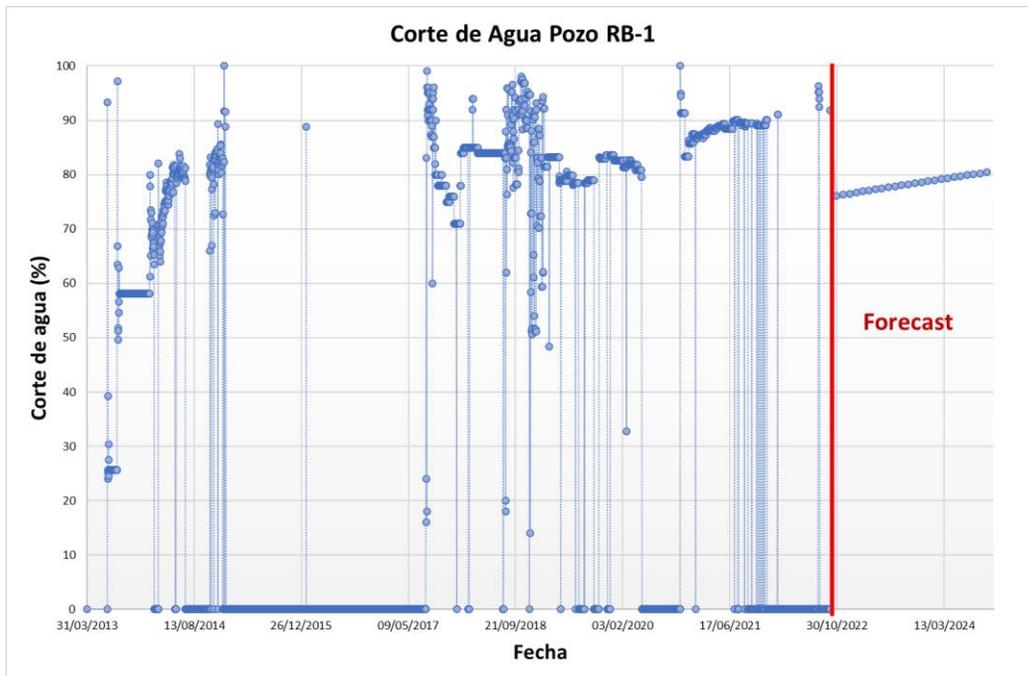
Para el caso B se instalaron 5 válvulas en el fondo del pozo RB-1, agrupando 9 zonas perforadas en 4 grupos con válvulas productoras, las condiciones de estas válvulas tuvieron los mismos parámetros de longitud, diámetro y tasa máxima de producción del caso anterior, variando solo en su profundidad.



*Figura 35. Proyección de Producción Caso B – Pozo RB-1.*

Creado por: Los autores (2023).

En la simulación realizada para el caso B del pozo RB-1, también se puede evidenciar una notable reducción en la producción de agua y un aumento en la producción de crudo, aunque también se puede notar una disminución en la producción de líquido total, esto se debe a que al haber menor cantidad de válvulas se restringe más la producción de fluido total, ya que, al cerrarse una válvula por presencia de agua en alguna de las zonas, se reduce la cantidad de válvulas AICV abiertas en otras zonas. La eficiencia en el aumento de crudo para este caso es de aproximadamente 43% y una reducción en la producción de agua cercana al 59%.



*Figura 36. Proyección de corte de agua Caso B – Pozo RB-1*  
Creado por: Los autores (2023).

La reducción del corte de agua en el caso B para el pozo RB-1, fue aproximadamente del 16%, logrando tener una ganancia total de aceite de más de 100 BOPD.

