ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMAS (AICV) EN UN POZO DE UN CAMPO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ESTUDIO DE CASOS

ANDRÉS ALEJANDRO CORNEJO AGUAS
andres.cornejo@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSC. ING. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, enero 2021

DECLARACIÓN

Yo, Andrés Alejandro Cornejo Aguas, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____

ANDRÉS ALEJANDRO CORNEJO AGUAS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Andrés Alejandro Cornejo Aguas, bajo mi supervisión.

_____

MSC. VINICIO MELO G.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Con inmenso cariño, agradecer a Dios por la gran y hermosa familia que tengo y en especial a mi madre Gladys Aguas.

A mis Tíos, Tías, primos y en especial a mis dos hermanos Christian Fernando y Juan Gabriel a quienes les admiro mucho y siguen siendo para mí, un ejemplo a seguir

A mi abuelita, que a pesar de no estar físicamente conmigo, siempre estará en mi corazón, Rosario.

A mi profesor y director de tesis, MSc. Vinicio Melo, quién no dudo desde un inicio en la realización de este trabajo de titulación, gracias por su ayuda, pero en especial, por la confianza depositada en mí.

A la Escuela Politécnica Nacional, particularmente a la Facultad de Geología y Petróleos a su calidad de cuerpo docente y administrativo.

A mis amigos de la Universidad que siempre estuvieron ahí apoyándome en este trabajo de titulación, Álvaro, Mabe, Janeth, José, Eduardo y a todos los que me brindaron una palabra de aliento para la finalización de este trabajo de titulación.

Finalmente agradecer a mis hermanos de otra madre y que la vida nos supo unir: Carlos y Josué, Gracias totales.

Andrés Alejandro.

DEDICATORIA

A Dios por brindarme cada día fuerza y sabiduría para sobresalir ante cualquier adversidad que me presenta la vida.

A mi madre Gladys Aguas, quién supo representar la parte materna y paterna de una familia y, además, me formó desde pequeño con buenos valores y sin lugar a duda, este trabajo representa algo tan diminuto en comparación con lo que ella me supo dar.

Andrés Alejandro.

CONTENIDO

DECLARACIÓN II
CERTIFICACIÓN III
CONTENIDO VI
RESUMEN XIV
PRESENTACIÓN XV
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO 1
1.1 INTRODUCCIÓN A POZOS HORIZONTALES 1
1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUJERO ABIERTO 2
1.3 MÉTODOS DE CONTROL DE INFLUJO - DESCRIPCIÓN GENERAL 3
1.3.1 DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO (ICD, INFLOW CONTROL DEVICE) 3
1.3.1.1 Tipos de ICD 3
1.3.2 DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS (AICD, AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE) 5
1.3.2.1 Tipos de AICD 5
1.3.3 VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMAS (AICV, AUTONOMOUS INFLOW CONTROL VALVE) 7
1.3.3.1 Limitadores de flujo del AICV 8
1.3.3.1.1 Limitador de Flujo Laminar, LFL 9
1.3.3.1.2 Limitador de Flujo Turbulento, LFT 9
1.3.3.2 Flujo Piloto y Flujo Principal 10
1.3.3.3 Principio de funcionamiento de las Válvulas de Control de Influjo Autónomas - AICV 11
1.3.3.4 Curvas de rendimiento de flujo experimental 13
1.3.3.4.1 Comparación de curvas de rendimiento de flujo para las tecnologías: ICD, AICD y AICV 14
1.3.3.5 Modelamiento de Válvulas de Control de Influjo Autónomas - AICV en TNAVIGATOR 14
1.4 COMPONENTES DE FONDO EN UNA COMPLETACIÓN DE CONTROL DE INFLUJO 17

1.4.1 TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA EN AGUJERO ABIERTO...18
1.4.1.1 Flujo Anular...18
1.4.1.2 Empacaduras para completaciones a agujero abierto...19
1.4.1.2.1 Empacaduras Hinchables (Swellablepackers)...20
1.5 UBICACIÓN DEL CAMPO MADURO (CAMPO_A)...21
1.5.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL CAMPO_A...21
1.5.1.1 Formación Hollín...21
1.5.1.2 Reservorio Hollín...21
1.5.2 PRESIÓN DEL RESERVORIO HOLLÍN PRINCIPAL...22
1.5.2.1 Mecanismo de Empuje de Producción...22

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA...24
2.1 INTRODUCCIÓN...24
2.2 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO P-10...25
2.2.1 HISTORIAL DEL POZO P-10...25
2.2.2 ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO P-10...25
2.2.3 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO P-10...26
2.3 APLICACIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMAS, AICV...27
2.3.1 AJUSTE A HISTORIA DEL POZO P-10...27
2.3.2 UBICACIÓN DEL AICV EN EL INTERVALO PRODUCTOR...27

CAPÍTULO 3: DISEÑO DE COMPLETACIÓN PROPUESTO (POZO P-10)...29
3.1 INTRODUCCIÓN...29
3.2 CASO 1...29
3.3 CASO 2...32
3.4 COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV EN DISEÑADOR DE POZOS - TNAVIGATOR...33
3.4.1 PARÁMETROS DE ENTRADA DEL AICV EN TNAVIGATOR...36
3.4.2 SIMULACIÓN DE COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV EN TNAVIGATOR...42

CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y DISCUSIÓN...44
4.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO P-10...44
4.2 AJUSTE A HISTORIA DEL POZO P-10...45

4.3 DISEÑOS PROPUESTOS FINALES DE COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV 46
4.4 SIMULACIÓN DE COMPLETACIÓN DE FONDO DE POZO P-10 CON AICV EN TNAVIGATOR 48
4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS 51

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO 59
5.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC) 59
5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN) 59
5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 60
5.4 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (B/C) 60
5.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI) 61
5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV 61

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 65
6.1 CONCLUSIONES 65
6.2 RECOMENDACIONES 67

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 68

GLOSARIO 72

ANEXOS 73

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Principales diseños de ICD pasivos.	4
1.2	Actuales tipos de ICD	4
1.3	Tipos de AICD	5
1.4	Características de los tipos de AICD	6
1.5	Ventajas y Desventajas de las tecnologías de Control de Influjo	16
1.6	Información general del Campo_A	22
3.1	Tubería instalada en el Pozo P-10	29
3.2	Parámetros de tubería de producción, Pozo P-10	34
3.3	Parámetros de entrada del AICV	35
3.4	Profundidad de asentamiento de empacaduras	35
3.5	Propiedades de roca – fluido	36
3.6	Datos de la curva de rendimiento de flujo en la aplicación WebPlotDigitizer	38
3.7	Parámetros de entrada básicos para el modelo RCP	39
3.8	Parámetros de entrada para AICV, (“x”, “y” y “a_{AICV}”)	39
4.1	Parámetros de entrada para simular AICV en tNavigator	48
5.1	Pronóstico de producción de petróleo del Pozo P-10 con tecnología AICV	61
5.2	Flujo de caja correspondiente al período 2019 – 2033	62
5.3	Resultados obtenidos de los indicadores financieros – ejecución AICV	63
5.4	Ahorro generado al implementar una completación con AICV en el Pozo P-10	64

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Perforación a un reservorio con un pozo horizontal	1
1.2	Avance prematuro de agua de formación y gas en un pozo horizontal	2
1.3	Desarrollo histórico de tecnologías para control de fluidos no deseados	3
1.4	Sección de tubería con completación AICV	7
1.5	Reservorio heterogéneo completado con AICV y diagrama de presiones en la parte horizontal del pozo	8
1.6	Componentes de una Válvula de Control de Influjo Autónoma, AICV	9
1.7	Limitadores de flujo laminar y turbulento ubicados en el flujo piloto	10
1.8	Características de un AICV en un pozo horizontal	11
1.9	Caída de presión a través del LFL y LFT en el Flujo Piloto	12
1.10	Caída de presión en el Limitador de Flujo Laminar cuando: A) fluye petróleo y B) fluye agua	12
1.11	Comparación de las características de flujo para el modelo RCP con datos experimentales de un AICV	13
1.12	Comparación en el rendimiento de flujo para: ICD, AICD-RCP, AICV	14
1.13	Tipos de dispositivos de control de influjo	16
1.14	Tipos de filtros de arena SAS	18
1.15	Expandable Sand Screen	19
1.16	Empaque de grava en un pozo a agujero abierto asociado con un screen	19
1.17	Empacador hinchable sensible al fluido del reservorio	20
1.18	Completación final con ICD/AICD y aislamiento zonal	21
1.19	Presión del reservorio – Campo_A - Hollín	22
1.20	Mecanismo de Empuje – Campo_A – Hollín	23
2.1	Flujo de trabajo para diseño de una completación con AICV	24
2.2	Estado mecánico del pozo P-10	25
2.3	Histórico de producción, Pozo P-10	26
2.4	Distribución de un AICV Dual en el intervalo productor	27
2.5	Parte litológica del pozo P-10	28
3.1	Dual - AICV	29
3.2	Diseño de completación propuesto para el Pozo P-10, Caso 1	30
3.3.	Diseño de completación propuesto para el Pozo P-10, Caso 2	32
3.4	Trayectoria del pozo P-10 en Diseñador de Pozo, tNavigator	34
3.5	Datos básicos del Pozo P-10	35
3.6	Importación del tipo de fluido a Diseñador de Pozos	36
3.7	Curva de rendimiento de flujo de un AICV para el Caso 1 y Caso 2	37

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.8	Recolección de puntos a partir de la curva de rendimiento de flujo	38
3.9	Curva de rendimiento de flujo: prueba experimental - modelo matemático RCP	40
3.10	Ajuste de curvas de rendimiento de flujo - modelo RCP mediante solver	41
3.11	Ajuste de la curva de rendimiento de flujo: Experimental - Modelo RCP	42
3.12	Ajuste de producción entre agujero abierto y simulador de reservorios tNavigator.	43
4.1	Corte de agua vs Tiempo de producción Pozo P-10	44
4.2	Configuración del pozo P-10 en la arenisca Hollín	45
4.3	Ajuste a historia Pozo P-10 - producción de agua y petróleo	45
4.4	Ajuste a historia Pozo P-10 - presión de fondo fluyente	46
4.5	Completación del Pozo P-10 (Caso 1) en función del modelo de simulación matemática	47
4.6	Líneas de flujo de fluidos del reservorio al pozo P-10	47
4.7	Completación del pozo P-10 (Caso 2) en función del modelo de simulación	48
4.8	Producción de fluidos del pozo P-10 completado con AICVs y agujero abierto – Caso 1	50
4.9	Producción de fluidos del pozo P-10 completado con AICVs y agujero abierto – Caso 2	51
4.10	Producción de agua de formación del pozo P-10 completado con AICVs y agujero abierto	52
4.11	Reducción en la cantidad de agua producida: agujero abierto, Caso 1 y Caso 2	52
4.12	Producción de petróleo del Pozo P-10 completado con AICV y a Agujero Abierto	53
4.13	Producción de agua de formación del Pozo P-10, Caso 1 y Caso 2	54
4.14	Producción de petróleo del Pozo P-10, Caso 1 y Caso 2	54
4.15	Diferencial de presión correspondiente al Caso 1, Caso 2 y agujero abierto	55
4.16	Líneas de flujo de fluidos provenientes del reservorio hacia el Pozo P-10 para una situación de: A) agujero abierto, B) completado con 126 AICVs y C) completado con 64 AICVs	56
4.17	Agua acumulada Pozo P-10	57
4.18	Petróleo acumulado Pozo P-10	57
4.19	Corte de agua del Pozo P-10 antes y después de instalar AICV	58
5.1	Flujo Neto de Caja	63
5.2	Ahorro producido por la reducción en la producción de agua de formación al instalar AICV en el pozo P-10	64

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
a_{AICV}	Resistencia del AICV	M/L^4t
AFI	Anular Flow Isolation	
AICD	Autonomous Inflow Control Device	
AICV	Autonomous Inflow Control Valve	
bapd	Barriles de agua por día	L^3/t
bbl	Barriles	L^3
bfpd	Barriles de fluido por día	L^3/t
bppd	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos	
CAP	Contacto Agua/Petróleo	
d	Día	t
D	Diámetro de la tubería	L
d, e, f	Exponentes de la fracción volumétrica	
ESS	Expandable Sand Screen	
f	Factor de Fricción Laminar	
GOR	Razón gas petróleo	
ICD	Inflow Control Device	
ID	Inner diameter	L
K	Constante geométrica	
L	Longitud de tubería	L
LFL	Limitador de Flujo Laminar	
LFT	Limitador de Flujo Turbulento	
md	Milidarcys (0.001 darcys)	L^2
MD	Measure Deep	L
Mscf	Thousand Standard Cubic Feet	
OD	Outside Diameter	L
OH	Open Hole	
OHGP	Open Hole Gravel Pack	
P_1	Presión en la entrada del AICV	M/Lt^2
P_2	Presión en el pistón del AICV	M/Lt^2
P_3	Presión en la salida del AICV	M/Lt^2
PVT	Presión, Volumen, Temperatura	
q	Tasa de producción de fluido	L^3/t
q_o	Tasa de producción petróleo	L^3/t
q_w	Tasa de producción de agua	L^3/t
RCP	Rate Controlled Production	
SAS	Stand Alone Screen	
TVD	True Vertical Deep	L
V	Velocidad del Fluido	L/t
WC	Water Cut	
x	Exponente del caudal volumétrico	
y	Exponente de función viscosidad	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
ΔP_{AICV}	Caída de presión en el AICV	M/Lt^2
ΔP_L	Caída de presión en flujo Laminar	M/Lt^2
ΔP_{Res}	Caída de presión en el reservorio	M/Lt^2
ΔP_T	Caída de presión en flujo Turbulento	M/Lt^2
μ	Viscosidad del fluido	M/Lt
μ_{cal}	Viscosidad del fluido de calibración	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_{mix}	Viscosidad de la mezcla – condición local	M/Lt
μ_o	Viscosidad de petróleo	M/Lt
μ_w	Viscosidad de agua	M/Lt
ρ	Densidad del fluido	M/L^3
ρ_{cal}	Densidad del fluido de calibración	M/L^3
ρ_{mix}	Densidad de la mezcla – condición local	M/L^3
α_g	Fracción volumétrica para gas	
α_o	Fracción volumétrica para petróleo	
α_w	Fracción volumétrica para agua	
°API	Gravedad del petróleo	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

Este trabajo presenta un análisis de efectividad que tendrá un diseño de completación con Válvulas de Control de Influjo Autónomas (AICV) en un pozo horizontal (P-10) con alto corte de agua (WC 99%), ubicado en un campo maduro del oriente ecuatoriano y que, produce bajo la presencia de un acuífero natural de fondo activo. Para reducir la producción de fluidos no deseados en campos maduros con problemas de conificación, los operadores a menudo utilizan tecnologías de control de influjo como los Dispositivos de Control de Influjo (IDC) y Dispositivos de Control de Influjo Autónomos (AICD). Estos dispositivos han demostrado retrasar el avance de agua o gas, pero no detienen la producción de fluidos no deseados por completo.