#### 4.2.2.1 Comparativa “Caso B” versus “Caso Base” – Pozo RB-1

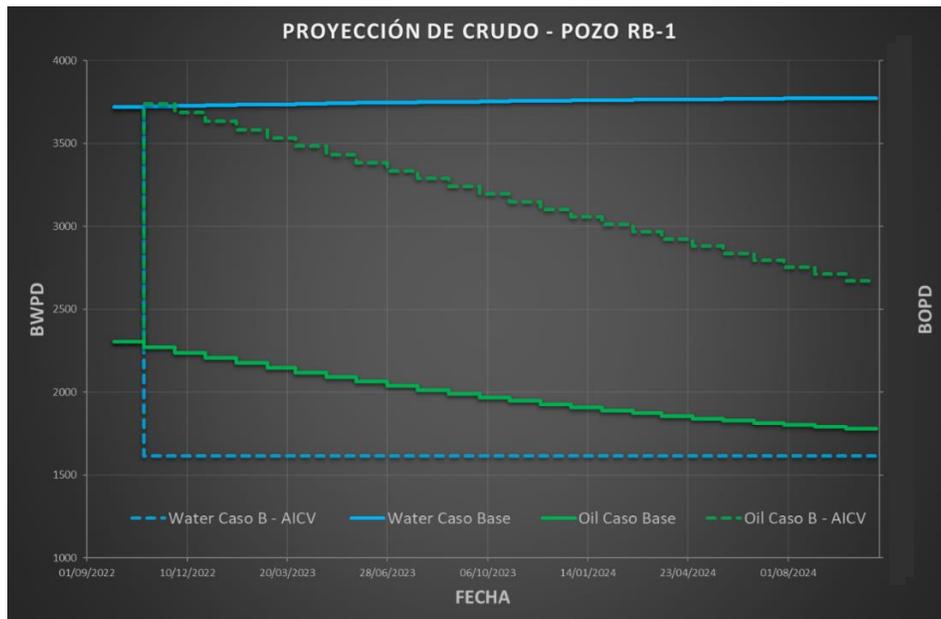


Figura 37. Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

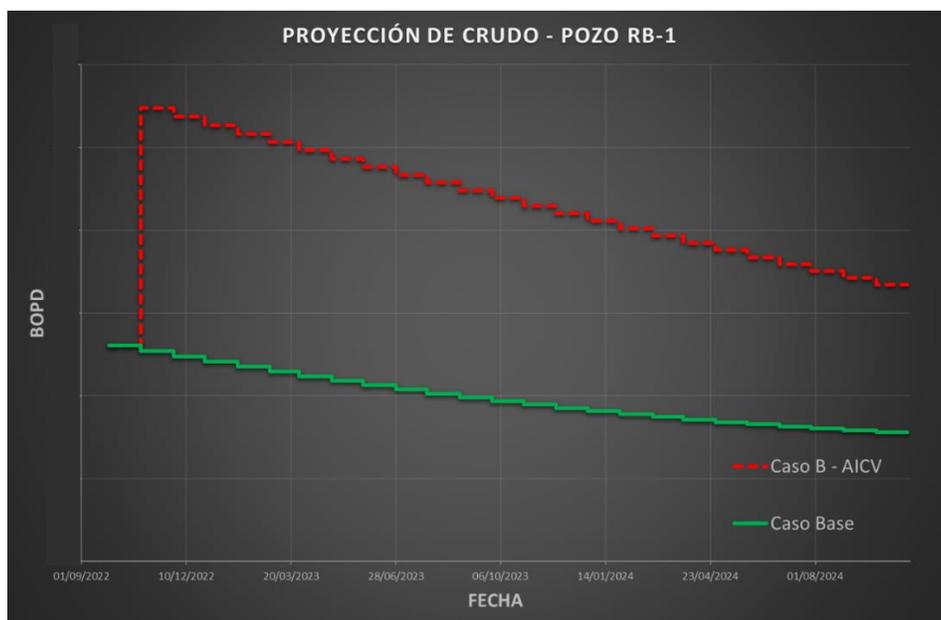


Figura 38. Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

### 4.2.3 Simulación del Caso A – Pozo RB-2

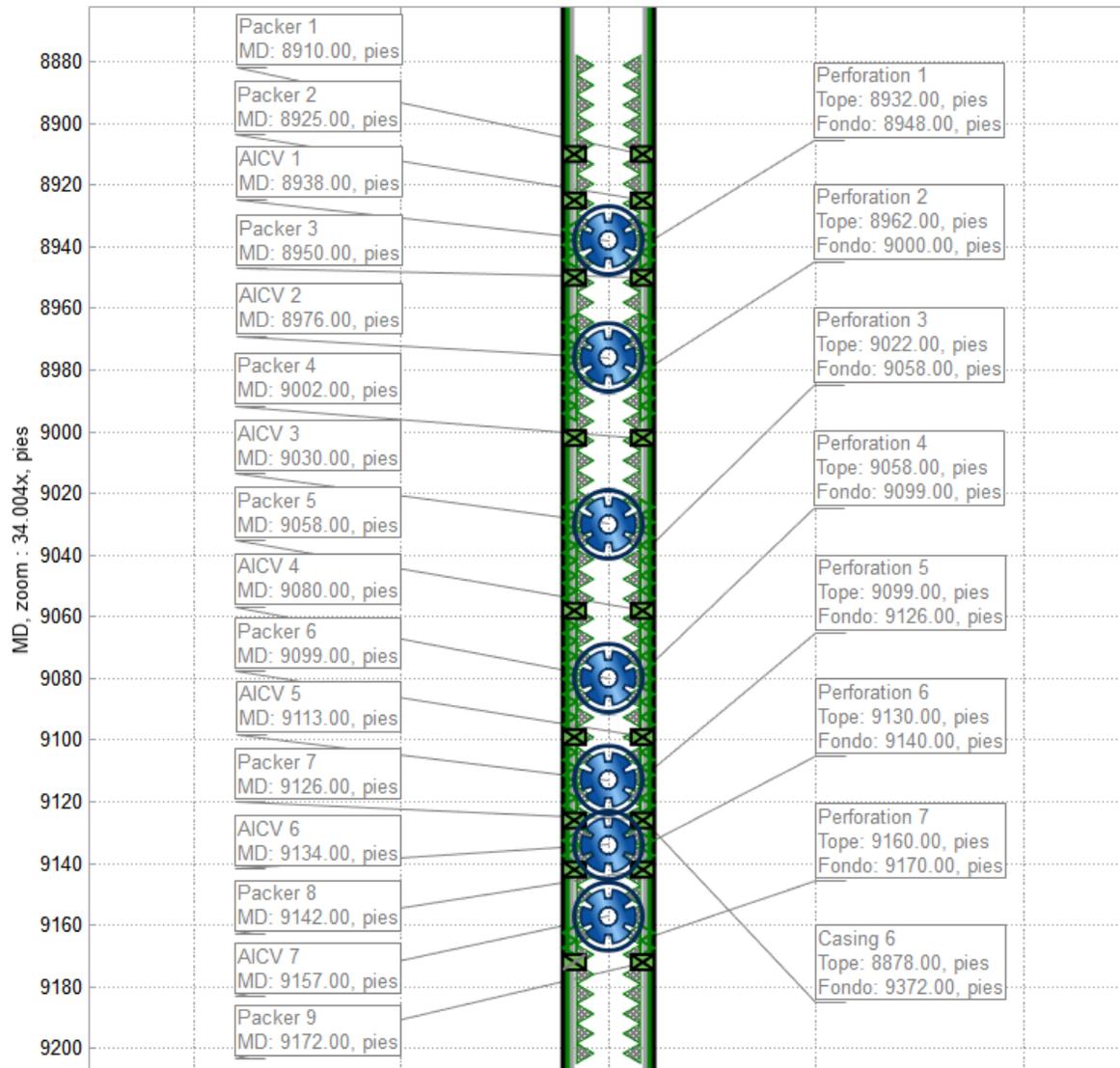


Figura 39. Diseño de completamiento – Caso A Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

El arreglo realizado para el caso A del pozo RB-2 consistió en la simulación de 7 válvulas AICV, estas se instalaron en la zona media de cada intervalo cañoneado. Los parámetros de entrada de las válvulas fueron iguales a los anteriores casos.

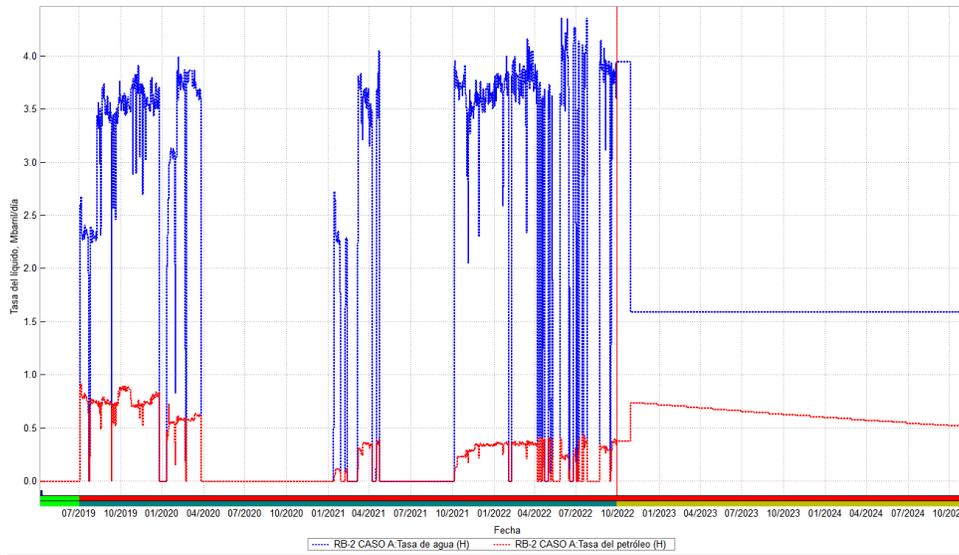


Figura 40. Proyección de Producción Caso A – Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

Como se puede observar en la figura 40, tras la simulación realizada para el pozo RB-2, se presenta una reducción significativa en la producción de agua y un aumento en la producción diaria de aceite, se presenta una reducción aproximada del 46% de líquido, el cual es la sumatoria de la disminución del 60% de agua y un incremento del 95% en la producción de aceite.

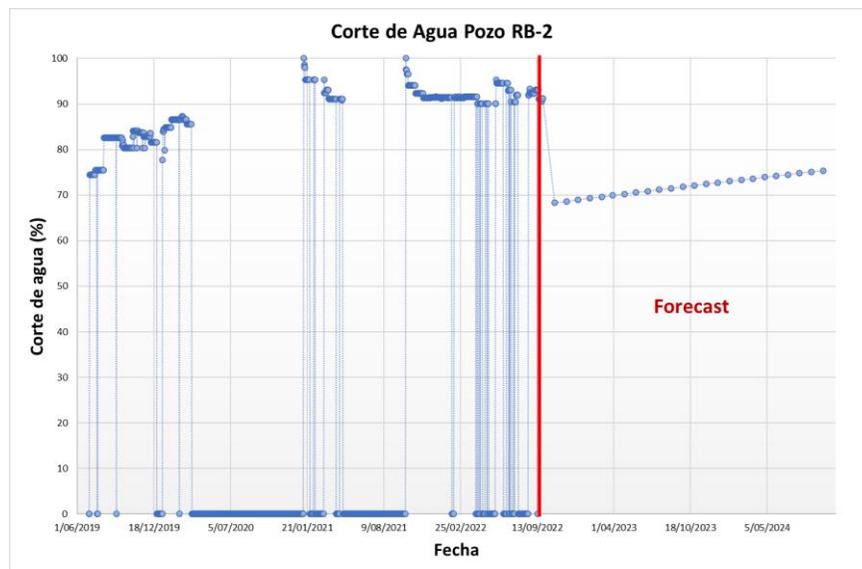


Figura 41. Proyección de corte de agua Caso A – Pozo RB-2

Creado por: Los autores (2023).

La reducción del corte de agua en el caso A para el pozo RB-2, fue aproximadamente del 23%, logrando tener una ganancia total de aceite de más de 350 BOPD.

#### 4.2.3.1 Comparativa “Caso A” versus “Caso Base” – Pozo RB-2

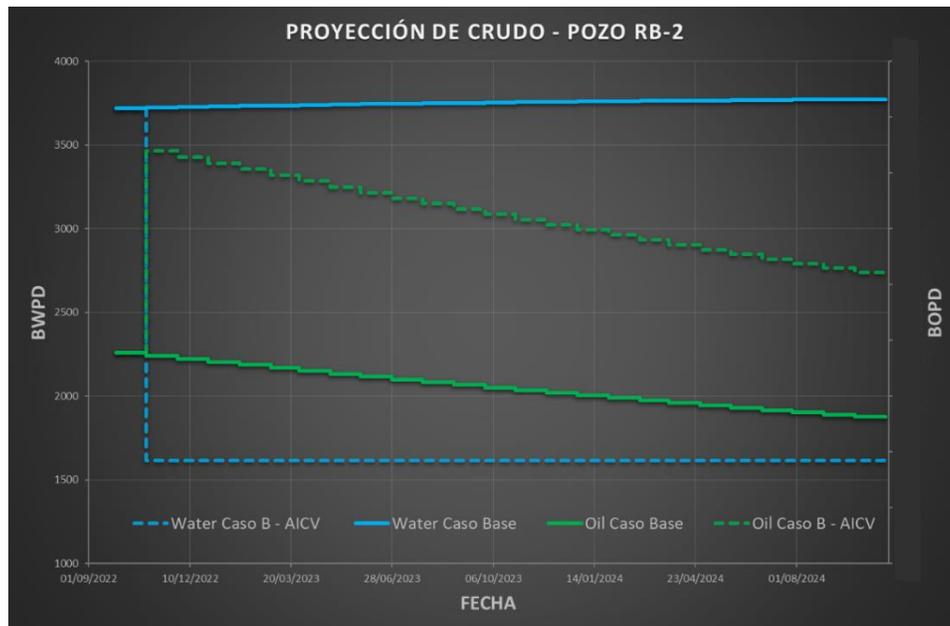


Figura 42. Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

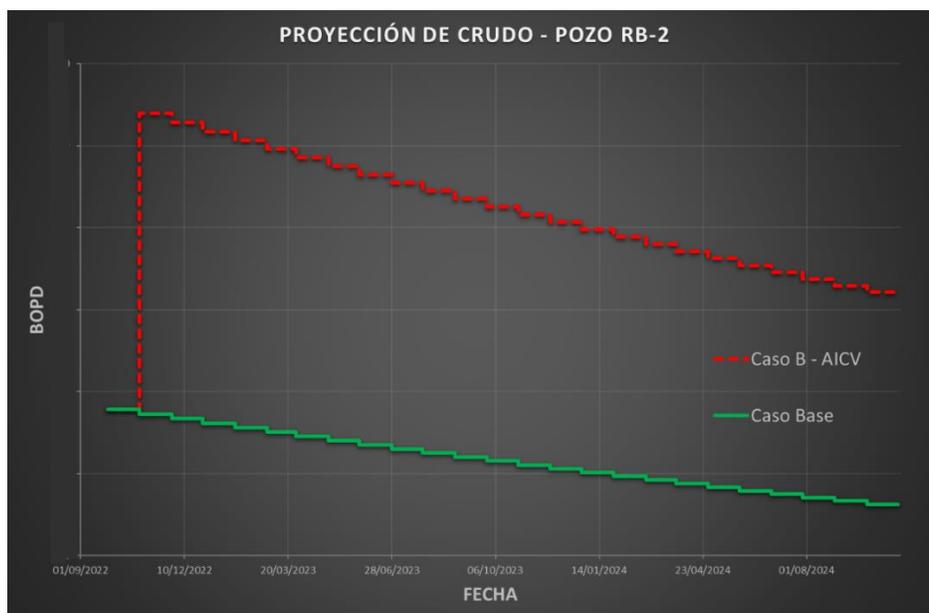


Figura 43. Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso A - Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