La Válvula de Control de Influjo Autónoma optimiza la producción de petróleo y reduce o detiene la producción de fluidos no deseados (agua o gas) en pozos nuevos como en pozos viejos. Mediante el uso del simulador de reservorios TNAVIGATOR, se demuestra la optimización en la producción de fluidos al implementar la tecnología AICV en el pozo P-10. Se realizaron tres simulaciones que establecen a un diseño de completación a agujero abierto (condición actual); un diseño de completación de pozo P-10 con 63 AICVs Duales como Caso1 y un diseño de completación de fondo de pozo P-10 como Caso 2 que contempla la instalación de 32 AICVs Duales distribuidos uniformemente en la parte horizontal del pozo. Esto fue posible, ya que el simulador tiene funciones predefinidas para modelar diferentes dispositivos controladores de influjo siempre y cuando, se adapten a las condiciones locales de un determinado campo. Los resultados de las simulaciones realizadas demostraron una reducción significativa en la producción de agua de formación (~73%) y un incremento en la producción de petróleo (~18%). Debido a que la capacidad de manejo de fluidos en superficie es una preocupación del operador del campo, la instalación de esta tecnología (AICV) resulta ser beneficioso, pues ayuda a optimizar y reducir la tasa total de producción de fluidos.

Además, se realizó un análisis económico que determinó que es factible implementar esta tecnología AICV en el pozo P-10.

PRESENTACIÓN

La excesiva producción de agua de formación representa una importante preocupación durante la vida productiva de un pozo de petróleo. El incremento de corte de agua genera un aumento en los costos operativos de producción que resulta en una explotación antieconómica de fluidos y/o posible abandono prematuro del pozo. En campos maduros, el agua representa un gran porcentaje de la producción total de fluidos (Andrade et al., 2018).

Actualmente los campos maduros del oriente ecuatoriano que se desarrollan principalmente por pozos horizontales y que producen fluidos bajo un mecanismo de empuje hidráulico por medio de un acuífero natural; han evidenciado un aumento en la saturación de agua y subida del contacto agua petróleo (CAP). Producto de la diferencia en viscosidades entre petróleo y agua de formación se crea una movilidad desfavorable para el petróleo dando como resultado un incremento en el corte de agua en superficie (Abb El-Fattah et al., 2019; Andrade et al., 2018).

A medida que los reservorios de estos campos maduros se van depletando, los pozos horizontales tienden a presentar en el tiempo, mayor cantidad de producción de agua/gas y una reducción en la producción y recuperación de petróleo. La principal causa de este fenómeno se atribuye a un avance prematuro de agua/gas hacia el pozo. Según Shi et al. (2016), el avance prematuro de fluidos no deseados es causado por la conificación de agua en el reservorio producto del grado de heterogeneidad que posee el reservorio. Sin embargo, en reservorios homogéneos, durante la producción de fluidos en pozos horizontales, el pozo experimenta una caída de presión significativamente alta en la parte del talón del pozo. Este efecto comúnmente llamado efecto Talón-Punta resulta en un influjo irregular en todo el intervalo productor y, además, genera la aparición de conos de agua/gas en el talón del pozo provocando un incremento en la cantidad de fluidos no deseados por delante de reservas de petróleo (Ellis et al., 2009). Con el fin de evitar los problemas de avance prematuro de agua/gas en pozos productores, se han desarrollado diferentes tipos de tecnologías de completaciones de control de influjo para pozos horizontales.

Estas tecnologías son: Dispositivos de Control de Influjo (ICD), Dispositivos de Control de Influjo Autónomos (AICD) y Válvulas de Control de Influjo Autónomas (AICV, por sus siglas en inglés). Generalmente se instalan en la parte productora horizontal del pozo en función de zonas de alta o baja permeabilidad, además, para lograr optimizar la producción de fluidos se instalan en conjunto con tecnologías de aislamiento zonal como screens y empacaduras hinchables (Elverhøy et al., 2018).

Los ICDs han demostrado establecer un flujo de fluidos uniforme en toda la parte horizontal del pozo, provocando una disminución en la producción de agua/gas e incrementando la producción de petróleo (Mathiesen V. & Brough B., 2020). Asimismo, los AICDs reducen el flujo de fluidos de baja viscosidad y presenta una mínima restricción al flujo de fluidos más viscosos como el petróleo (Fripp et al., 2013). Estos dispositivos autónomos actúan como un ICD convencional antes de que ocurra un avance de fluidos no deseados. Sin embargo, una vez que ocurre

dicho avance, los AICDs agregan una restricción adicional al fluido no deseado en función de las propiedades de fluido como densidad y viscosidad (Abb El-Fattah et al., 2019).

Tanto los ICDs como los AICDs no pueden cerrar casi por completo el área de flujo de fluidos. Para ello se han desarrollado las denominadas Válvulas de Control de Influjo Autónomas AICV (Aakre et al., 2014), que es el objetivo principal de este estudio. Estas válvulas añaden una característica especial que otros dispositivos no lo pueden hacer, que es la capacidad de cerrar por completo las válvulas en zonas donde el fluido no deseado ha alcanzado un valor objetivo (corte de agua de 99%). Además, estas válvulas autónomas son reversibles, es decir, tiene la capacidad de volver abrirse después de no haber estado en operación siempre y cuando el petróleo sea el fluido circundante alrededor de la válvula. Esto es posible ya que su funcionamiento consiste en distinguir propiedades del fluido como densidad y viscosidad (Bjerke et al., 2019).

El presente estudio determinó el efecto que tienen los AICVs en la producción de fluidos al implementarlas en un pozo horizontal de un campo maduro que actualmente presenta alto corte de agua en superficie. Para ello se realizaron tres simulaciones de completación de pozo utilizando el simulador de reservorios TNAVIGATOR. Esto fue posible, ya que el simulador tiene funciones predefinidas para modelar diferentes dispositivos controladores de influjo siempre y cuando se adapten a las condiciones locales de un determinado campo.

Las completaciones simuladas establecen a un diseño de completación a agujero abierto (condición actual); un diseño de completación del pozo P-10 que conlleva la instalación de 63 AICVs Duales como Caso1 y un diseño de completación como Caso 2 que establece la instalación de 32 AICVs duales distribuidos uniformemente en la sección horizontal del pozo P-10. Los resultados obtenidos demostraron una reducción significativa en la producción de agua de formación (~73%) y un incremento en la producción de petróleo (~18%). La cantidad de agua de formación que puede reducirse servirá de guía para que el operador del campo maduro perfore y desarrolle nuevos pozos. Esto indica que la tecnología AICV brinda oportunidades para desarrollar nuevos pozos, aumenta la vida útil de pozo viejos, optimiza el manejo de fluidos en superficie y, además, elimina el riesgo, costo, requisito de separación, transporte y manipulación de fluidos no deseados.

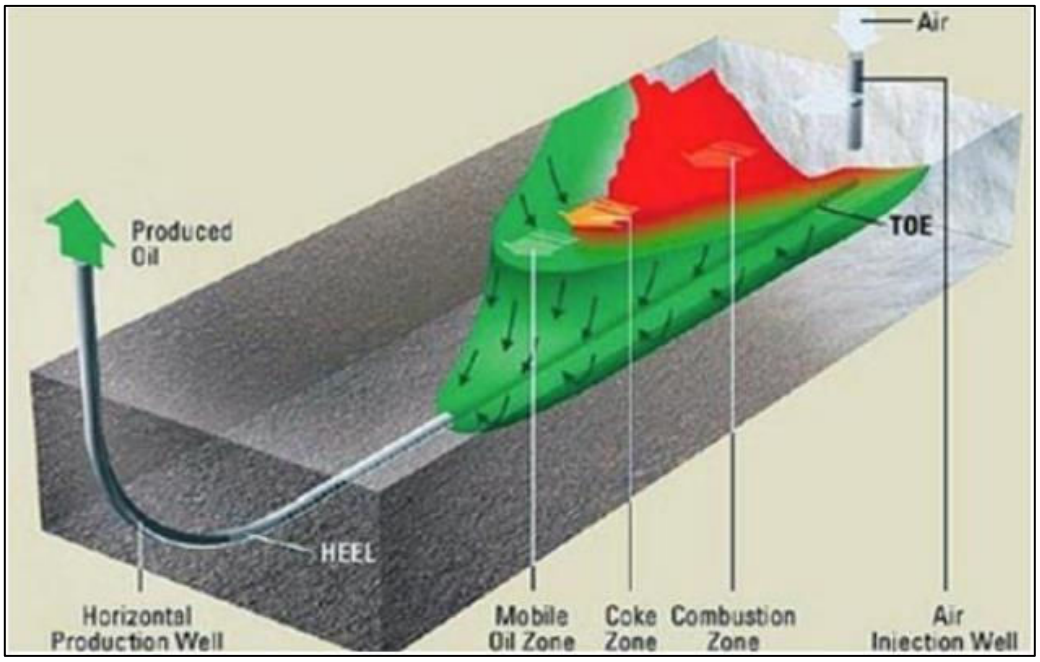
CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 INTRODUCCIÓN A POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales pertenecen a la familia de pozo direccionales. Tienen la principal característica de extenderse en dirección horizontal a lo largo de un reservorio y fueron creados para aumentar la recuperación de petróleo. Estos pozos constan de dos secciones principales, una vertical denominada talón y otra horizontal llamada punta (Figura 1.1) (Kuchuk et al., 1996).

FIGURA 1.1 PERFORACIÓN A UN RESERVORIO CON UN POZO HORIZONTAL



Fuente: Mgimba, 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

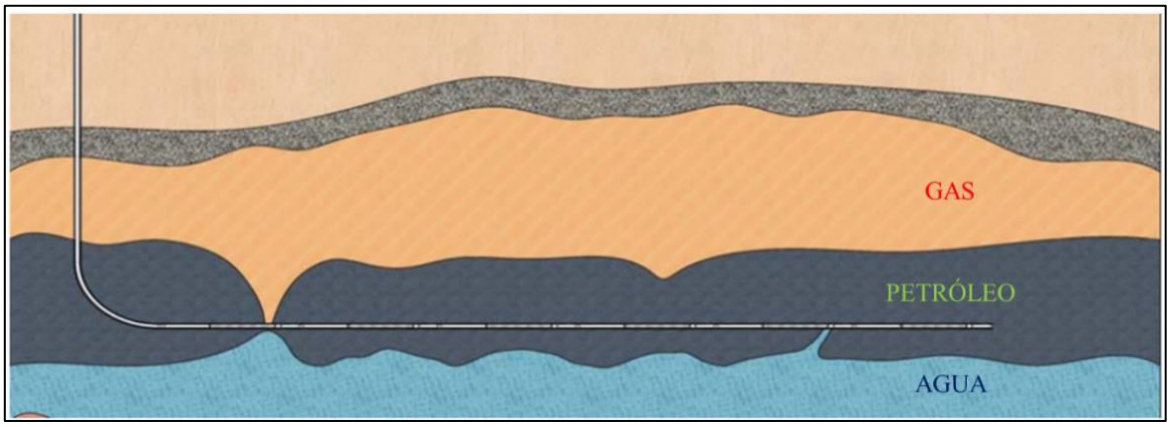
Durante los últimos años, la perforación y completación de pozos horizontales y multilaterales se ha convertido en un método para aumentar la recuperación de petróleo al maximizar el contacto entre el pozo y reservorio (Eltaher et al., 2018). Sin embargo, el aumento de la sección horizontal y la exposición a diferentes formaciones que atraviesa el pozo tiene un alto costo productivo (Al-Khelaiwi, 2013).

1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUJERO ABIERTO

- **Reservorio Homogéneo. –** En estos reservorios se generan caídas de presión por fricción considerablemente mayores en la parte del talón del pozo. Conocido este efecto como talón-punta, observamos la tendencia a producir más en el talón que en la punta del pozo. Después de un tiempo de producción aparecerá un fenómeno llamado conificación haciendo que mayor parte del fluido producido sea agua de formación provocando que un volumen considerable de reservas se quede sin recuperar (Figura 1.2) (Al-Khelaiwi, 2013).

- **Reservorio Heterogéneo.** - Además de estar presente el efecto Talón-Punta, la gran heterogeneidad en las diferentes propiedades del reservorio como: permeabilidad, presión o saturación de fluidos a lo largo del pozo, conducen a un perfil de flujo irregular en la sección horizontal y aceleran el avance de agua/gas por delante de zonas altamente productivas (Figura 1.2) (Al-Khelaiwi, 2013).

FIGURA 1.2 AVANCE PREMATURO DE AGUA DE FORMACIÓN Y GAS EN UN POZO HORIZONTAL

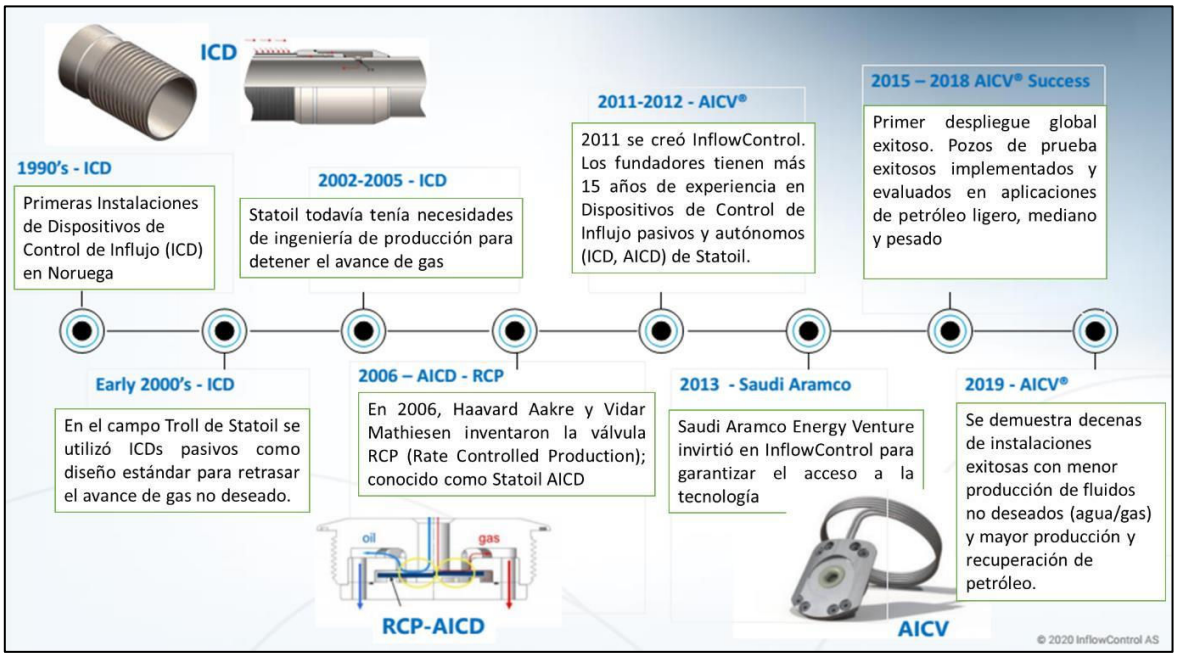


Fuente: Mathiesen et al., 2014
Elaborado por: Cornejo, 2020

Con el fin de resolver los problemas asociados con el avance prematuro de fluidos no deseados (agua/gas), se han desarrollado varias tecnologías de control de influjo. Estas tecnologías recuden la producción de fluidos no deseados en superficie; maximizan la recuperación de petróleo y evitan una corta vida productiva del pozo.

La figura 1.3 indica el desarrollo de tecnologías de control de influjo a lo largo del tiempo.

FIGURA 1.3 DESARROLLO HISTÓRICO DE TECNOLOGÍAS PARA CONTROL DE FLUIDOS NO DESEADOS



Fuente: InflowControl Making Better Wells, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

1.3 MÉTODOS DE CONTROL DE INFLUJO - DESCRIPCIÓN GENERAL

1.3.1 DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO (ICD, INFLOW CONTROL DEVICE)

Estos dispositivos restringen el flujo de fluidos no deseados en el espacio anular entre la cara de la arena y la tubería de producción en toda la parte horizontal del pozo. Esta restricción genera una caída de presión adicional que está gobernada por el tipo de ICD instalado.