#### 4.2.4 Simulación del Caso B – Pozo RB-2

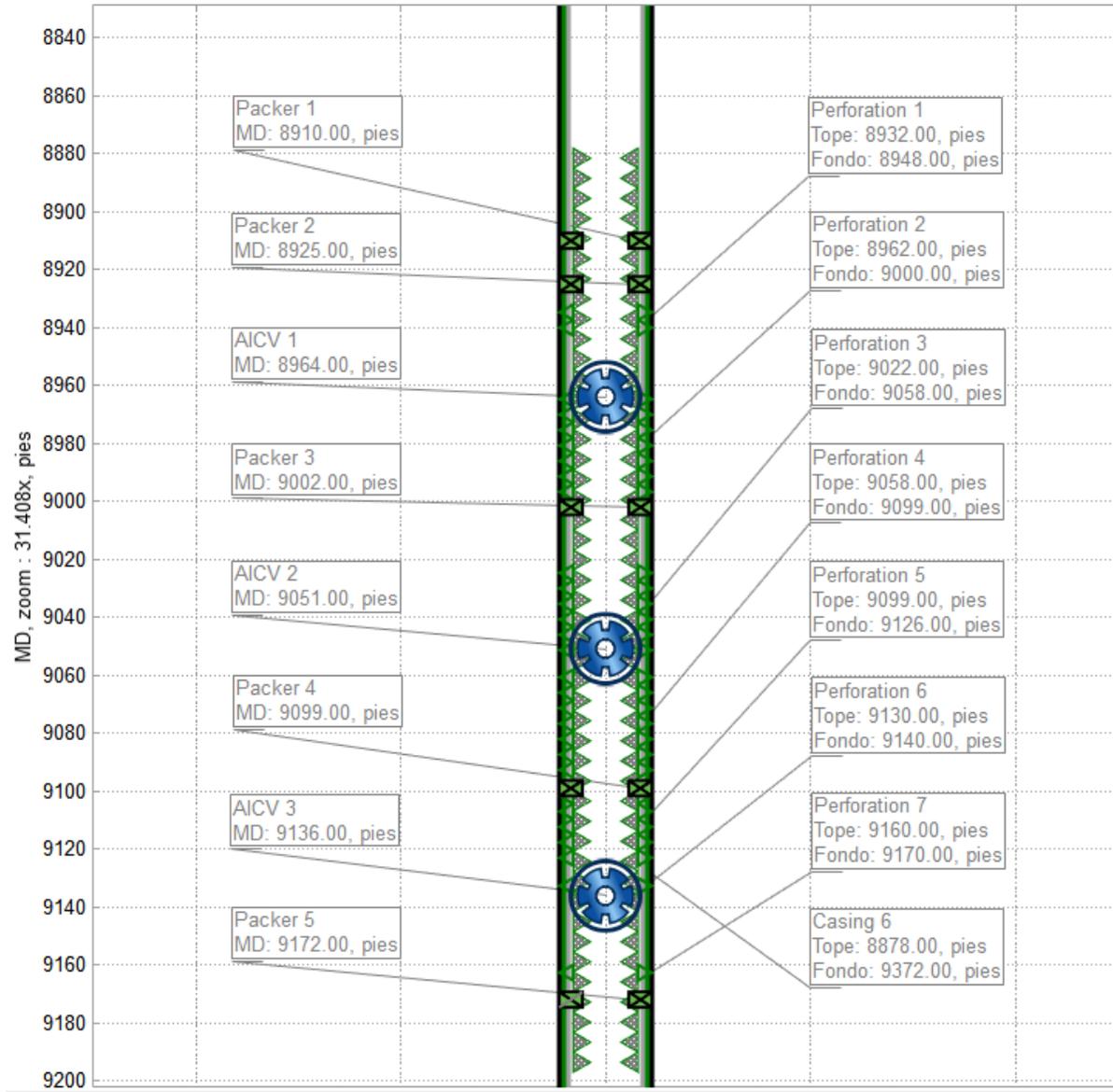
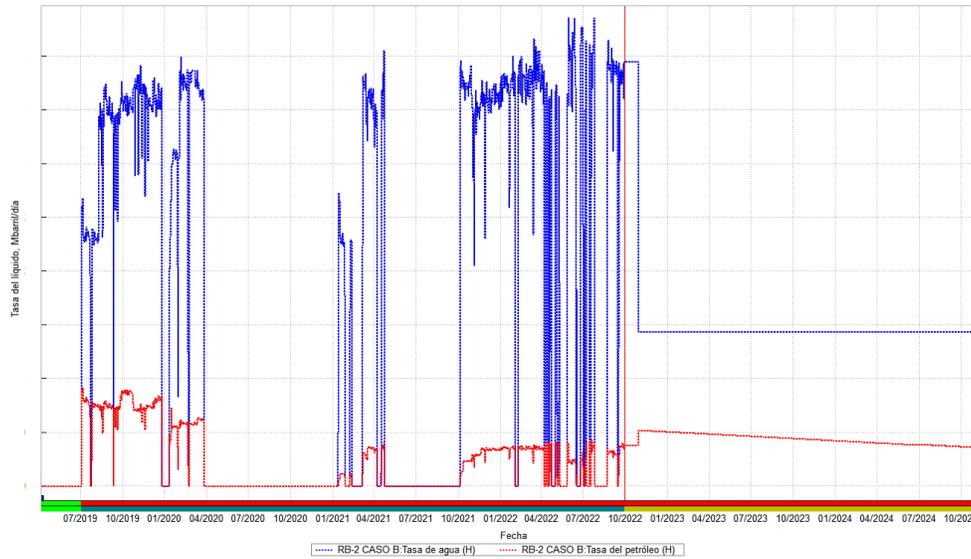


Figura 44. Diseño de completamiento – Caso B Pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

El último completamiento propuesto para el pozo RB-2, se planteó mediante la simulación de 3 válvulas a lo largo de la zona cañoneada, mediante esta configuración se pretende disminuir costos iniciales y restringir de manera más abrupta la producción de fluidos no deseados. Los parámetros de longitud, diámetro y tasa máxima de producción de las válvulas AICV son los mismos de los casos anteriores.



*Figura 45. Proyección de Producción Caso B – Pozo RB-2.*

Creado por: Los autores (2023).

Los resultados de la simulación del caso B para el pozo RB-2, indican una disminución efectiva en la producción diaria de agua y un aumento moderado en la producción de aceite. Al igual que en el pozo anterior, la producción de líquido total disminuye en mayor medida al reducirse la cantidad de válvulas, la cual a su vez reduce el incremento potencial de aceite debido a que se prolonga el tiempo en que las válvulas permanecen cerradas. Esta reducción en la producción diaria de agua es cercana al 64%, con un incremental de más del 35% en la producción de aceite.

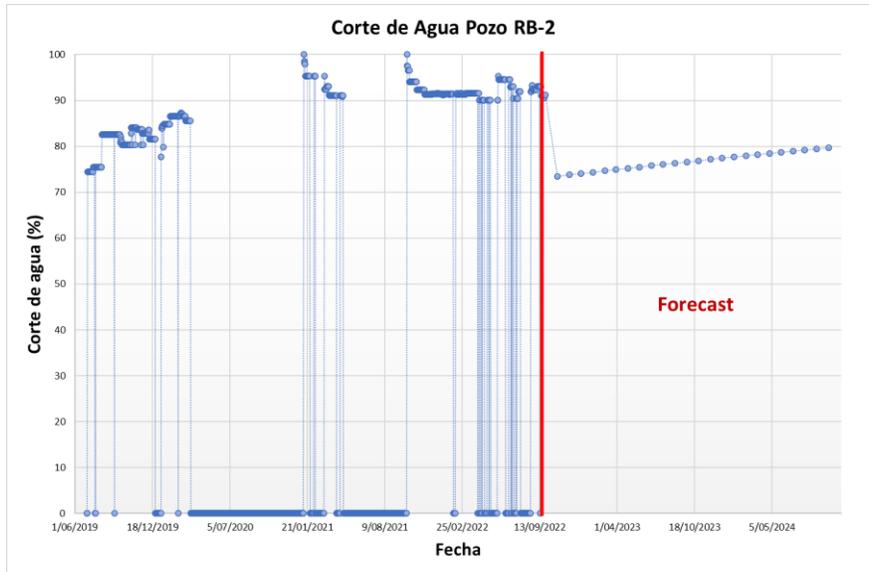


Figura 46. Proyección de corte de agua Caso B – Pozo RB-2  
Creado por: Los autores (2023).

La reducción del corte de agua en el caso B para el pozo RB-2, fue aproximadamente de 17%, logrando tener una ganancia total de aceite de más de 130 BOPD.

#### 4.2.4.1 Comparativa “Caso A” versus “Caso Base” – Pozo RB-2

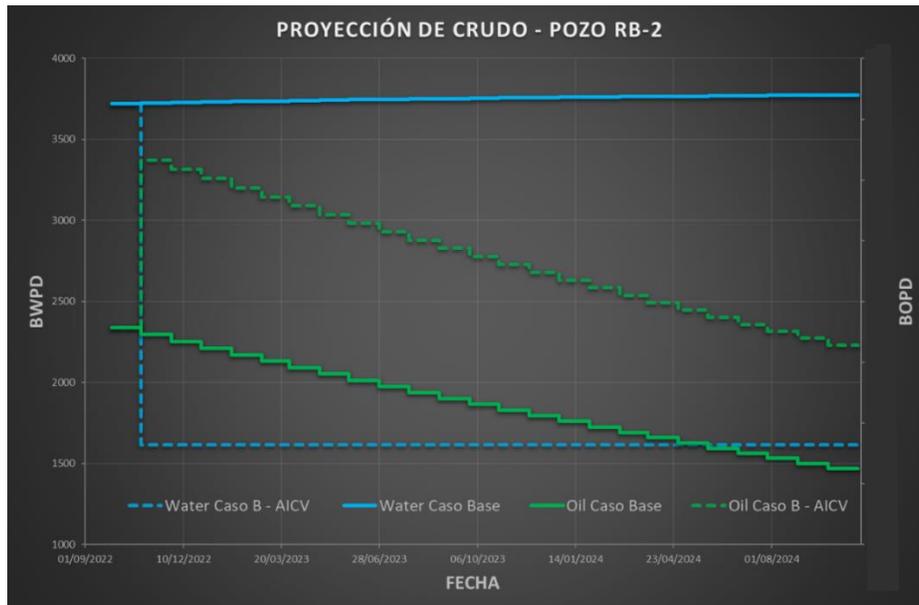


Figura 47. Comparativa de producción de líquido, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-2.  
Creado por: Los autores (2023).

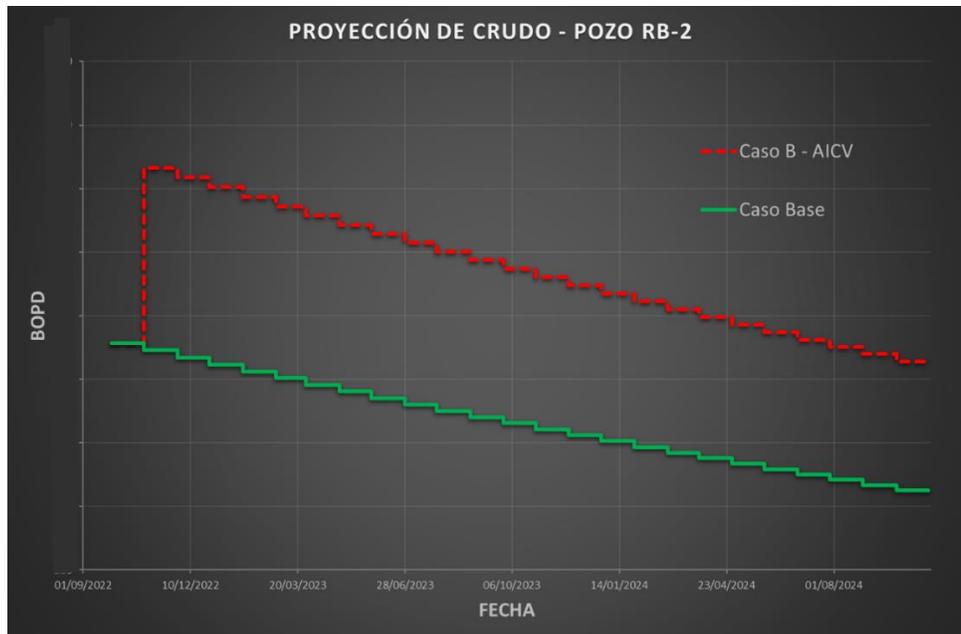


Figura 48. Comparativa de producción de aceite, Caso Base vs Caso B - Pozo RB-2.  
Creado por: Los autores (2023).

#### 4.3 Análisis de resultados.

Luego de haber simulado los distintos casos para cada pozo, podemos observar la efectividad de las válvulas en distintas condiciones, tras el uso de la tecnología AICV se encuentra variación en las producciones de aceite, agua y fluido total, estas variaciones dependen de distintas variables, como numero de válvulas reguladoras de flujo, presión de formación, presión de flujo en fondo de pozo, saturación, permeabilidad y porosidad en la zona de interés, entre otras. Para el pozo RB-1 se simularon dos casos, para el caso A se estableció la implementación de 8 válvulas AICV en fondo de pozo, la cuales mostraron una restricción en la producción de agua cercana al 57% y un incremental de aceite del 110%, lo cual dio como resultado final una reducción en el corte de agua del 23% con más de 300 BOPD de producción incremental. Para el caso B se decidió disminuir la cantidad de válvulas reguladoras de flujo a tan solo 5, agrupando distintos intervalos cañoneados, reduciendo así el costo inicial de las válvulas y a su vez comparando su efectividad, los resultados de este caso evidenciaron una reducción del 59% en la producción de agua y un aumento del 43%

en la producción de aceite, obteniendo una disminución final del 16% en el corte de agua con una ganancia de más de 100 BOPD en su producción diaria.

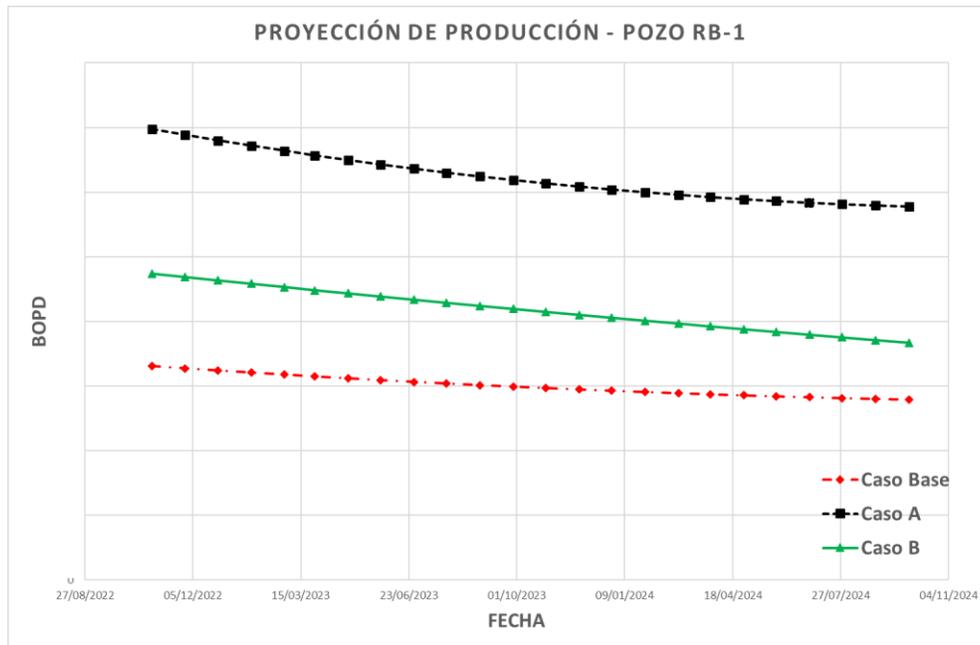


Figura 49. Comparativa de proyección de aceite para los distintos casos del pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

Como se puede observar en la figura 49, el caso con mayor incremento en la producción diaria de aceite es el caso A, el cual tuvo un aumento de 300 BOPD en los primeros meses de producción y luego presentó una disminución de más de 100 BOPD a lo largo de los dos años proyectados, el caso B aunque eficiente en el incremento de aceite, presenta una pendiente muy abrupta, llegando al término de dos años a producir un valor cercano al caudal inicial del caso base.

Los resultados obtenidos en el pozo RB-2, muestran similitudes en la proyección respecto al pozo RB-1, esto indica que, aunque hay variaciones en la porosidad y permeabilidad del bloque analizado, toda la zona parece ser heterogénea. Para el caso A del pozo RB-2 se simularon 7 válvulas AICV, en cada una de las zonas cañoneadas, presentando una reducción cercana al 60% en la producción de agua diaria y un aumento del 95% en la producción de

crudo, obteniendo como resultado final una reducción del 23% de BSW y ganando más de 350 BOPD de incremental de aceite. Para el caso B se decidió simular solo 3 válvulas a lo largo de la zona cañoneada, con una agrupación promedio de una válvula por cada 60 pies de zona productora, aunque se esperaba una menor producción de fluido debido a las pocas zonas de acceso a la tubería de producción, los resultados de la simulación revelaron una reducción en la producción de agua, cercana al 64% y un incremento del 35% en la producción de crudo, arrojando como resultado final, una disminución del 17% de BSW, con una ganancia de más de 130 BOPD.