Generalmente los ICDs toman el nombre de elementos de control de influjo pasivo debido a su naturaleza de control de influjo inactivo. Esto quiere decir que, la restricción que ofrece el ICD al agua/gas no se puede ajustar luego de haber sido instalado en el pozo. Como las condiciones del reservorio varían con el tiempo, los ICDs no tienen la capacidad para modificar activamente la cantidad de fluido que se produce cuando ocurra un avance de fluido no deseados, provocando un rendimiento ineficaz del ICD.

1.3.1.1 Tipos de ICD

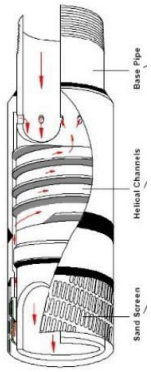
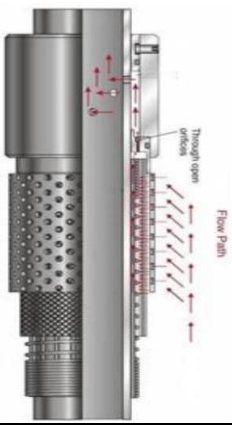
La caída de presión que se genera a través de un ICD varía con el tipo de fluido que lo atraviesa y el tipo de ICD instalado. La tabla 1.1 y tabla 1.2 muestran algunos tipos de ICDs disponibles actualmente, cada uno tiene su propio diseño para restringir el avance de agua/gas al pozo.

TABLA 1.1 PRINCIPALES DISEÑOS DE ICD PASIVOS

Tipo de ICD	Características	Caída de presión adicional
Helical Channel	- Gran área de flujo - Baja velocidad - No es ajustable (diámetro preconfigurado)	- Depende de la viscosidad de fluido - Independiente de la densidad de fluido
Labyrinth Channel	- Buena capacidad para evitar erosión	- Depende de la viscosidad y velocidad de fluido - Diámetro de canal de flujo
Orifice Nozzle type	- Pequeña área de flujo - Alta velocidad - Ajustable (varía diámetro de boquilla) - Materiales resistentes a la erosión	- No depende a la viscosidad - Depende de la densidad - Depende de la velocidad de fluido
Tube Type	- Pequeña área de flujo - Alta velocidad - Ajustable (Longitud de tubería)	- No depende mucho de la viscosidad - Depende de la densidad
Hybrid Type	- Gran área de flujo - Baja velocidad - Ajustable	- Sensible a la viscosidad - Depende de la densidad

Fuente: Eltaher, 2017
Elaborado por: Cornejo,2020

TABLA 1.2 ACTUALES TIPOS DE ICD

				
Helical Type	**Labyrinth Type**	**Oifice – Nozzle type**	**Tube Type**	**Hybrid Type**

Fuente: Eltaher, 2017

1.3.2 DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS (AICD, AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE)

Estos dispositivos autónomos establecen un perfil de producción uniforme a lo largo de la sección horizontal del pozo mediante una restricción al flujo de fluidos en zonas con altas saturación de agua/gas de manera autónoma y reactiva. El elemento reactivo de restricción al flujo que proporciona el AICD se fundamenta en diferenciar las propiedades del fluido como densidad y velocidad de flujo. Su accionamiento se desencadena cuando hay un cambio en la densidad de fluido en zonas circundantes alrededor del AICD.

Generalmente un AICD actúa como un ICD convencional antes que se produzca un avance de fluidos no deseados (agua/gas). Sin embargo, una vez ocurrido el avance, el AICD tiene la capacidad de restringir de manera autónoma el flujo de fluidos no deseados.

1.3.2.1 Tipos de AICD

Ha habido muchos intentos por desarrollar diversos tipos de AICDs, la primera generación fue desarrollada por STATOIL y se conocen como Válvulas de Producción Controlada por Velocidad (AICD tipo RCP, por sus siglas en Inglés). Sin embargo, durante los últimos años, han ganado popularidad, especialmente en Ecuador, los dispositivos autónomos desarrollado por HALLIBURTON conocidos como EquiFlow. Estos tipos de AICDs restringen la producción de agua/gas bajo un mecanismo de funcionamiento diferente. Las principales tipos y características de los AICDs se resumen en la tabla 1.3 y tabla 1.4.

En el Anexo No 1 y Anexo No 2 se detalla el funcionamiento de los Dispositivos de Control de Influjo Autónomos desarrollados por HALLIBURTON y STATOIL.

TABLA 1.3 TIPOS DE AICD

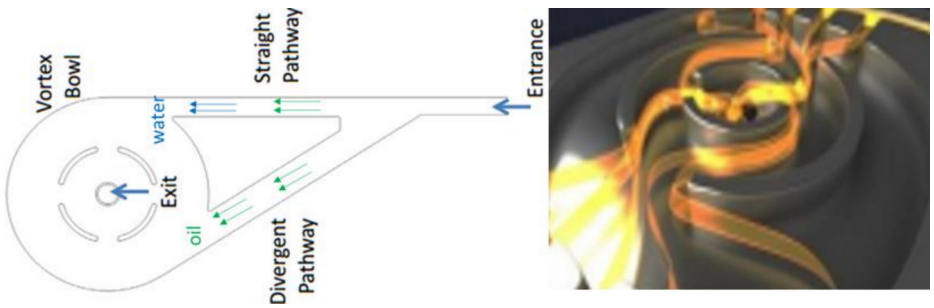
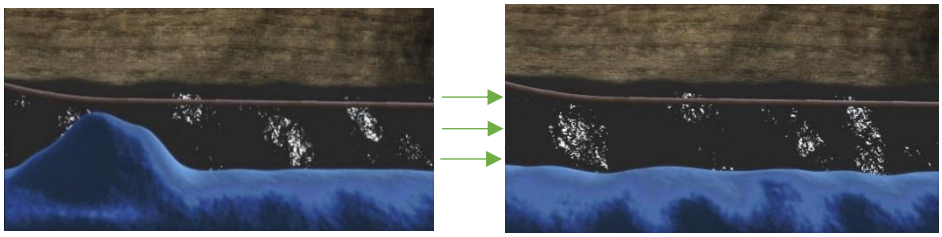
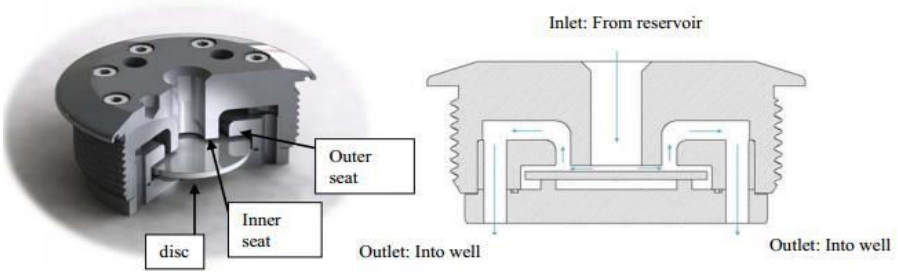
Tipos de AICD	
EquiFlow HALLIBURTON	
Objetivo de una tecnología de Control de Influjo	

TABLA 1.3 CONTINUACIÓN

Tipos de AICD	
Válvulas Controladas por Velocidad RCP STATOIL	

Fuente: Fripp et al., 2013; HALLIBURTON Completions Tools, 2017; Halvorsen et al., 2012; Halvorsen et al., 2016

TABLA 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS TIPOS DE AICD

Tipo de AICD	Estructura del AICD	Propiedad de fluido	Funcionamiento	Caída de presión, ΔP
EquiFlow HALLIBURTON	- Sin parte móviles - Vórtice de salida de fluido.	- Densidad - Viscosidad - Velocidad de flujo - Trayectoria de flujo	Los fluidos optan por dos caminos: - Agua opta por una vía recta a una gran velocidad. - Petróleo toma la vía recta y divergente a menor velocidad.	$\Delta P = \frac{1}{2}\rho V^2$
Tipo de AICD	**Estructura del AICD**	**Propiedad de fluido**	**Funcionamiento**	**Caída de presión, ΔP**
Válvulas Controladas por Velocidad RCP STATOIL	- Disco flotante móvil (Cierre de área de flujo)	- Densidad - Viscosidad - Velocidad de flujo	Depende del tipo de fluido fluyente a través del RCP.	$\Delta P = \frac{1}{2}\rho V^2$

Fuente: Fripp et al., 2013; HALLIBURTON Completions Tools, 2017; Halvorsen et al., 2012; Halvorsen et al., 2016

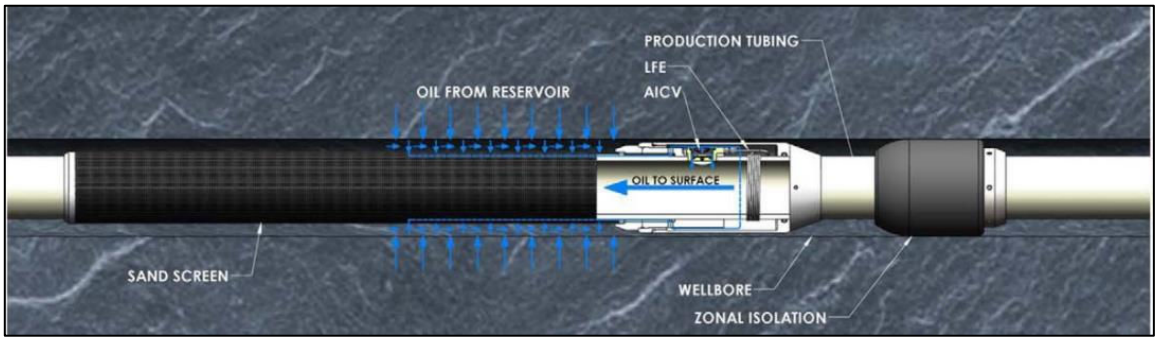
1.3.3 VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMAS (AICV, AUTONOMOUS INFLOW CONTROL VALVE)

Las Válvulas de Control de Influjo Autónomas han demostrado tener la capacidad de cerrar casi por completo la producción de fluidos no deseados al mismo tiempo en que la producción de petróleo continúa en otras zonas a lo largo del pozo. Esto asegura una óptima producción y recuperación de petróleo (Elverhøy et al., 2018).

Esta tecnología genera una caída de presión adicional en la sección horizontal del pozo que presente mayor aportación de fluidos del reservorio. Esto permite que la sección productora del pozo aporte la misma cantidad de fluido ecualizando la producción de fluidos y logrando establecer un barrido eficiente del petróleo en zonas saturadas de petróleo. La caída de presión adicional se logra mediante la restricción al flujo de fluidos no deseados.

La figura 1.4 muestra una sección de completación en la parte horizontal de un pozo con tecnología AICV y un empacador hinchable como parte de aislamiento zonal. Los packers se usan en pozos horizontales para dividir el pozo en compartimentos aislados con uno o varios AICVs instalados en cada compartimento, esto es esencial en reservorios altamente heterogéneos y fracturados para evitar el flujo anular. Las flechas azules en la figura 1.4 indican la ruta de los fluidos provenientes del reservorio hacia la tubería de producción. Desde el reservorio el fluido fluye a través del anular pasa por los screens (filtro de arena), fluye por el AICV y finalmente a la tubería de producción.

FIGURA 1.4 SECCIÓN DE TUBERÍA CON COMPLETACIÓN AICV



Fuente: Elverhøy et al., 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

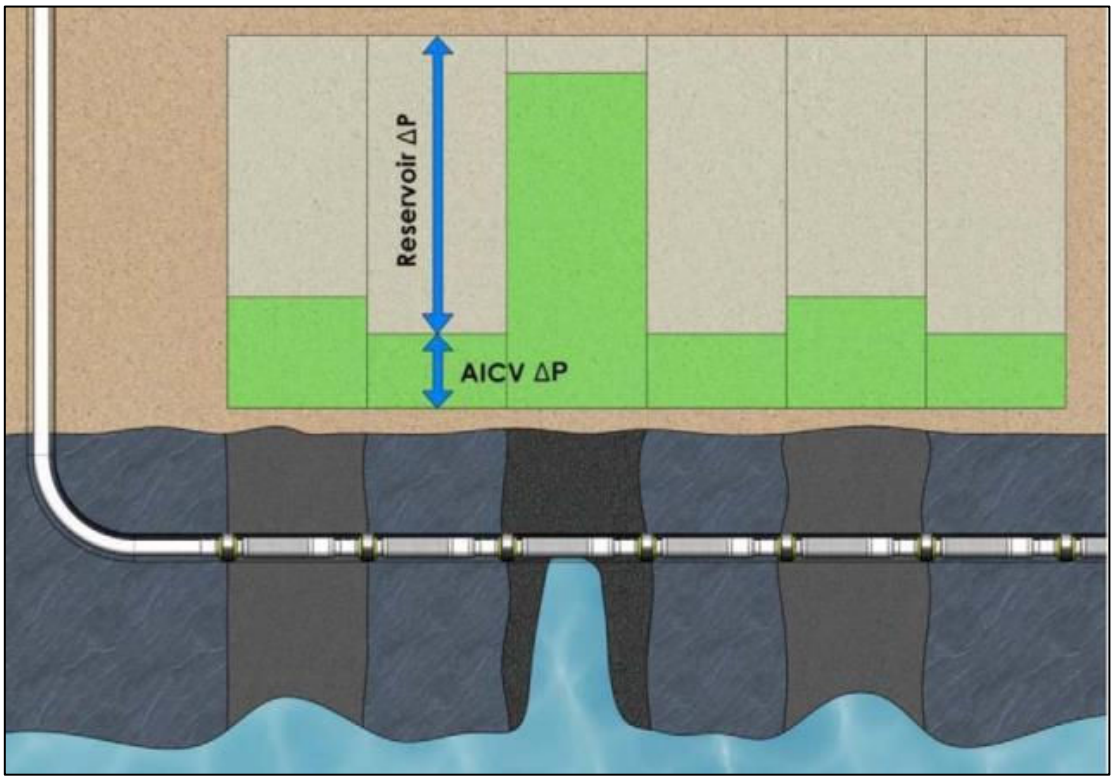
La figura 1.5 muestra un pozo horizontal completado con AICVs y aislamiento zonal en un reservorio heterogéneo. En la figura 1.5 se evidencia un avance prematuro de agua de formación en una zona de alta permeabilidad. Además, en la parte superior de la figura 1.5, se incluye un diagrama de presiones que está en función de la posición horizontal del pozo.

El diagrama de caídas de presión en todo el reservorio indica:

- Zonas con alta permeabilidad proporcionan un alto caudal de fluido y una alta caída de presión a través del AICV. Esto se debe a que el AICV choca y restringe la producción de fluidos no deseados.

- Zonas de baja permeabilidad proporcionan bajos caudales y una alta caída de presión en el reservorio dando como resultado una baja caída de presión en el AICV. Esto se debe a que el AICV no tiene que chocar o restringir gran cantidad de flujo de fluidos no deseados como en otras zonas más permeables.