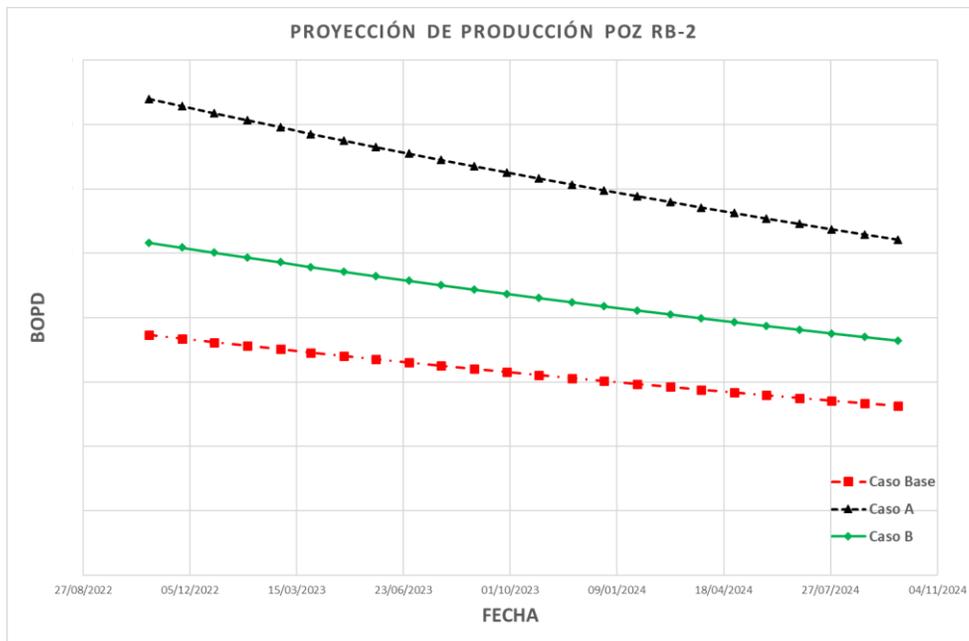


Figura 50. Comparativa de proyección de aceite para los distintos casos del pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

En la figura 50 se puede apreciar el rendimiento en la producción de aceite del pozo RB-2 luego de los dos casos simulados, el caso A presenta un mejor rendimiento en comparación a las otras simulaciones propuestas, se tendrá que analizar con más detalle si es económicamente viable teniendo en cuenta el costo de las válvulas y la operación de Workover.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar la factibilidad económica de los casos analizados y encontrar cuál de ellos es más viable, fue necesario crear un análisis financiero con el objetivo de evaluar los egresos versus ingresos, tomando en cuenta las distintas variables que conlleva cada operación y el costo y tratamiento de los fluidos, así como la utilidad obtenida a través del tiempo y la recuperación de inversión.

### 5.1 Ingresos

Los ingresos reportados corresponden a la ganancia obtenida de la producción de crudo a través del tiempo, se realizó en base al precio estimado para cada año.

La estimación del precio se realizó en base a la previsión de distintos bancos. Para realizar los cálculos correspondientes, se tomaron los valores estimados reportados por el banco español Bankinter para la referencia Brent en los siguientes años. (Bankinter, 2022).

Estimaciones Bankinter	2022	2023	2024
Petróleo (Brent, USD/ Bbl)	79.0	70.0	65.0

*Tabla No. 5. Estimaciones futuras del precio del Petróleo.*

Fuente: (Bankinter, 2022).

### 5.2 Egresos

Dentro de los egresos a tener en cuenta existen dos tipos, gastos fijos como lo son la compra de las válvulas AICV y costos de operación para llevar a cabo el completamiento; Y costos variables, como los costos de tratamiento del fluido, que dependen de la cantidad de crudo llevado a superficie y el cual varía a través del tiempo.

### 5.2.1 Costos de operación

Para establecer el costo de operación de la intervención es necesario determinar un programa de operación y el costo necesario para llevarlo a cabo, es por eso que se diseñó el siguiente programa de intervención en el que se detallan todos sus posibles valores.

La intervención tendrá como finalidad:

- Retirar sistema BES.
- Realizar una limpieza del pozo hasta la profundidad del collar flotador.
- Armar y bajar sarta con las AICV en medio de empaques colocándolas en frente de los intervalos cañoneados con ayuda de registros para posicionar adecuadamente las AICV.
- Completar con sistema BES.
- Instalar Árbol de producción.

El costo total de operación se estima en 1'300.000 USD.

A continuación, se presenta la tabla de precios para cada uno de los casos

#### Pozo RB-1

Caso A		
Producto	Cantidad	Precio (USD)
Empaque	10	330.000
Válvula AICV	8	128.000

Caso B		
Producto	Cantidad	Precio (USD)
Empaque	7	231.000
Válvula AICV	5	80.000

#### Pozo RB-2

Caso A		
Producto	Cantidad	Precio (USD)
Empaque	9	297.000
Válvula AICV	7	112.000

Caso B		
Producto	Cantidad	Precio (USD)
Empaque	5	165.000
Válvula AICV	3	48.000

*Tabla No. 6. Precios de las válvulas AICV y empaques hinchables.*

Fuente: Basado en distintos precios de empresas proveedoras.

### 5.2.2 Costos por tratamiento de fluido

El análisis económico depende directamente de la producción de fluidos proveniente de cada proyección, es por ello, por lo que es sumamente importante tener en cuenta el costo por el tratamiento y transporte de fluidos, ya que es un gran porcentaje a tener en cuenta en la recuperación de la inversión en el transcurso del tiempo.

De acuerdo con distintas empresas y a la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) el costo promedio de operación para la producción de un barril de petróleo en Colombia varía entre 15 y 35 USD, que incluyen los costos de extracción y los costos de transporte, de los cuales por tendencia seleccionamos 10 USD destinados a la extracción y 12 USD al transporte hasta el punto de exportación o refinación.

Costo por extracción de barril de crudo	10 USD
Costo por transporte hasta el punto de exportación o refinación	12 USD
Costo por tratamiento de barril de agua	2.3 USD

*Tabla No. 7. Costos de levantamiento.*

Fuente: Basado en distintos precios de empresas petroleras

### 5.3 Flujo Neto de Caja

El flujo Neto de Caja es un estado financiero, que presenta, de una manera muy dinámica, el movimiento de entradas y salidas de efectivo de una empresa o proyecto en un periodo determinado de tiempo, y la situación del efectivo al final del mismo periodo. (Anaya & Niño, 2018).

La fórmula de flujo neto de caja se calcula con la siguiente formula:

$$F_n = I_k - E_k$$

Donde:

$F_n$  = Flujo Neto de Caja al periodo K.

$I_k$  = Ingresos del proyecto a un periodo K.

$E_k$  = Egresos del proyecto a un periodo K.

### 5.3.1 Base de calculo

#### 5.3.1.1 Ingresos

$$\text{Ingresos} = \text{BOPD} * \text{Precio estimado del barril de petróleo} * \text{Días del mes}$$

#### 5.3.1.2 Egresos

$$\text{Gastos Fijos} = \text{Costo de las válvulas AICV} + \text{Costo de los empaques Hinchables} + \text{Costos de Operación}$$

$$\text{Costos variables} = \text{BOPD} * (\text{Costo de extracción} + \text{Costo de transporte}) + \text{BWPD} * \text{Costos de tratamiento}$$

$$\text{Egresos} = \text{Gastos fijos} + \text{Costos variables}$$

#### 5.3.1.3 Flujo Neto de Caja

$$\text{Flujo Neto de Caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

**Ejemplo:**

Para el mes 1 del caso A del pozo RB-1 que corresponde al mes de octubre de 2022 se tiene:

$$\mathbf{Ingresos = 697.12 * 79 USD * 31}$$

$$\mathbf{Ingresos = 1.707.246.88 USD}$$

$$\mathbf{Gastos Fijos = 128.000 USD + 330.000 USD + 1.300.000 USD}$$

$$\mathbf{Gastos Fijos = 1.758.000 USD}$$

$$\mathbf{Costos de Operación = 697.12 * (10 USD + 12 USD) + 1616.68 * 2.3 USD}$$

$$\mathbf{Costos de Operación = 590.705.12 USD}$$

$$\mathbf{Egresos = 1.758.000 USD + 590.705.12 USD}$$

$$\mathbf{Egresos = 2.348.705.12 USD}$$

$$\mathbf{Flujo Neto de Caja = 1.707.246.88 USD - 2.348.705.12 USD}$$

$$\mathbf{Flujo Neto de Caja = -641.458.24 USD}$$

### 5.3.2 Flujo neto de caja Pozo RB-1

Pozo RB-1						
Caso A				Caso B		
	Inversión	\$ 1.758.000,00		Inversión	\$ 1.611.000,00	
Mes	Ingresos	Egresos	Flujo Neto de Caja	Ingresos	Egresos	Flujo Neto de Caja
1	\$1.707.246,88	\$ -590.705,12	\$ -641.458,24	\$1.160.532,12	\$ -430.757,90	\$ -881.225,78
2	\$1.631.425,75	\$ -565.872,01	\$ 424.095,49	\$1.110.709,36	\$ -413.413,15	\$ -183.929,56
3	\$1.665.160,22	\$ -578.984,79	\$ 1.510.270,92	\$1.135.075,05	\$ -423.668,59	\$ 527.476,90
4	\$1.645.307,71	\$ -573.456,24	\$ 2.582.122,38	\$1.122.556,70	\$ -420.182,46	\$ 1.229.851,14
5	\$1.468.870,14	\$ -513.166,63	\$ 3.537.825,88	\$1.002.739,98	\$ -376.405,61	\$ 1.856.185,50
6	\$1.607.984,33	\$ -563.062,39	\$ 4.582.747,83	\$1.097.932,65	\$ -413.325,13	\$ 2.540.793,02
7	\$1.539.206,59	\$ -540.190,73	\$ 5.581.763,69	\$1.050.797,34	\$ -396.728,79	\$ 3.194.861,58
8	\$1.573.836,49	\$ -553.552,86	\$ 6.602.047,31	\$1.073.848,74	\$ -406.618,22	\$ 3.862.092,10
9	\$1.507.696,83	\$ -531.415,86	\$ 7.578.328,28	\$1.027.747,38	\$ -390.309,81	\$ 4.499.529,67
10	\$1.542.864,18	\$ -544.927,66	\$ 8.576.264,80	\$1.050.293,13	\$ -400.058,43	\$ 5.149.764,37
11	\$1.528.568,84	\$ -540.946,68	\$ 9.563.886,96	\$1.038.709,81	\$ -396.832,70	\$ 5.791.641,48
12	\$1.466.194,25	\$ -519.858,18	\$ 10.510.223,03	\$ 994.117,00	\$ -380.944,39	\$ 6.404.814,09
13	\$1.502.359,82	\$ -533.647,97	\$ 11.478.934,88	\$1.015.925,00	\$ -390.487,56	\$ 7.030.251,53
14	\$1.442.367,23	\$ -513.222,81	\$ 12.408.079,30	\$ 972.310,36	\$ -374.871,65	\$ 7.627.690,24
15	\$1.479.326,33	\$ -527.233,58	\$ 13.360.172,05	\$ 993.639,99	\$ -384.281,61	\$ 8.237.048,62
16	\$1.469.000,41	\$ -524.358,00	\$ 14.304.814,46	\$ 982.681,47	\$ -381.229,87	\$ 8.838.500,22
17	\$1.365.309,12	\$ -488.045,22	\$ 15.182.078,35	\$ 909.144,21	\$ -353.811,02	\$ 9.393.833,41
18	\$1.450.730,21	\$ -519.270,10	\$ 16.113.538,46	\$ 961.125,68	\$ -375.226,99	\$ 9.979.732,10
19	\$1.396.244,45	\$ -500.378,49	\$ 17.009.404,42	\$ 919.863,63	\$ -360.266,24	\$ 10.539.329,49
20	\$1.435.635,54	\$ -515.066,52	\$ 17.929.973,43	\$ 940.042,73	\$ -369.355,79	\$ 11.110.016,43
21	\$1.383.173,25	\$ -496.738,41	\$ 18.816.408,27	\$ 899.685,79	\$ -354.647,09	\$ 11.655.055,13
22	\$1.423.716,39	\$ -511.747,27	\$ 19.728.377,40	\$ 919.422,24	\$ -363.613,37	\$ 12.210.864,00
23	\$1.418.947,65	\$ -510.419,26	\$ 20.636.905,78	\$ 909.282,25	\$ -360.789,58	\$ 12.759.356,67
24	\$1.369.328,50	\$ -492.882,91	\$ 21.513.351,37	\$ 870.245,89	\$ -346.448,64	\$ 13.283.153,93