FIGURA 1.5 RESERVORIO HETEROGÉNEO COMPLETADO CON AICV Y DIAGRAMA DE PRESIONES EN LA PARTE HORIZONTAL DEL POZO

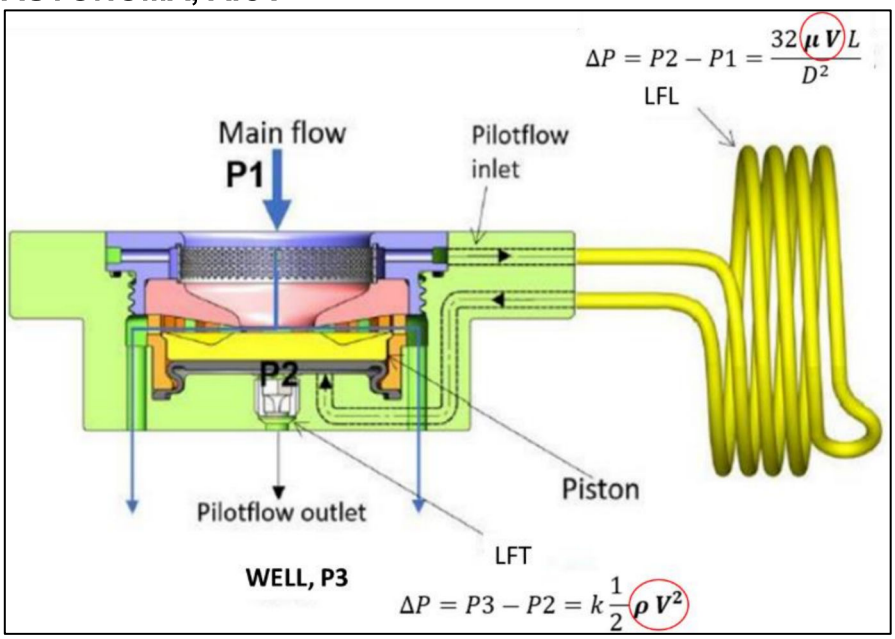


Fuente: Elerhøy et al., 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

1.3.3.1 Limitadores de flujo del AICV

El principio de operatividad de estas válvulas autónomas se fundamenta en diferenciar propiedades de fluidos como densidad y viscosidad, además, están diseñadas para abrirse a fluidos de alta viscosidad y cerrarse de forma autónoma y casi por completo a fluidos menos viscosos como el agua o gas. Un flujo piloto menor y paralelo al flujo principal controlan este comportamiento. Cada AICV se basa en diferenciar la caída de presión generada en un Limitador de Flujo Laminar y un Limitador de Flujo Turbulento. De esta manera se determina el tipo de fluido fluyente a través de cada AICV (agua, gas o petróleo). La figura 1.6 indica un bosquejo de la posición de los limitadores de flujo laminar y turbulento en el AICV, donde LFL es el Limitador de Flujo Laminar y LFT es el Limitador de Flujo Turbulento (Elverhøy et al., 2018).

FIGURA 1.6 COMPONENTES DE UNA VÁLVULA DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMA, AICV



Fuente: Abb El-Fattah et al., 2019

1.3.3.1.1 Limitador de Flujo Laminar, LFL

La caída de presión producida en este limitador puede ser considerada como una caída de presión que se produce en un segmento de tubería, expresada por:

$$\Delta P_L = P_2 - P_1 = f\frac{L\,\rho\,V^2}{2\,D} = \frac{64}{R}\frac{L\,\rho\,V^2}{2\,D} = \frac{32\,\mu\,V\,L}{D^2} \qquad (1.1)$$

Donde:

ΔP_L = Caída de presión en el limitador de flujo laminar, psi
P_1 = Presión en la entrada de la válvula (flujo principal), psi
P_2 = Presión generada entre el Limitador de Flujo Laminar-Turbulento, psi
f = Factor de fricción laminar
ρ = Densidad del fluido, lb/ft^3
μ = Viscosidad del fluido, cp
V = Velocidad del fluido, ft/s
L = Longitud de la tubería, ft
D = Diámetro de la tubería, in

Esta caída de presión generada a través de un limitador de flujo laminar es proporcional a la viscosidad y velocidad de fluido.

1.3.3.1.2 Limitador de Flujo Turbulento, LFT

La caída de presión generada en este limitador de flujo puede ser considerada como una caída de presión que se produce en un orificio de placa, expresada por:

$$\Delta P_T = P_3 - P_2 = k\frac{1}{2}\rho\, V^2 \qquad (1.2)$$

Donde:

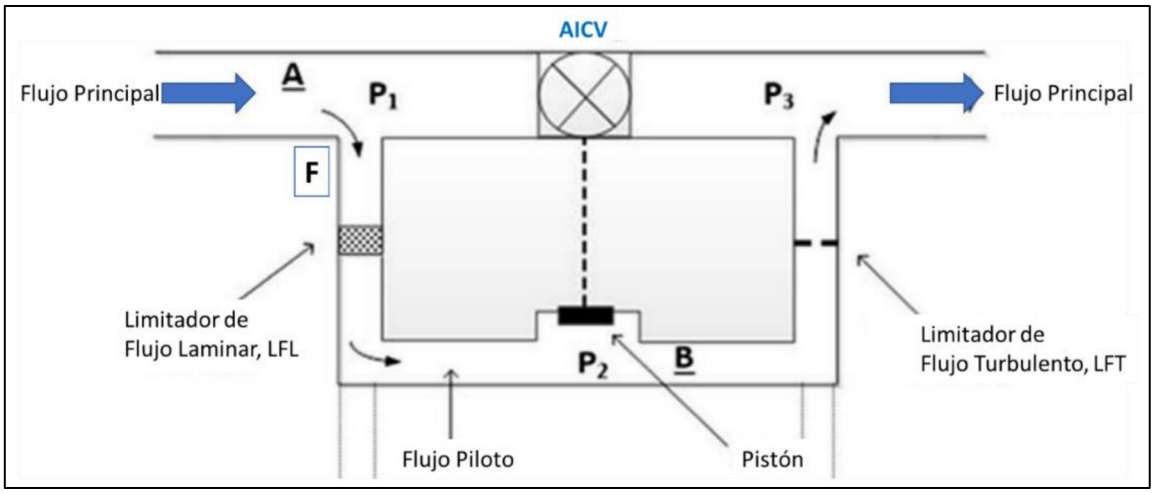
ΔP_T = Caída de presión en el limitador de flujo turbulento, psi
P_3 = Presión a la salida del AICV, psi
P_2 = Presión generada entre el Limitador de Flujo Laminar-Turbulento, psi
K = Constante geométrica
ρ = Densidad del fluido, lb/ft^3
V = Velocidad del fluido, ft/s

La caída de presión en el limitador de flujo turbulento es proporcional a la densidad y velocidad del fluido al cuadrado.

1.3.3.2 Flujo Piloto y Flujo Principal

Además de los limitadores de flujo, la funcionalidad de la válvula está controlada por dos caminos de flujo paralelo, un flujo piloto y un flujo principal. La figura 1.7 muestra un esquema de entrada de fluido hacia la válvula AICV. La ruta del flujo principal está representada por flechas azules gruesas y el flujo piloto mediante flechas negras delgadas. Un pequeño volumen de fluido es extraído del flujo principal y llevado a través del flujo piloto. Un fluido F proveniente del reservorio fluye en un conducto "A" a una presión P_1, pasa a través del primer limitador de flujo, flujo laminar y luego hacia una cámara B donde la presión se reduce a una presión P_2, luego pasa por el segundo limitador de flujo, flujo turbulento y finalmente llega a la tubería de producción con una presión P_3 o presión del pozo.

FIGURA 1.7 LIMITADORES DE FLUJO LAMINAR Y TURBULENTO UBICADOS EN EL FLUJO PILOTO

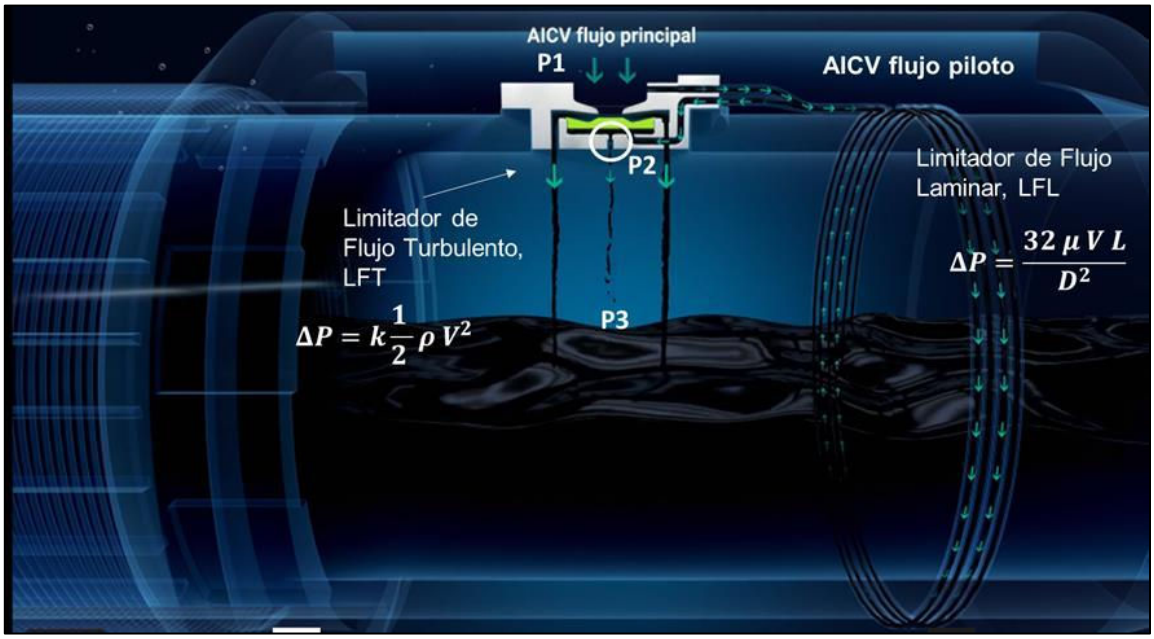


Fuente: Aakre et al., 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

El AICV está diseñado de tal manera que el flujo piloto represente el 5% del caudal total cuando la válvula está en operación, es decir, este abierta. Por el contrario,

cuando las válvulas producen fluidos no deseados el flujo piloto representa el caudal total a través de la válvula y estará en posición cerrada. La figura 1.8 indica la válvula dentro del pozo y, además, algunos componentes necesarios para su funcionamiento.

FIGURA 1.8 CARACTERÍSTICAS DE UN AICV EN UN POZO HORIZONTAL



Fuente: InflowControl Making Better Wells, 2020

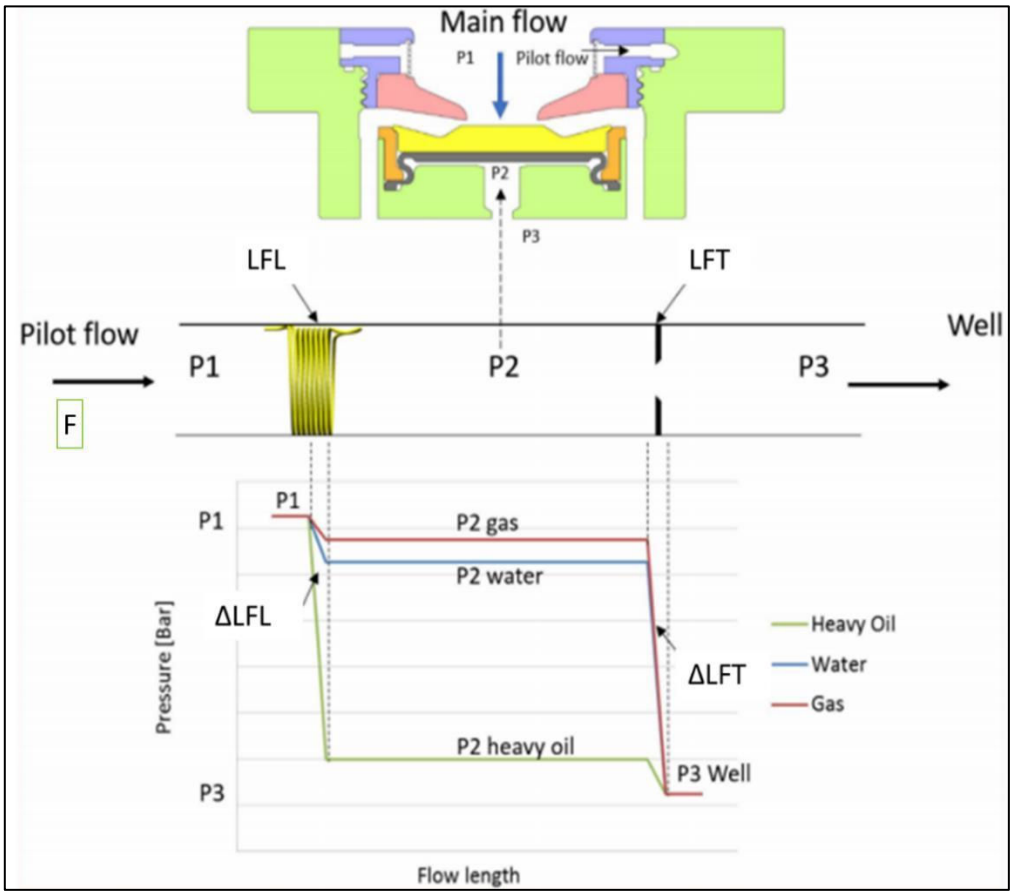
1.3.3.3 Principio de funcionamiento de las Válvulas de Control de Influjo Autónomas - AICV

La figura 1.9 ilustra el flujo de fluidos a través de la válvula AICV y la caída de presión generada en los limitadores de flujo laminar y turbulento para agua, gas y petróleo. Cuando el fluido F pasa por el Limitador de Flujo Laminar (LFL), la caída de presión que se genera en este limitador de flujo está representada por la ecuación 1.1. De acuerdo con esta ecuación la caída de presión depende de la viscosidad de fluido con el cual fluye a través del limitador de flujo. En base al diagrama de presiones, se puede observar que el petróleo tiene una alta caída de presión debido a su viscosidad, esto resulta en una presión P_2 baja provocando que la válvula esté en posición abierta (Figura 1.9 – Petróleo – Heavy oil).

La variación en la presión P_2 entre los limitadores de flujo laminar y turbulento es fundamental para el funcionamiento de la válvula, pues dicta cuando se abre o cierra la válvula; varía dependiendo de las propiedades de fluido y caudal con el cual el fluido atraviese la válvula.

Cuando el gas o agua fluyen a través del flujo laminar la caída de presión generada en este limitador de flujo (LFL) es baja debido a la baja viscosidad del gas y agua dando como resultado una presión P_2 elevada (Figura 1.9 - Gas y Agua). Esta presión P_2 elevada hace que el pistón del AICV se acciones y cierre la válvula.

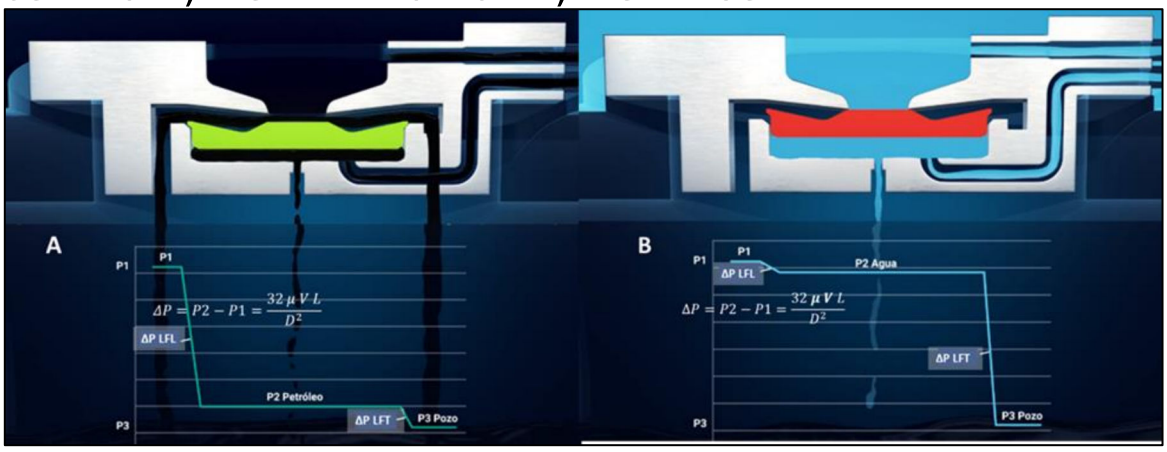
FIGURA 1.9 CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL LFL Y LFT EN EL FLUJO PILOTO



Fuente: Elerhøy et al., 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

La figura 1.10 muestra la variación de la presión P_2 cuando fluye petróleo y agua en un AICV respectivamente. La figura 1.10 A) muestra la válvula abierta al flujo de petróleo con una presión P_2 baja y la figura 1.10 B) indica una presión P_2 elevada que resulta en un cierre de la válvula cuando fluye agua.

FIGURA 1.10 CAÍDA DE PRESIÓN EN EL LIMITADOR DE FLUJO LAMINAR CUANDO: A) FLUYE PETRÓLEO Y B) FLUYE AGUA



Fuente: InflowControl Making Better Wells, 2020

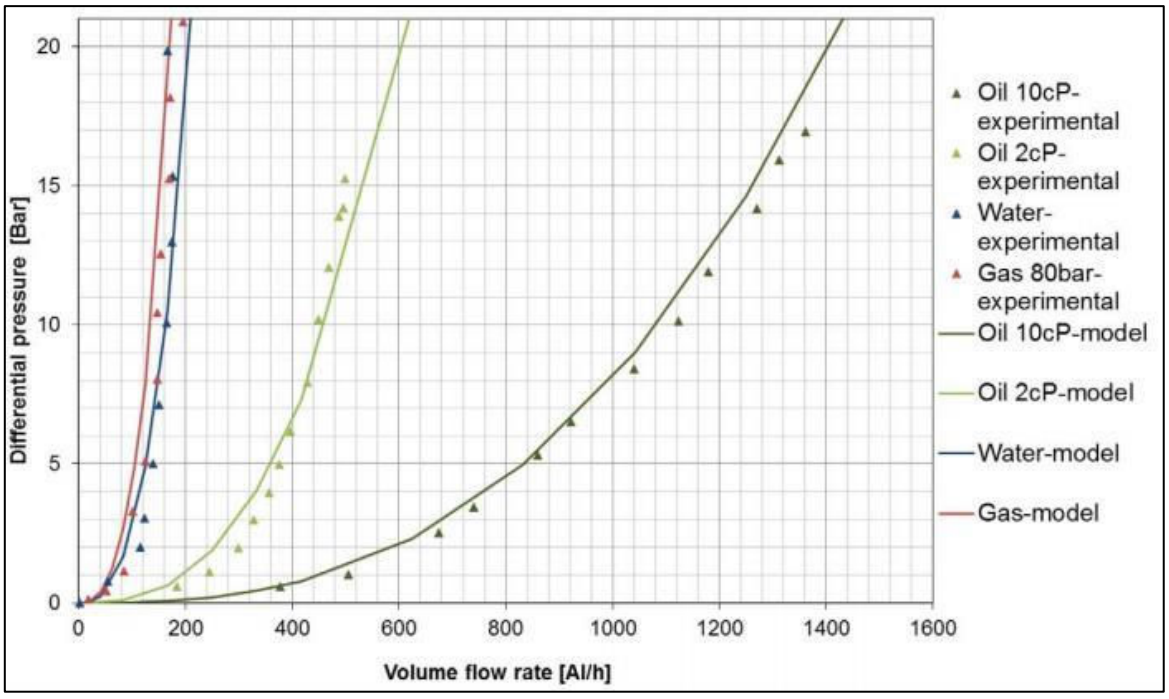
1.3.3.4 Curvas de rendimiento de flujo experimental

Para validar el funcionamiento de las Válvulas de Control de Influjo Autónomas se deben realizar varias pruebas experimentales de flujo para diferentes tipos de fluido (agua, gas y petróleo) a condiciones locales de un determinado campo. El resultado de estas pruebas monofásicas genera las denominadas curvas de rendimiento de flujo experimental.

Basados en los resultados de estas pruebas experimentales, se ha desarrollado un modelo matemático conocido como modelo RCP, el cual valida perfectamente la funcionalidad de las válvulas autónomas (Halvorsen et al., 2012; Mathiesen et al., 2011). Este modelo se originó principalmente para simular los AICDs desarrollados por STATOIL, los AICDs tipo RCP. Sin embargo, según Elverhøy et al. (2018), las Válvulas de Control de Influjo Autónomas (AICV) pueden ser modeladas utilizando la función o modelo RCP, siempre y cuando se ajusten algunos parámetros de entrada a las propiedades de fluidos para un campo en específico.

El modelo matemático RCP se ha implementado en varios simuladores de reservorios como ECLIPSE O TNAVIGATOR. Además, el modelo RCP es una expresión general que determina la caída de presión de un AICV cuando fluye cualquier tipo de fluido (agua, gas o petróleo) de un determinado campo. La figura 1.11 muestra una curva de rendimiento de flujo experimental de un AICV junto con el modelo matemático RCP para agua, gas y petróleo. Como se observa hay una buena correlación entre los datos experimentales del AICV y el modelo RCP. Esto demuestra la confiabilidad al modelar las válvulas autónomas en un simulador de reservorio que tenga predefinida la función RCP.

FIGURA 1.11 COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE FLUJO PARA EL MODELO RCP CON DATOS EXPERIMENTALES DE UN AICV

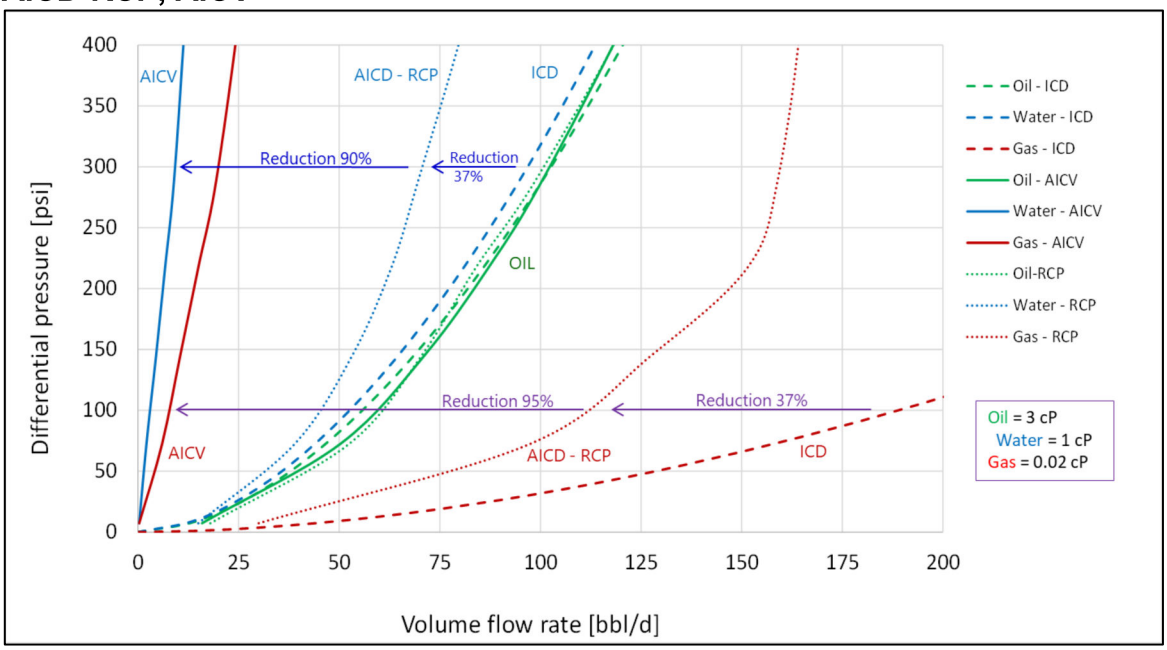


Fuente: Elerhøy et al., 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

1.3.3.4.1 Comparación de curvas de rendimiento de flujo para las tecnologías: ICD, AICD y AICV

La figura 1.12 muestra una curva de rendimiento de flujo para un fluido en especial de un determinado campo con las tres tecnologías referentes de control de influjo (ICD, AICD y AICV). En base a la figura 1.12 es posible determinar el tipo de dispositivo que mayor restricción presenta hacia la producción de fluidos no deseados. Como se observa el AICV choca, restringe y reduce significativamente la producción de agua (~90%) y gas (~95%) en comparación con el ICD y AICD. Tanto el AICD y AICV funcionan como un ICD antes que ocurra un avance de fluido no deseados como agua o gas. Es por ello por lo que la producción de petróleo se asemeja en las tres tecnologías. Una vez que ocurra el avance, el AICD y AICV restringen el flujo de fluidos no deseados de manera autónoma. Es decir, empiezan a diferenciar y restringir fluidos con baja velocidad (AICD) y baja viscosidad (AICV).

FIGURA 1.12 COMPARACIÓN EN EL RENDIMIENTO DE FLUJO PARA: ICD, AICD-RCP, AICV



Fuente: Elerhøy et al., 2018
Elaborado por: Cornejo, 2020

1.3.3.5 Modelamiento de Válvulas de Control de Influjo Autónomas - AICV en TNAVIGATOR

TNAVIGATOR es un simulador de reservorios que tiene funciones predefinidas para simular ICDs y AICDs tipo RCP. Según Elverhøy et al. (2018), la completación con tecnología AICV puede ser modelada en este simulador gracias a estas funciones, siempre y cuando se ajusten algunos parámetros de entrada a las propiedades de fluidos para un determinado campo. La función matemática descrita por Mathiesen et al., (2011) y Halvorsen et al., (2012) para dispositivos de control de influjo e implementada en los simuladores viene expresada por:

$$\Delta P = f(\rho, \mu)\, a_{AICD}\, q^{x} \quad (1.3)$$

$$f(\rho, \mu) = \left(\frac{\rho_{mix}^{2}}{\rho_{cal}}\right)\left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}}\right)^{y} \quad (1.4)$$

Donde:

ΔP = Caída de presión a través del AICV, psi
f (ρ, μ) = Función de la viscosidad y densidad
a_{AICV}= Parámetro de entrada para la resistencia del AICV (AICV strength), psi/[(lb/ft^3) (rft^3/d)^2)]
q = Caudal volumétrico local de la mezcla, bbl/d
x = Exponente de caudal volumétrico
y = Exponente de función viscosidad
ρ_{cal} = Densidad de fluido de calibración, lb/ft^3
μ_{cal} = Viscosidad de fluido de calibración, cp
ρ_{mix}= Densidad de la mezcla a condiciones del reservorio, lb/ft^3
μ_{mix} = Viscosidad de la mezcla a condiciones del reservorio, cp

La densidad y viscosidad de fluido de calibración es comúnmente el agua a condiciones normales (62.4 lb/ft^3, 1.5 cp). La densidad y viscosidad de la mezcla de fluidos en condiciones de pozo se calcula en función de la fracción del fluido. Los parámetros de entrada para los AICVs: a_{AICV}, $\rho_{mix,}$ $\mu_{mix,}$ x, y; deben determinarse experimentalmente para un fluido en específico de un determinado campo. Además, los parámetros de entrada se ajustan para adaptarse al comportamiento del rendimiento de flujo experimental de un AICV. Como se mencionó anteriormente estas pruebas se realizan en condiciones monofásicas con varios diferenciales de presión para agua, gas y petróleo (Elverhøy et al., 2018).

Los dispositivos de control de influjo que se adapten al modelo descrito por la ecuación 1.3 (Válvulas RCP y AICV) varían en diseño y en principio de funcionamiento. Sin embargo, la principal diferencia radica en los valores de los parámetros de entrada de flujo (“x”, “y”, “a_{AICV}”). Basados en resultados a pruebas experimentales, cada compañía obtiene sus correspondientes valores de: “x”, “y” y “a_{AICV}”. Estos parámetros de entrada son los que se deben ajustar para modelar un AICV para un campo en específico. La diferencia de estos valores determina la efectividad que tiene un dispositivo de control de influjo para chocar o ahogar la producción de fluidos no deseados en comparación a otro (Figura 1.12).

$$\rho_{mix} = \alpha_{oil}\, \rho_{oil} + \alpha_{water}\rho_{water} + \alpha_{gas}\rho_{gas} \quad (1.5)$$

$$\mu_{mix} = \alpha_{oil}{}^{d}\, \mu_{oil} + \alpha_{water}{}^{e}\mu_{water} + \alpha_{gas}{}^{f}\mu_{gas} \quad (1.6)$$

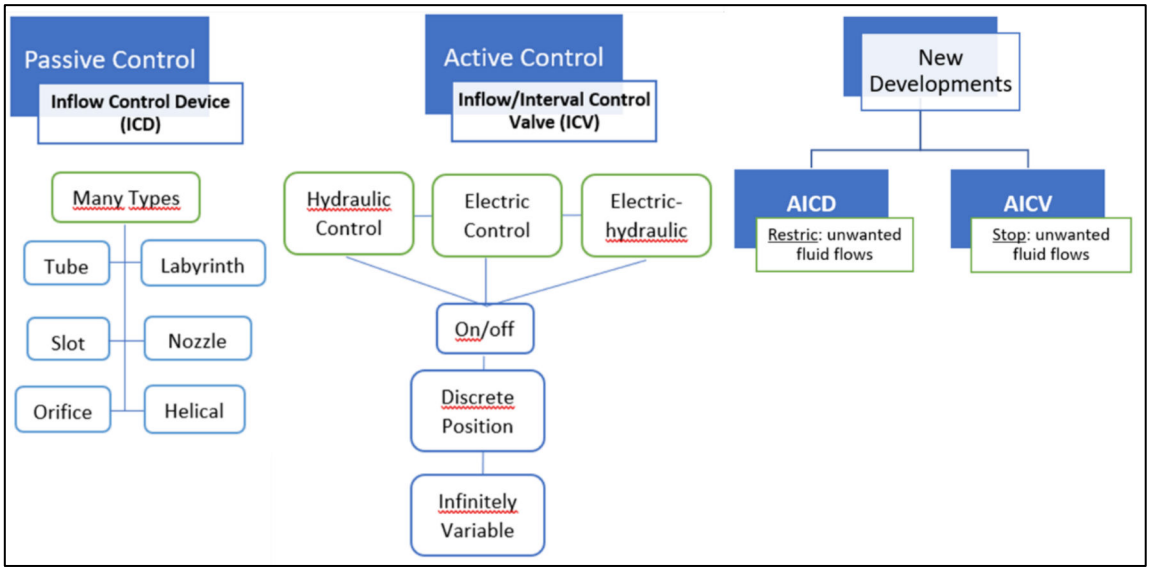
Donde:

$\alpha_{o,}$ α_{w}, α_{g} = Fracción de volumen para las fases de petróleo, agua y gas a condiciones locales
μ_{o}, μ_{w}, μ_{g} = Viscosidades de petróleo, agua y gas a condiciones locales, cp
d, e, f = exponentes de la fracción de volumen de la mezcla

Los exponentes de la fracción de volumen de la mezcla han sido recientemente implementados a las ecuaciones de la mezcla para lograr dar una apropiada descripción de la viscosidad de la mezcla en condiciones multifásicas. Sin embargo, para un modelo simplificado dichos valores pueden ser establecidos con un valor de 1.