Tabla No. 8. Flujo Neto de caja para los casos simulados del pozo RB-1.

Creado por: Los autores (2023).

### 5.3.3 Flujo neto de caja Pozo RB-2

Pozo RB-2						
Caso A				Caso B		
	Inversión	\$ 1,709,000.00		Inversión	\$1,513,000.00	
Mes	Ingresos	Egresos	Flujo Neto de Caja	Ingresos	Egresos	Flujo Neto de Caja
1	\$1,811,346.52	\$ -618,103.62	\$ -515,757.10	\$1,265,052.99	\$ -454,406.93	\$ -702,353.94
2	\$1,726,472.56	\$ -590,800.80	\$ 619,914.65	\$1,205,776.61	\$ -434,605.59	\$ 68,817.08
3	\$1,757,108.97	\$ -602,999.50	\$ 1,774,024.12	\$1,227,173.22	\$ -443,858.13	\$ 852,132.17
4	\$1,730,602.28	\$ -595,617.89	\$ 2,909,008.52	\$1,208,660.83	\$ -438,702.78	\$ 1,622,090.22
5	\$1,539,544.28	\$ -531,410.76	\$ 3,917,142.04	\$1,075,225.02	\$ -391,661.47	\$ 2,305,653.77
6	\$1,678,782.47	\$ -581,187.05	\$ 5,014,737.45	\$1,172,469.63	\$ -428,624.22	\$ 3,049,499.18
7	\$1,600,120.03	\$ -555,614.03	\$ 6,059,243.46	\$1,117,531.41	\$ -410,030.98	\$ 3,756,999.61
8	\$1,628,514.31	\$ -567,188.32	\$ 7,120,569.44	\$1,137,362.11	\$ -418,847.44	\$ 4,475,514.27
9	\$1,552,207.28	\$ -542,271.23	\$ 8,130,505.49	\$1,084,068.92	\$ -400,712.31	\$ 5,158,870.88
10	\$1,579,751.34	\$ -553,608.76	\$ 9,156,648.07	\$1,103,305.82	\$ -409,363.41	\$ 5,852,813.29
11	\$1,555,920.16	\$ -546,972.23	\$ 10,165,595.99	\$1,086,662.01	\$ -404,728.43	\$ 6,534,746.87
12	\$1,483,014.67	\$ -523,002.40	\$ 11,125,608.26	\$1,035,744.47	\$ -387,254.87	\$ 7,183,236.47
13	\$1,509,330.89	\$ -533,998.01	\$ 12,100,941.14	\$1,054,123.85	\$ -395,667.17	\$ 7,841,693.15
14	\$1,438,608.42	\$ -510,636.11	\$ 13,028,913.46	\$1,004,730.94	\$ -378,618.19	\$ 8,467,805.90
15	\$1,464,136.66	\$ -521,412.27	\$ 13,971,637.85	\$1,022,559.98	\$ -386,877.23	\$ 9,103,488.65
16	\$1,442,049.58	\$ -515,261.44	\$ 14,898,425.99	\$1,007,134.25	\$ -382,581.46	\$ 9,728,041.44
17	\$1,328,663.71	\$ -476,351.56	\$ 15,750,738.13	\$ 927,945.03	\$ -353,940.78	\$ 10,302,045.69
18	\$1,398,869.96	\$ -503,236.73	\$ 16,646,371.36	\$ 976,977.41	\$ -374,183.35	\$ 10,904,839.75
19	\$1,333,323.34	\$ -481,316.21	\$ 17,498,378.49	\$ 931,199.34	\$ -358,141.03	\$ 11,477,898.05
20	\$1,356,983.28	\$ -491,572.09	\$ 18,363,789.69	\$ 947,723.55	\$ -366,036.70	\$ 12,059,584.90
21	\$1,293,399.34	\$ -470,198.14	\$ 19,186,990.89	\$ 903,316.23	\$ -350,376.12	\$ 12,612,525.01
22	\$1,316,350.83	\$ -480,256.72	\$ 20,023,085.00	\$ 919,345.65	\$ -358,134.00	\$ 13,173,736.66
23	\$1,296,493.15	\$ -474,726.74	\$ 20,844,851.42	\$ 905,476.96	\$ -354,271.83	\$ 13,724,941.79
24	\$1,235,743.59	\$ -454,142.10	\$ 21,626,452.90	\$ 863,049.17	\$ -339,162.51	\$ 14,248,828.46

Tabla No. 9. Flujo Neto de caja para los casos simulados del pozo RB-2.

Creado por: Los autores (2023).

### 5.4 Relación de Costo/Beneficio

La relación costo/beneficio es la mejor herramienta para ayudar a elegir la decisión correcta, ya que permite evaluar de forma objetiva cada opción y nos ayuda a priorizar y seleccionar la mejor alternativa. Luego de evaluar cada caso, se puede analizar si los beneficios superan los costos implicados. Esta estrategia también permite comparar varias alternativas para

determinar cual ofrece la mejor relación costo – beneficio y de esta manera asegurar que se obtengan los resultados deseados con el costo total más bajo posible.

La relación Costo/Beneficio se calcula dividiendo el valor actual de los ingresos, sobre actual de los egresos. (Díaz, 2017).

Para determinar si un proyecto es factible se debe considerar:

- $B/C > 1$  : Es factible realizar el proyecto.
- $B/C = 1$  : El proyecto es indiferente.
- $B/C < 1$  : No es factible realizar el proyecto.

Se realizó la relación costo-beneficio para cada pozo, comparando los dos casos implementados y de esta manera tener un análisis más completo para la toma de decisiones acerca de la mejor opción a elegir tomando en cuenta todas las variables previas.

Relación Costo/Beneficio		
Caso	Pozo RB-1	Pozo RB-2
A	2.78	2.72
B	2.51	2.54

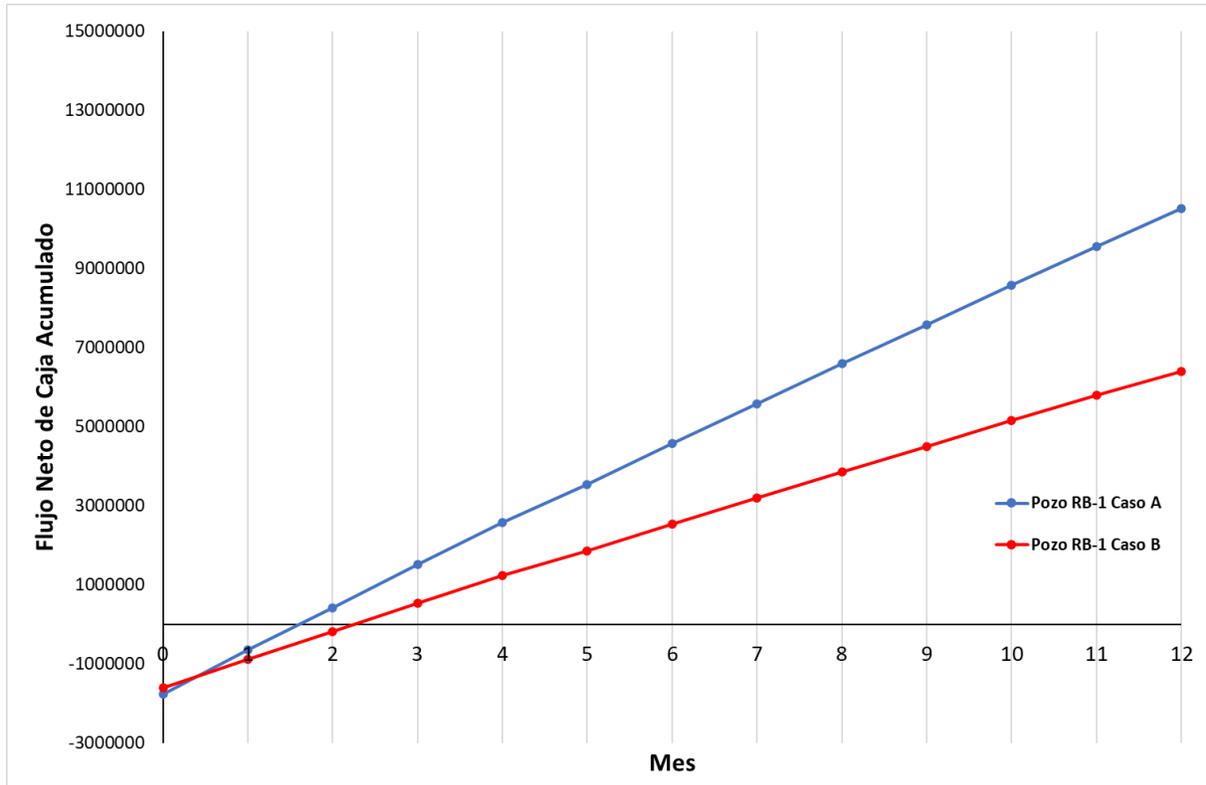
*Tabla No. 10. Relación Costo/Beneficio para las distintas simulaciones del campo Rubí.*

Creado por: Los autores (2023).