La gran variedad de tecnologías comerciales para control de influjo tiene diferencias significativas en su diseño, configuración y rendimiento de flujo. La figura 1.13 proporciona una visión general de las tecnologías de control de influjo. Además, la tabla 1.5 indica un resumen de las ventajas y desventajas al utilizar cualquier tipo de tecnología referente para control de influjo.

FIGURA 1.13 TIPOS DE DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO



Fuente: Eltaher, 2019

TABLA 1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE INFLUJO

Ventajas de las tecnologías de Control de Influjo		
ICD	**AICD**	**AICV**
Ecualizan la producción de fluidos en la sección horizontal del pozo		
No necesitan ninguna conexión o líneas de control a superficie		
Se colocan en completaciones a agujero abierto o tubería ranurada, dependiendo del grado de heterogeneidad del reservorio		
Reducen la producción de fluidos no deseados	Reducen mayor cantidad de fluidos no deseados en comparación con el ICD	Detienen la producción de fluidos en base a un valor Objetivo (%WC: 99%). Mayor restricción que ICD y AICD
Varios diseños disponibles con diferentes principios de funcionamiento	Varios diseños disponibles con o sin partes móviles para restringir fluidos	Diseño de la válvula cuenta con dos limitadores de flujo: flujo laminar y turbulento

TABLA 1.5 CONTINUACIÓN

Ventajas de las tecnologías de Control de Influjo		
ICD	**AICD**	**AICV**
Crea una caída de presión adicional cuando hay avance de fluidos no deseados. La caída de presión depende del fabricante de cada tecnología		
Caída de presión adicional en función del diseño seleccionado	Caída de presión adicional en función de la velocidad y geometría de flujo	Caída de presión mediante los dos limitadores de flujo
Cada diseño toma en consideración propiedades de fluidos como: densidad, viscosidad, velocidad de fluido	Identifica y restringe fluidos no deseados en función de propiedades de fluidos como densidad y velocidad de flujo	Identifica tipo de fluido en función de la viscosidad, densidad y velocidad de flujo
	Su capacidad autónoma ayuda a restringir fluidos no deseados cuando ocurre un avance de estos	Su capacidad autónoma ayuda a cerrar por completo el AICV cuando hay avance de fluidos no deseados
		Es reversible, una vez cerrado el AICV puede abrirse al flujo si el petróleo es el fluido circundante alrededor del AICV
Desventajas de las tecnologías de Control de Influjo		
ICD	**AICD**	**AICV**
Rendimiento ineficaz cuando hay avance de fluidos no deseados debido a su carencia de capacidad autónoma	Reduce significativamente la producción de fluidos no deseados, pero no las detiene al alcanzar un valor objetivo como los AICV.	

Fuente: Al-Khelaiwi, 2013; Eltaher, 2017; Mgimba, 2018

1.4 COMPONENTES DE FONDO EN UNA COMPLETACIÓN DE CONTROL DE INFLUJO

Generalmente las completaciones con dispositivos controladores de influjo a menudo utilizan sistemas de aislamiento zonal. Para ello se instalan en conjunto empacaduras hinchables con filtros de arena (screens). Así el pozo es segmentado por varias partes con diferentes propiedades de roca y fluido en cada división. Esto reduce el efecto que tiene la conificación de agua en el pozo; detiene el flujo anular entre los compartimentos y permite el aislamiento de zonas con altas saturaciones de agua y gas.

1.4.1 TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA EN AGUJERO ABIERTO

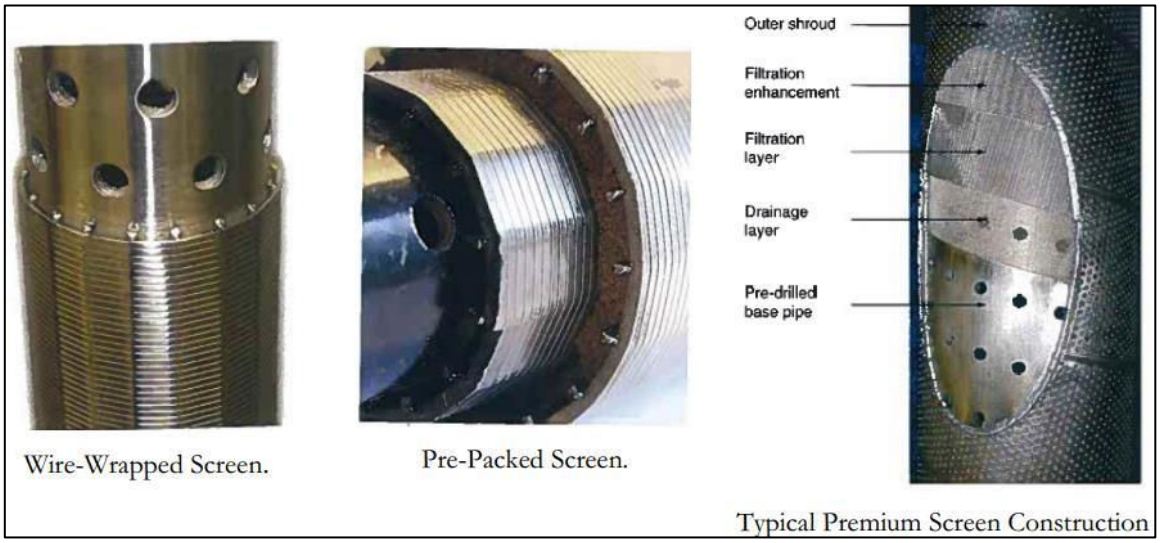
1.4.1.1 Flujo Anular

El flujo anular en una completación resulta en el transporte de granos de arena a gran velocidad entre la formación y la tubería de producción. Esto puede provocar erosión en la cara de arena en formaciones no consolidadas y daños a los equipos de fondo.

Para mitigar el impacto de la ocurrencia de flujo anular se han desarrollado varias técnicas de control de flujo anular, mismas que dependen de las condiciones de producción y de las propiedades del reservorio (heterogeneidad). Algunas de las técnicas incluyen:

- **Stand Alone Screen (SAS).** - Esta técnica funciona como un filtro de arena en el fondo del pozo. Los SAS están diseñadas para funcionar óptimamente si la formación es homogénea, bien clasificada, limpia y con gran tamaño de grano. Además, brindan confiabilidad en el control de arena a bajo costo y con un grado de complejidad operativo bajo en comparación con otros tipos de completación de control de arena en pozo abierto. Comercialmente se encuentran disponibles en tres principales tipos (Figura 1.14): Wire wrapped screens, Pre-packed screens, Premium screens (Metal mesh) (Bellardy, 2019).

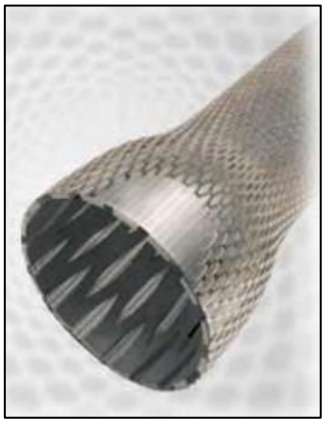
FIGURA 1.14 TIPOS DE FILTROS DE ARENA SAS



Fuente: Bellardy, 2009
Elaborado por: Cornejo, 2020

- **Expandable Sand Screen (ESS).** - Este filtro de arena se expande hasta ajustarse al diámetro del pozo (agujero abierto). Se puede expandir hasta cierto porcentaje de su ID inicial dependiendo del fabricante (Figura 1.15). Además de controlar la producción de arena este ESS, minimiza el flujo anular al igual que el empaque de grava. La complejidad de instalación es igual a un SAS.

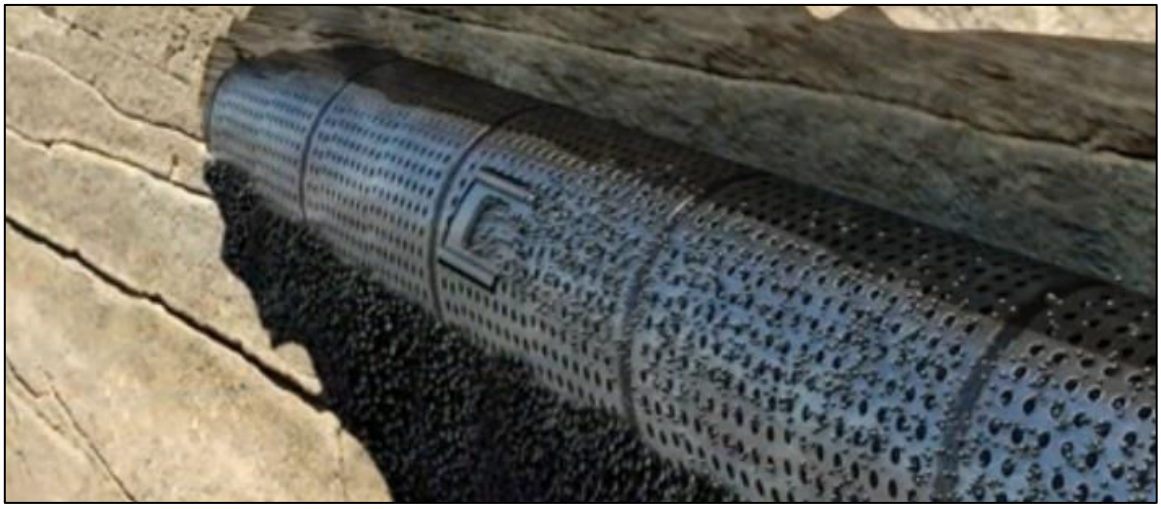
FIGURA 1.15 EXPANDABLE SAND SCREEN



Fuente: Oil and Gas Online, 2015
Elaborado por: Cornejo, 2020

- **Empaque de Grava en Agujero Abierto (OHGP).** - El principio se fundamenta en llenar el espacio anular entre el filtro de arena (screen) y la cara de arena con grava. Generalmente se las emplea en formaciones muy heterogéneas con una amplia gama de tamaños de partículas de arena. A pesar de su perfección en controlar la producción de arena, este empaque de grava puede resultar en una operación bastante compleja en su instalación y causar un efecto negativo en la producción del pozo (Figura 1.16) (Mnejia, 2015).

FIGURA 1.16 EMPAQUE DE GRAVA EN UN POZO A AGUJERO ABIERTO ASOCIADO CON UN SCREEN



Fuente: Mnejja, 2015
Elaborado por: Cornejo, 2020

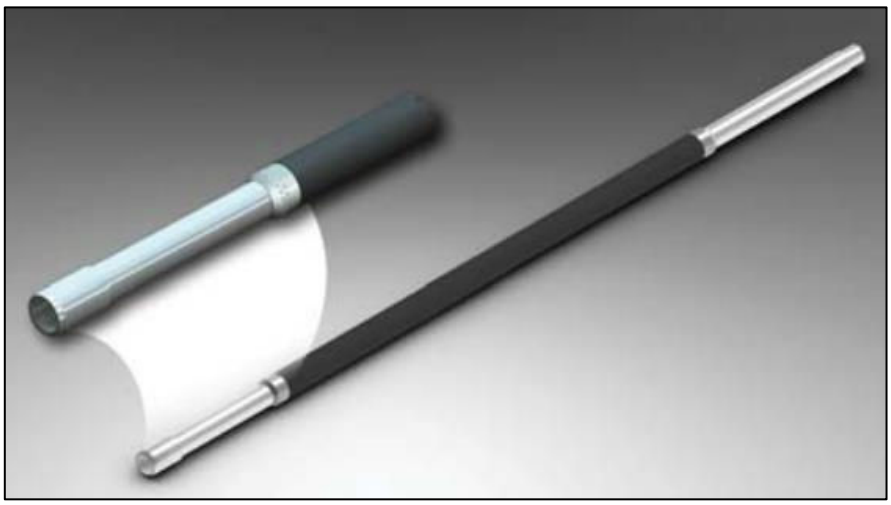
1.4.1.2 Empacaduras para completaciones a agujero abierto

Con la introducción de completaciones más avanzadas y complejas para pozos horizontales, la necesidad de empacaduras para pozos a agujero abierto se hizo cada vez más importante. Generalmente estas empacaduras determinan el éxito o no de una completación en términos de control de fluidos no deseados (Gavioli & Vicario, 2010).

1.4.1.2.1 Empacaduras Hinchables (Swellablepackers)

Este tipo de empacador es un dispositivo de aislamiento zonal cuenta con un elastómetro para expandirse y formar un sello anular cuando entra en contacto con ciertos fluidos del pozo. Los elastómetro en estos empacadores son sensibles al petróleo y agua. Una vez desplegados, la goma conserva su flexibilidad, lo que permite que el sistema de aislamiento zonal se adapte a cambios en la formación a lo largo del tiempo, conservando así su integridad de sello (Figura1.17). Además, se pueden instalar directamente en la sarta final de completación (Halliburton Completions Tools, 2001).

FIGURA 1.17 EMPACADOR HINCHABLE SENSIBLE AL FLUIDO DEL RESERVORIO



Fuente: Halliburton Completions Tools, 2001
Elaborado por: Cornejo, 2020

Aplicaciones

- Aislamiento de pozo a agujero abierto y entubado
- Control de agua
- Compartimientos para completaciones con dispositivos de control de influjo

Características

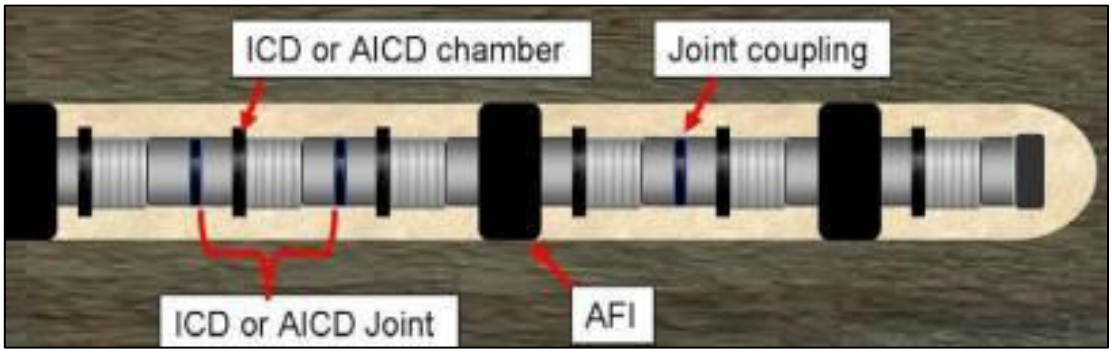
- No posee partes móviles
- Proporciona una barrera de aislamiento adicional
- Se fabrica en cualquier tipo de tubería de un campo petrolífero - tubería flexible

Beneficios

- No requiere un especialista para su instalación
- Aísla zonas de producción de manera eficaz
- Ideal para una geometría irregular de un pozo

La figura 1.18 muestra un ejemplo de la integración de componentes en la completación de un pozo horizontal con filtro de arena (screen), empacaduras hinchables (parte de aislamiento zonal) y dispositivos de control de influjo.

FIGURA 1.18 COMPLETACIÓN FINAL CON ICD/AICD Y AISLAMIENTO ZONAL



Fuente: Al-Khelaiwi, 2013
Elaborado por: Cornejo, 2020

1.5 UBICACIÓN DEL CAMPO MADURO (CAMPO_A)

El nombre del campo maduro del oriente ecuatoriano no será mencionado por fines de privacidad impuestos por la operadora del campo, en su lugar, en el presente trabajo se lo denominó como: Campo_A. Este campo ubicado en el oriente ecuatoriano se desarrolla principalmente por pozos horizontales bajo un mecanismo de empuje de producción que se atribuye a un acuífero natural.

1.5.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL CAMPO_A

Se ha identificado que el reservorio Hollín principal presenta gran potencial hidrocarburífero.

1.5.1.1 Formación Hollín

Esta formación la componen Hollín inferior y Hollín principal, la primera presenta poco desarrollo. Se caracteriza por un potente paquete de areniscas de grano medio a fino en la base, pasando a finos paquetes de lutitas y terminando con un pequeño estrato de caliza al tope.

1.5.1.2 Reservorio Hollín

Es un potente estrato de areniscas de alrededor de 500 ft con intercalaciones de areniscas muy finas y lutita. Esta arenisca es cuarzosa de grano fino a medio, en partes grano grueso, suelta, sub-angular a sub-redondeada. Este reservorio a lo largo de toda la secuencia presenta valores de porosidad y permeabilidad muy buenos (Tabla 1.6).

La caracterización del reservorio se realizó en base a registros eléctricos, estos indican que la arena es homogénea. Sin embargo, se evidenció una zona sucia bajo la sección horizontal del pozo, esta zona sucia corresponde a una barrera lutitica que no es un sello.

TABLA 1.6 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO_A

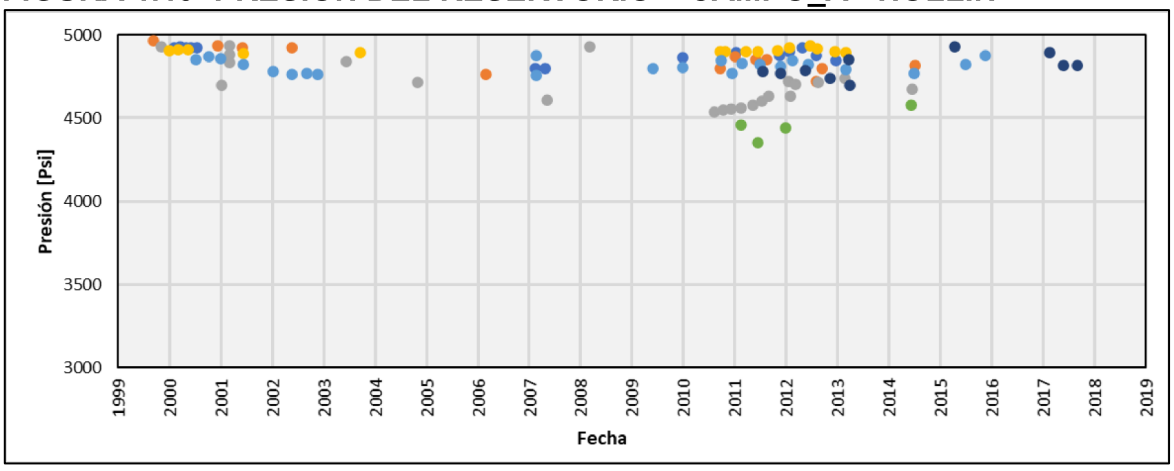
Reservorio Hollín Principal		Unidad
Tipo de fluido	Petróleo	
Presión Inicial	4950	psi
°API	19.6	°API
Temperatura Inicial	215	°F
Presión de burbuja	190	psi
GOR	19.8	Mscf/bbl
Rango de permeabilidad	200 - 2000	md
Rango de porosidad	17 - 21	%
Rango de espesor neto	150 - 300	ft

Fuente: Baby et al., 2004

1.5.2 PRESIÓN DEL RESERVORIO HOLLÍN PRINCIPAL

Según Gamboa (2019), el comportamiento de presión que se evidencia en una arenisca Hollín influenciado por un fuerte mecanismo de empuje por agua de formación muestra un comportamiento similar al de la figura 1.19. Esta figura 1.19 muestra las presiones estáticas del reservorio Hollín principal registrado desde el inicio de producción de los pozos del Campo_ A hasta la actualidad. Se puede observar que la presión del reservorio se mantiene, debido principalmente a la presencia de un acuífero de fondo. La presión actual del reservorio es de 4996 psi.

FIGURA 1.19 PRESIÓN DEL RESERVORIO – CAMPO_A - HOLLÍN



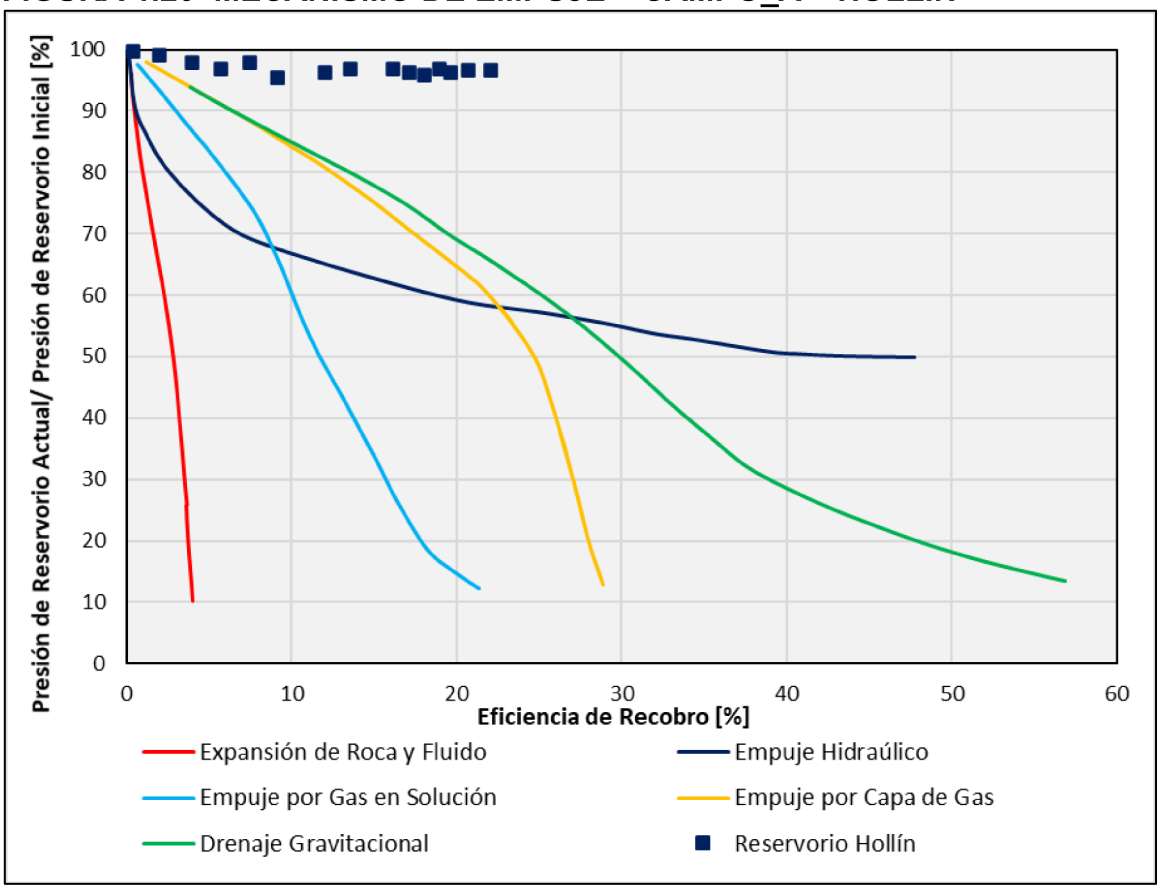
Fuente: Gamboa, 2019; Operaciones Campo _A, 2019

1.5.2.1 Mecanismo de Empuje de Producción

Los datos históricos de presión estática del reservorio graficados en función a la eficiencia de recobro muestran los mecanismos de empuje en los reservorios. Para el caso del Campo_A en el reservorio Hollín (Figura 1.20), se puede observar un mecanismo de empuje hidráulico producto del acuífero de fondo que mantiene la

presión inicial sobre la presión del reservorio actual en valores superiores al 95%. Según Gamboa (2019), el desarrollo de un reservorio influenciado por un acuífero de fondo se asemeja a la figura 1.20.

FIGURA 1.20 MECANISMO DE EMPUJE – CAMPO_A – HOLLÍN



Fuente: Gamboa, 2019; Operaciones Campo _A, 2019

CAPÍTULO 2

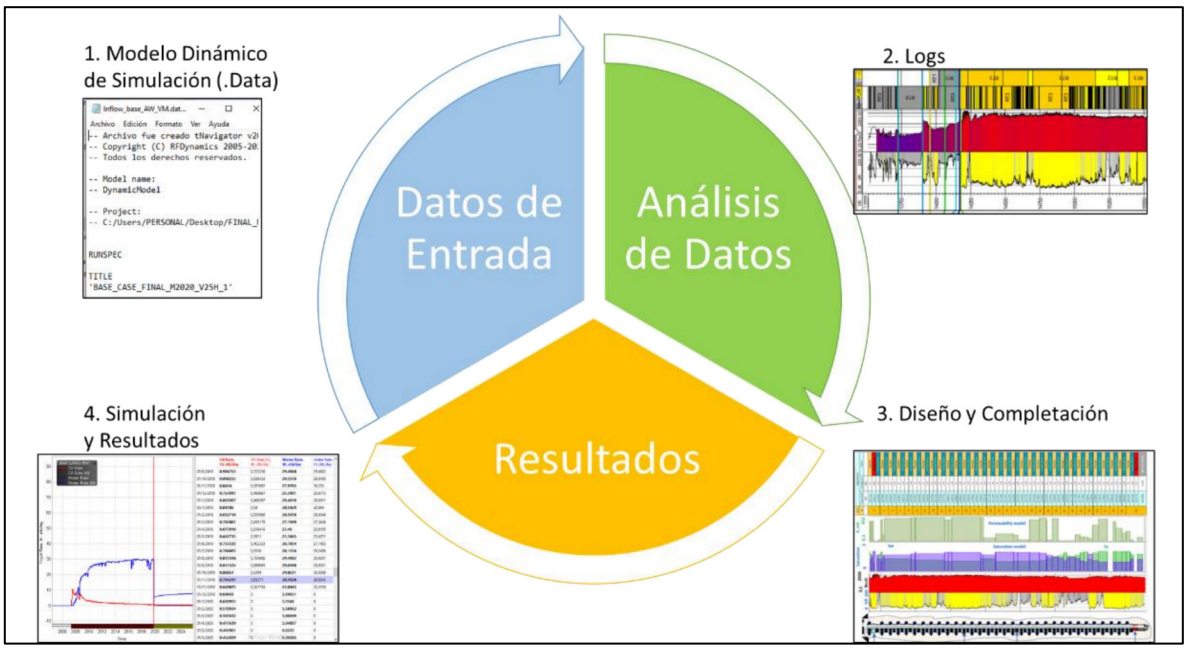
METODOLOGÍA

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente estudio se desarrolló bajo una metodología comparativa – descriptiva, pues analiza y compara la producción que tendrá un pozo al ser completado con tecnología AICV y completado a agujero abierto. Para eso, se realizó un análisis en base al histórico de producción de un pozo de un campo maduro del oriente ecuatoriano. Con el fin de determinar la posición en que los AICVs serán instalados dentro del intervalo productor, fue necesario realizar una simulación matemática de pozo ajustado a historia. A partir de ello, se determinó zonas con mayor afluencia de fluidos no deseados a lo largo de la sección horizontal del pozo. El diseño propuesto de completación se lo realizó en Diseñador de Pozos, una aplicación que posee TNAVIGATOR y finalmente se ejecutó una simulación de un pozo completado con tecnología AICV en el simulador de reservorios TNAVIGATOR.

La figura 2.1 representa el flujo de trabajo realizado en este estudio para el correspondiente diseño de completación del pozo P-10 con tecnología AICV.

FIGURA 2.1 FLUJO DE TRABAJO PARA DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN CON AICV



Fuente: Andrade et al., 2012; Das & Al-Enezi, 2014; Dowlatabad, 2015; Eltaher et al., 2014.

2.2 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO P-10

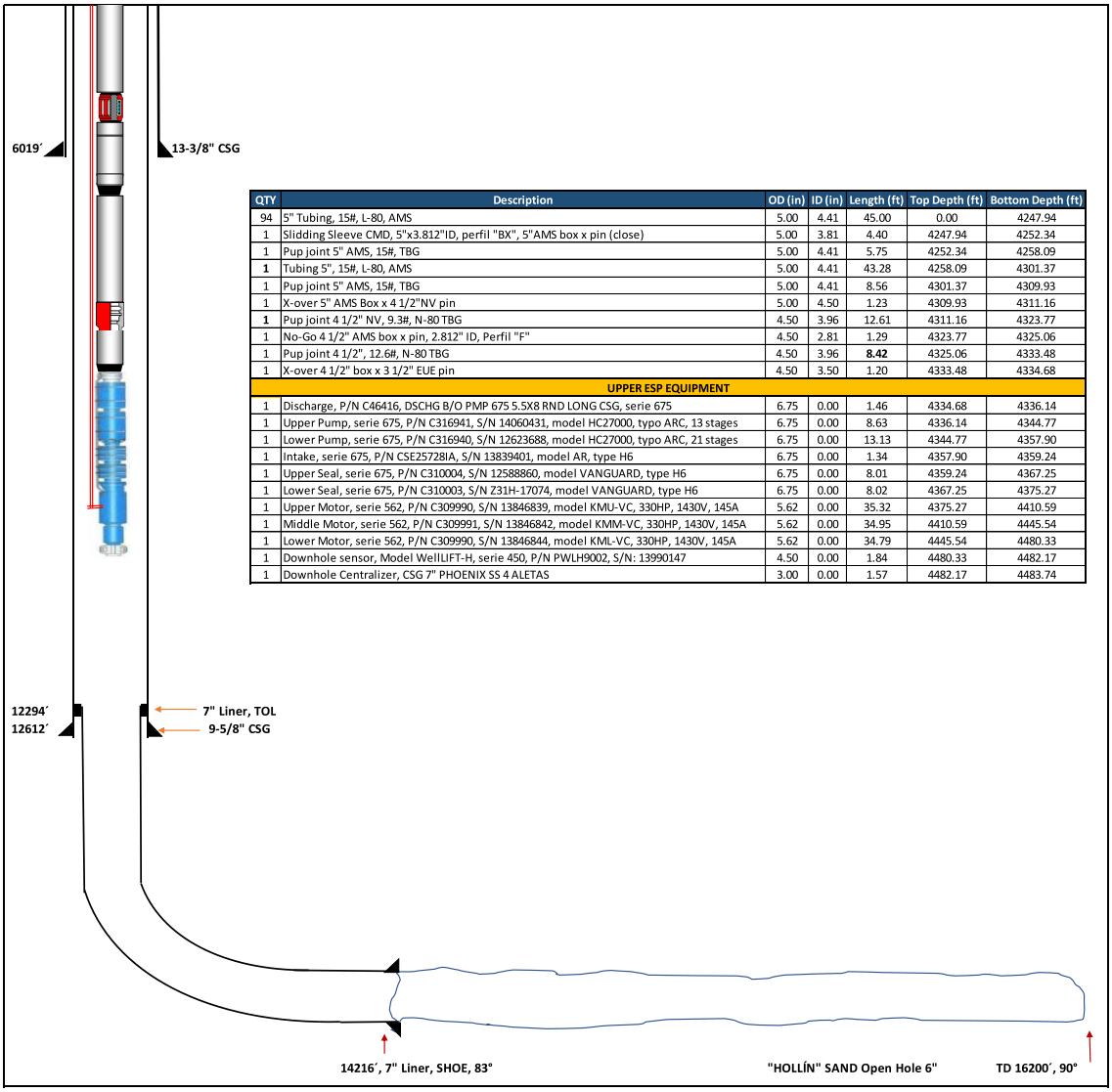
2.2.1 HISTORIAL DEL POZO P-10

El pozo P-10 es un pozo horizontal perforado en abril de 2007. Alcanzó una profundidad de 16200 ft MD / 11212 ft TVD. Actualmente, es uno de los pozos con mayor desplazamiento horizontal del Campo_A alcanzando 1984 ft MD de longitud a agujero abierto.