La relación Costo/Beneficio es mayor de 1 en todos los casos analizados, lo que indica que todos los completamientos son viables. Pero si se tiene en cuenta el valor más alto, muestra que los casos en donde se simuló mayor número de válvulas son económicamente más viables, ya que el valor inicial de inversión es mínimo en comparación a los beneficios obtenidos a largo plazo.

## 5.5 Periodo de recuperación de la inversión

### 5.5.1 Tiempo de recuperación de la inversión Pozo RB-1

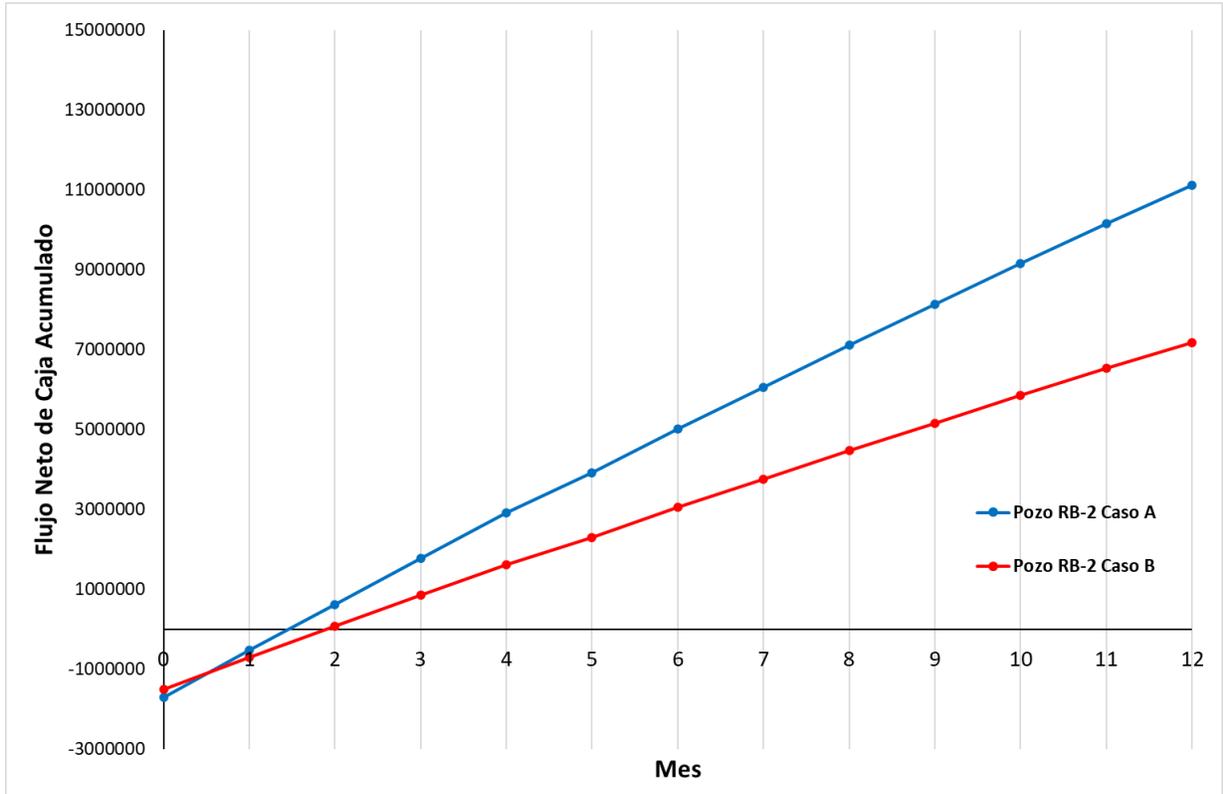


*Figura 51. Diagrama del periodo de la recuperación de inversión inicial para los distintos casos del pozo RB-1.*

Creado por: Los autores (2023).

Como se puede apreciar en la figura 51, el periodo de recuperación para el caso A, es aproximadamente un mes y medio, y para el caso B es de un poco más de dos meses. Lo que demuestra que el caso A presenta un mejor rendimiento económico, ya que recupera la inversión en menor tiempo que el caso B y se obtiene una mayor ganancia.

### 5.5.2 Tiempo de recuperación de la inversión Pozo RB-2



*Figura 52. Diagrama del periodo de la recuperación de inversión inicial para los distintos casos del pozo RB-2.*

Creado por: Los autores (2023).

A diferencia del pozo RB-1, el periodo de recuperación en los dos casos del pozo RB-2 es menor a dos meses, obteniendo el Caso A, una recuperación de inversión tras mes y medio, y para el caso B un tiempo de recuperación un poco menor a dos meses. Los cálculos realizados para hallar la relación costo beneficio y el periodo de recuperación de inversión, indica que el caso A para el pozo RB-2, es más económicamente viable, ya que demuestra mayor solidez, menor tiempo de recuperación de la inversión y mayores ganancias.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 Conclusiones

- Las simulaciones realizadas para los completamientos propuestos de los pozos RB-1 y RB-2 del campo RUBÍ, en los que se implementaron válvulas AICV, muestran resultados significativamente positivos, evidenciando reducciones en los cortes de agua, aumento en la producción de aceite, disminución en la producción de agua e incremento en las utilidades.
- De acuerdo con las simulaciones realizadas con el software TNavigator, el caso A para el pozo RB-1, muestra un completamiento con grandes beneficios. Tras la implementación de 8 válvulas AICV, se puede evidenciar que aumenta su producción de aceite en un 110%, reduce la producción de agua en un 57% y reduce su corte de agua en un 23% inicialmente. Es muy superior en comparación con su análogo, el caso B.
- Las simulaciones realizadas con el software TNavigator muestran, que el completamiento planteado para el caso A del pozo RB-2 brinda grandes posibilidades en la mejora de su producción. Los resultados indican que luego de implementar 7 válvulas AICV en las zonas productoras del pozo, el pozo RB-2 mejora su producción de aceite en un 95%, reduce su producción de agua en un 60% y disminuye el corte de agua en un 23%. Lo que lo hace superior al caso comparativo, el caso B.
- Las simulaciones en TNavigator muestran que, aunque la implementación de las válvulas AICV brindan grandes resultados en la restricción de fluidos no deseados, no los restringe por completo, debido a que el mecanismo tarda un cierto tiempo en cerrar el paso de agua y gas. Por lo que su producción sigue siendo bastante notoria.
- De acuerdo con las tendencias en las simulaciones realizadas y en la recopilación de antecedentes de las válvulas AICV, se puede concluir que, a mayor número de válvulas, tendrá mejor efecto en la restricción de fluidos no deseados, mayor producción de aceite y menor corte de agua.
- El software TNavigator, es una herramienta muy completa para la simulación de válvulas autónomas reguladoras de flujo, ya que permite caracterizar el yacimiento,

integrando distintos tipos de registros, sísmica, contactos de fluidos y demás propiedades petrofísicas, así como la interpolación de dichas propiedades, y capaz de realizar la modelización dinámica de su historia productiva.

- A través del análisis económico se demostró que todos los casos propuestos para la implementación de válvulas AICV son económicamente viables, presentando recuperación de la inversión inicial y posibles ganancias entre uno y dos meses después de haber realizado la intervención. Sin embargo, se destacan los casos donde se implementaron mayor número de válvulas, mostrando mejores ganancias y menor tiempo de recuperación de la inversión inicial.

## **6.2 Recomendaciones**

- Para realizar la simulación de un pozo, implementado la tecnología AICV es fundamental que la información petrofísica, geológica y de registros iniciales sea totalmente confiable. También es necesario que la data de producción sea lo más ajustada a la realidad, con el fin de evitar posibles errores y proyecciones falsas.
- Se recomienda hacer un análisis exhaustivo acerca de la mejor posición y cantidad de válvulas adecuadas para el diseño del completamiento. Ya que dependiendo de la ubicación se podría obtener un mejor rendimiento en la producción de crudo; y el número excesivo o limitado de válvulas podrían aumentar costos iniciales sin mejorar las utilidades u obtener bajas ganancias de productividad.
- Es muy importante analizar detalladamente los parámetros establecidos para las simulaciones del simulador TNavigator, así como sus resultados, ya que pequeñas variaciones en ellos pueden afectar a que resulten grandes cambios en las proyecciones.
- Se recomienda evaluar las diferentes marcas que existen en el mercado que ofrecen esta tecnología AICV, para determinar cuáles serían las más aptas para las condiciones de cada pozo analizado y así mismo desarrollar un estudio económico comparativo.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- Aakre, H. . (2013). Smart Well With Autonomous Inflow Control Valve Technology. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain: SPE. <https://doi.org/10.2118/164348-MS>.
- Aakre, H., Werswick, B., Halvorsen, B., & Mathiesen., V. (2014). Autonomous Inflow Control Valve for Heavy and Extra-Heavy Oil. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*. Medellín, Colombia: SPE. <https://doi.org/10.2118/171141-MS>.
- Abd El-Fattah, M., Fahmy, A. M., Wahaibi, H., & Shibli, A. (2021). Autonomous Inflow Control Valve Applications Creating Better Wells: A Review of Design Optimization and Associated Benefits. *International Petroleum Technology Conference*,. Virtual: SPE. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21411-MS>.
- Abd El-Fattah, M., Nomme, C., & Werswick., B. (2022). Integrated Pressure Activated Valve with Autonomous Inflow Control Valve Technology Minimizes the Deployment Risks in Challenging Well Control Conditions. *International Petroleum Technology Conference*. Riyadh, Saudi Arabia: SPE; <https://doi.org/10.2523/IPTC-22079-MS>.
- ACP. (2017). *Asociacion Colombiana de Petroleo y Gas*. Obtenido de <https://acp.com.co/web2017/es/costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017#:~:text=En%202017%20el%20costo%20de,promedi%C3%B3%2016.3%20d%C3%B3lares%20por%20barril.&text=Existe%20alta%20dispersi%C3%B3n%20de%20los,bl%20hasta%20USD%2034%20Fbl>.
- Alali, Z. M.-F. (2020). Gas Production Optimization Using AICV Technology. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia: SPE. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20195-ABSTRACT>.
- Alcalá. (22 de marzo de 2019). *Petroleo y Sus Avances*. Obtenido de <https://aikidoalcalablog.wordpress.com/2019/03/22/completacion-de-pozos/>
- Anaya, H. O., & Niño, D. A. (2018). *Flujo de Caja y Proyecciones Financieras con Analisis de Riesgo - 3 Ed.* Bogotá: DGP Editores S.A.S.
- Arrieta, M. (2013). *Completación de pozos petroleros*. Obtenido de Slide server: <https://www.slideserve.com/davina/ing-mario-arrieta>
- Bankinter. (21 de 12 de 2022). *Bankinter. Blog de Economía y Finanzas Bankinter*. Obtenido de <https://www.bankinter.com/blog/mercados/prevision-precio-petroleo>
- Bisbé York, E. M. (Agosto de 2007). *CURSO BASICO DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES PARA OPERADORES DE PERFORACION Y PRODUCCIÓN*. Mártires, Regla, Cuba.
- Buwauqi, S. . (2021). Application of Autonomous Inflow Control Valve AICV in Increasing the Field Recovery in One of the Matured Fields in the Sultanate of Oman: Case Study. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Virtual: SPE. <https://doi.org/10.2118/207069-MS>.

- Buwauqi, S. A.-F. (2022). Case Study: How the Newest Generation of Autonomous Inflow Control Device Helps to Control Excessive Wells Water Production within a Major Sultanate of Oman Oilfield. *Offshore Technology Conference Asia*. Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia: SPE. <https://doi.org/10.4043/31483-MS>.
- Castelan, B. S. (2017). Modelado de sistemas de producción e inyección ecualizados a través de pozos horizontales inteligentes para el control de fluidos indeseados. *Tesis de grado*, 5 - 48. Ciudad de Mexico, Mexico: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/22940/1/Modelado%20de%20sistemas%20de%20producci%C3%B3n%20e%20inyecci%C3%B3n%20ecualizados%20a%20trav%C3%A9s%20de%20pozos%20horizontales%20inteligentes%20para%20el%20control%20de%20fluidos%20indeseados.pdf>.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2006). *Mecánica de Fluidos - Fundamentos y aplicaciones*. México, D.F.: McGraw- Hill.
- Chancay, J. R. (2007). *INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETACIONES INTELIGENTES*. QUITO: ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.
- Daneshy, A., Guo, B., Krasnov, V., & Zimin, S. (2012). Inflow-Control-Device Design: Revisiting Objectives and Techniques. *SPE Prod & Oper* 27, 44 - 51 ; doi: <https://doi.org/10.2118/133234-PA>.
- Delgado, J. (2005). *ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, MANUAL – GUÍA DE EMPAQUES EN OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS*. Bucaramanga: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- Díaz, A. (2017). El costo-beneficio como herramienta de decisión en la inversión en actividades científicas. *Cofin, Revista de la Facultad de Contabilidad y finanzas. Universidad de la Habana*, 322-343.
- Eltaher, E., Muradov, K., Davies, D., & Grebenkin, I. (2014). Autonomous Inflow Control Valves - their Modelling and "Added Value". *SPE Annual Technical Conference*. Amsterdam, The Netherlands: SPE; <https://doi.org/10.2118/170780-MS>.
- Elverhøy, A. B. (2018). Autonomous Inflow Control for Reduced Water Cut and/or Gas Oil Ratio. *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas: SPE. <https://doi.org/10.4043/28860-MS>.
- ER Atkins, J. (1955). La teoría y la instrumentación del registro de radiación. *Simposio de Evaluación de la Formación* (pág. 63). Houston, Texas: SPE. <https://doi.org/10.2118/586-G>.
- Garduza, V. M. (2020). *Manuel de Registros Geofisicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. Mexico: Chamaly Revelez Ramírez.
- Gualdrón, M. G., Araujo, Y., Parra, W., & Bolaños, V. &. (2014). plicación de Dispositivos Pasivos de Control de Influjos (ICDs) en Completaciones de Pozos Horizontales en el Área Rubiales, Yacimiento de Crudo Pesado. *Conferencia de Petróleo Pesado y Extra Pesado de la SPE: América Latina*. Medellín, Colombia: SPE; doi: <https://doi.org/10.2118/171040-MS>.

- Halvorsen, M., Elseth, G., & Nævdal, O. M. (2012). Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA,: SPE ; doi: <https://doi.org/10.2118/159634-MS>.
- Ifeanyi, U. C., Stanley, O., Boniface, O., Anyadiegwu, C., & Nnebocha, E. (2019). Use of ICD Wellbore Models to Improve History Match in ICD Completions. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria: SPE ; <https://doi.org/10.2118/198748-MS>.
- Inflow Control. (2022). *Inflow Control*. Obtenido de <https://www.inflowcontrol.no/about-us/>
- Jimenez, O. R. (2017). *DISEÑO DEL MÓDULO DE COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES DEL MANUAL*. BOGOTA.
- Jr., A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Jr., F. Y. (1986). *Applied Drilling Engineering Vol. 2*. SPE ; ISBN 1-55563-001-4.
- Kalyani, T. . (2021). The Autonomous Inflow Control Valve Design and Evaluation Criteria Along with Well Performance Review for Multiple Installations Across the Globe. *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas: SPE. <https://doi.org/10.4043/31193-MS>.
- Kobr, M., Huizar, R., & Campos, J. O. (2005). *Evaluación Hidrogeológica de Pozos a través de Registros Geofísicos*. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Li, D., Alobedli, A., Selvam, B., Azoug, Y., Obeta, C., Nguyen, M., & Al-Shehhi, B. H. (2017). A New ICD/ICV Well Completion Design Optimizer and Well Management Logic for Full Field Reservoir Simulation with Multiple ICD/ICV wells. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE: SPE; doi: <https://doi.org/10.2118/188642-MS>.
- Moradi, A. y. (2021). A Proposed Method for Simulation of Rate-Controlled Production Valves for Reduced Water Cut. *SPE Prod & Ope*, 669–684. <https://doi.org/10.2118/205377-PA>.
- Ojha, A., Hosani, M. A., Bairaqa, A. M., Mengal, S. A., Mohamed, I. N., Abdullayev, A., & Roopal., A. (2021). Modeling a Novel Approach to Delay the Water Breakthrough in Gas Cap Wells Using Smart Completions: Case Study Onshore Abu Dhabi Field. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE: SPE ; doi: <https://doi.org/10.2118/207862-MS>.
- Ortiz, P. (2009). *DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES PARALELAS PARA UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO*. GUAYAQUIL .
- Pedroso, C., Govinathan, K., Mickelburgh, I., Wassouf, P., & Latini, C. (2021). Comprensión del empaque de grava AICD. *Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE*. Dubái, EAU: SPE ; doi: <https://doi.org/10.2118/206153-MS>.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation Of Well Logs*. Sutherland: Rider-French Consulting Ltd.
- Romero, C. G. (2016). Completacion dual concentrica con BES de un pozo del oriente ecuatoriano.
- Ronald, J. (2008). *Fuentes de Energia*. Paraninfo.
- Schlumberger. (2013). *MANUAL DE COMPLETACIÓN*.
- Taha, A. a. (2019). Importancia del agua química en las operaciones de petróleo y gas. *International Journal of Organic Chemistry* .

TNavigator\_22.3. (November de 2022). Training Tutorials 2022 Rock Flow Dynamics. EEUU.

V.Mathiesen, H.Aakre, B.Werswick, & G.Elseth. (2011). The Autonomous RCP Valve – New Technology for Inflow Control in Horizontal Wells. *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition*. Aberdeen, UK: SPE; <https://doi.org/10.2118/145737-MS>.

Zubarev, D., Nnebocha, E., & Vasper, A. (2018). Feasibility Study and Selection Process for ICD Applications in an Offshore Niger Delta Field. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria: SPE; doi: <https://doi.org/10.2118/193511-MS>.