2.2.2 ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO P-10

La figura 2.2 muestra el estado mecánico actual del pozo P-10.

FIGURA 2.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO P-10



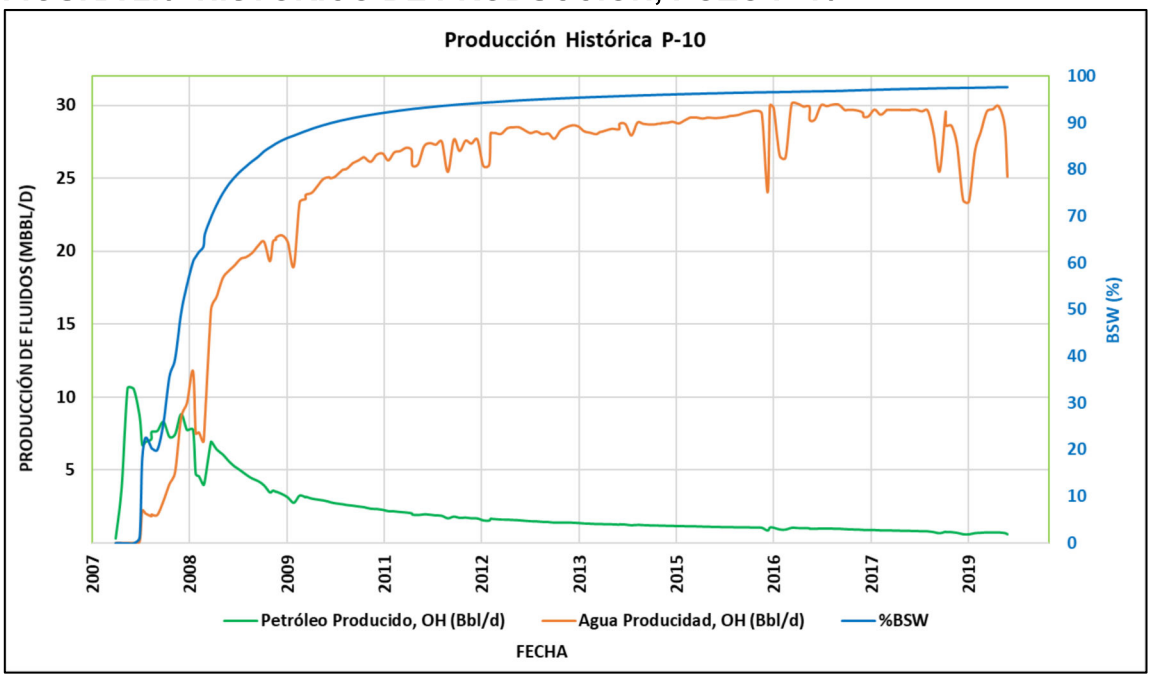
QTY	Description	OD (in)	ID (in)	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)
94	5" Tubing, 15#, L-80, AMS	5.00	4.41	45.00	0.00	4247.94
1	Slidding Sleeve CMD, 5"x3.812"ID, perfil "BX", 5"AMS box x pin (close)	5.00	3.81	4.40	4247.94	4252.34
1	Pup joint 5" AMS, 15#, TBG	5.00	4.41	5.75	4252.34	4258.09
1	Tubing 5", 15#, L-80, AMS	5.00	4.41	43.28	4258.09	4301.37
1	Pup joint 5" AMS, 15#, TBG	5.00	4.41	8.56	4301.37	4309.93
1	X-over 5" AMS Box x 4 1/2"NV pin	5.00	4.50	1.23	4309.93	4311.16
1	Pup joint 4 1/2" NV, 9.3#, N-80 TBG	4.50	3.96	12.61	4311.16	4323.77
1	No-Go 4 1/2" AMS box x pin, 2.812" ID, Perfil "F"	4.50	2.81	1.29	4323.77	4325.06
1	Pup joint 4 1/2", 12.6#, N-80 TBG	4.50	3.96	8.42	4325.06	4333.48
1	X-over 4 1/2" box x 3 1/2" EUE pin	4.50	3.50	1.20	4333.48	4334.68
	UPPER ESP EQUIPMENT					
1	Discharge, P/N C46416, DSCHG B/O PMP 675 5.5X8 RND LONG CSG, serie 675	6.75	0.00	1.46	4334.68	4336.14
1	Upper Pump, serie 675, P/N C316941, S/N 14060431, model HC27000, typo ARC, 13 stages	6.75	0.00	8.63	4336.14	4344.77
1	Lower Pump, serie 675, P/N C316940, S/N 12623688, model HC27000, typo ARC, 21 stages	6.75	0.00	13.13	4344.77	4357.90
1	Intake, serie 675, P/N CSE25728IA, S/N 13839401, model AR, type H6	6.75	0.00	1.34	4357.90	4359.24
1	Upper Seal, serie 675, P/N C310004, S/N 12588860, model VANGUARD, type H6	6.75	0.00	8.01	4359.24	4367.25
1	Lower Seal, serie 675, P/N C310003, S/N Z31H-17074, model VANGUARD, type H6	6.75	0.00	8.02	4367.25	4375.27
1	Upper Motor, serie 562, P/N C309990, S/N 13846839, model KMU-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	35.32	4375.27	4410.59
1	Middle Motor, serie 562, P/N C309991, S/N 13846842, model KMM-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	34.95	4410.59	4445.54
1	Lower Motor, serie 562, P/N C309990, S/N 13846844, model KML-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	34.79	4445.54	4480.33
1	Downhole sensor, Model WellLIFT-H, serie 450, P/N PWLH9002, S/N: 13990147	4.50	0.00	1.84	4480.33	4482.17
1	Downhole Centralizer, CSG 7" PHOENIX SS 4 ALETAS	3.00	0.00	1.57	4482.17	4483.74

Fuente: Operaciones Campo_A
Elaborado por: Cornejo, 2020

2.2.3 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO P-10

Como parte inicial del presente trabajo se realizó un análisis de productividad en base al histórico de producción del pozo P-10. Este pozo que produce de Hollín principal tuvo una producción inicial de 12000 bppd, con 0.1 %BSW. A 31 Octubre de 2019, la producción diaria de petróleo promedio fue de 500 bppd y 25252 bapd. El 100% de agua producida es re-inyectada por debajo del contacto agua petróleo. La tasa de producción histórica de agua y petróleo se muestra en la figura 2.3.

FIGURA 2.3 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN, POZO P-10



Fuente: Operaciones Campo_A, 2019; tNavigator, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

El pozo P-10 fue uno de los mejores pozos productores del Campo_A. Sin embargo, durante los últimos años se ha buscado una alternativa de mejora para que el pozo aumente la producción de petróleo y disminuya la producción de agua. Con el fin de reducir la gran cantidad de agua que aporta el Pozo P-10 se desarrolló un diseño de completación para que cumpla con los objetivos.

- **Restricción al agua de formación. -** La completación propuesta deberá restringir la mayor cantidad de agua de formación en zonas que presenten alta saturación de agua.

- **Reducción del corte de agua. -** Con la reducción en la producción de fluidos no deseados, se busca evitar llegar al límite de operatividad en temas de manejo de fluidos en superficie. Esto servirá de guía para que el operador del Campo_A perfore y desarrolle nuevos pozos.

2.3 APLICACIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMAS, AICV

2.3.1 AJUSTE A HISTORIA DEL POZO P-10

Para determinar zonas con mayor afluencia de fluidos no deseados en todo el intervalo productor, fue fundamental ejecutar una simulación matemática del pozo P-10 ajustada a historia. Para el ajuste entre el histórico de producción y la simulación matemática se empezó con una base simulada de la arenisca Hollín que había desarrollado la operadora del Campo_A. Además, para complementar el análisis de zonas con mayor aporte, fue necesario tener en consideración el tipo de roca por la cual atraviesa el pozo, por tal motivo se evaluó las características petrofísicas del pozo mediante los registros eléctricos. En base a ello, fue posible determinar el grado de heterogeneidad que posee el reservorio en toda la longitud horizontal del pozo P-10.

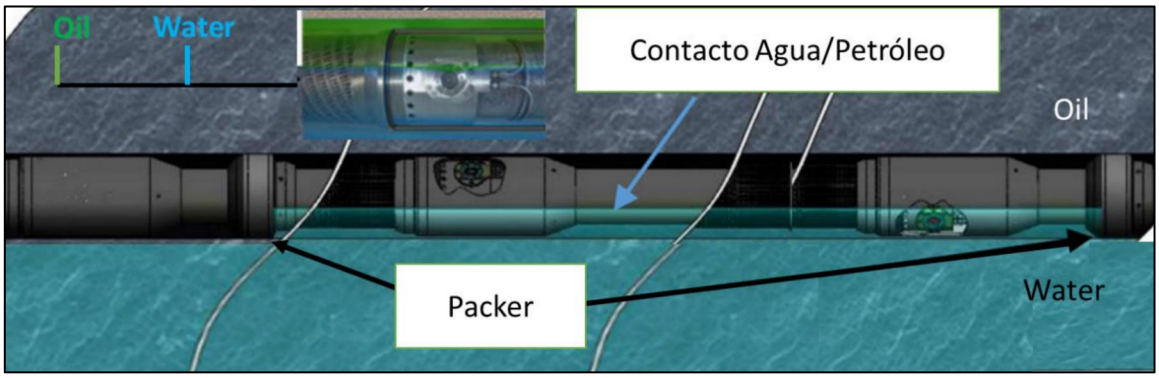
Los registros eléctricos indican que la arena es homogénea. Sin embargo, se evidenció una zona sucia bajo la sección horizontal del pozo, esta zona sucia corresponde a una barrera lutitica que no es un sello. La tabla 1.6 muestra las principales características del Campo_A y la figura 2.5 muestra la parte litológica que presenta el pozo P-10.

2.3.2 UBICACIÓN DEL AICV EN EL INTERVALO PRODUCTOR

Los AICVs se ubicaron en función de los modelos de permeabilidad y saturación de fluidos (agua/petróleo) presentes en el intervalo productor del pozo P-10. La figura 2.4 muestra un escenario realista de distribución de un AICV Dual en una zona saturada de agua y petróleo.

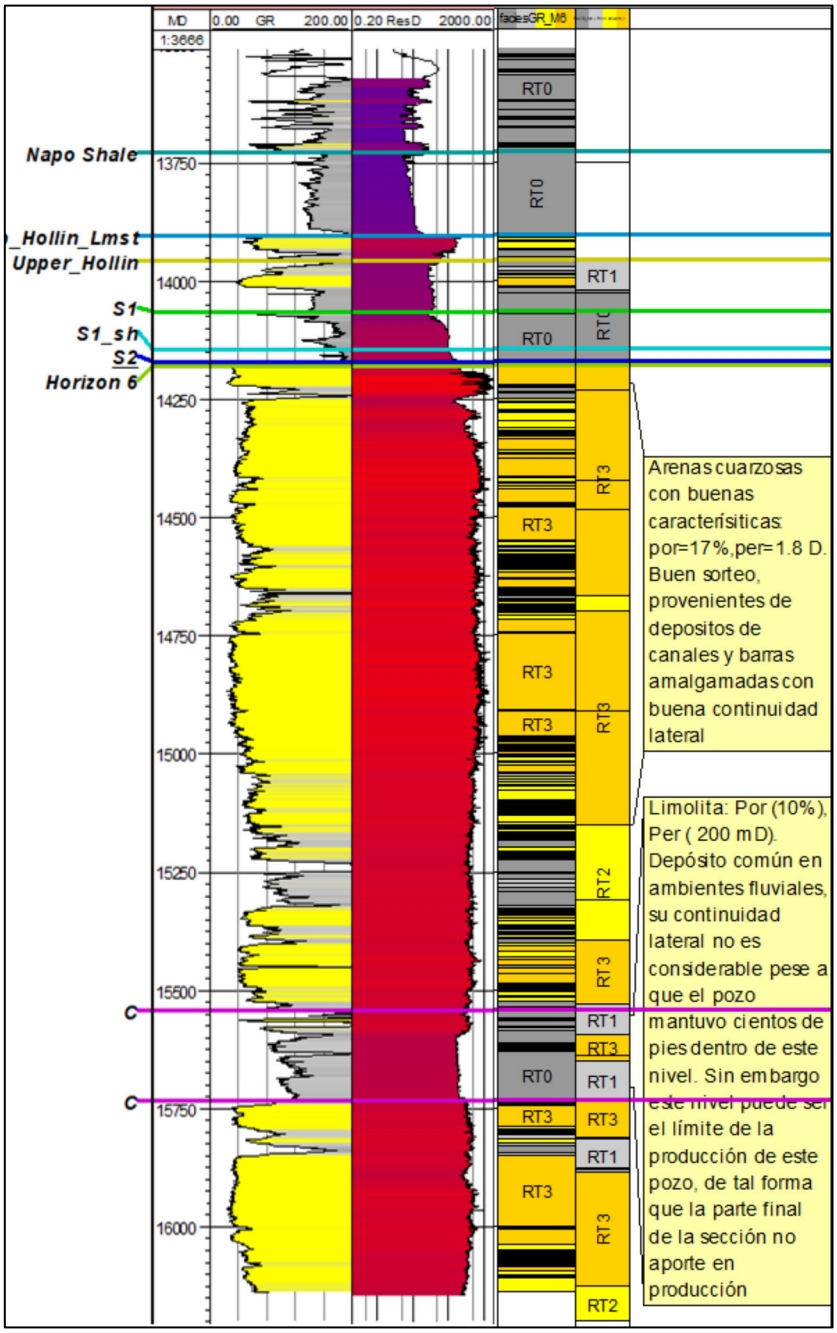
Para este estudio se considera que la orientación dispuesta por cada AICV depende específicamente del grado de restricción deseada a la producción de fluidos no deseados y al mismo tiempo al mejoramiento en la eficiencia de barrido en otras zonas saturadas de petróleo, a lo largo del intervalo productor a agujero abierto. Es por ello por lo que se eligió una distribución de completación con AICV Dual para el pozo P-10 similar al de la figura 2.4.

FIGURA 2.4 DISTRIBUCIÓN DE UN AICV DUAL EN EL INTERVALO PRODUCTOR



Fuente: Aakre et al., 2014; Eltaher, 2017

FIGURA 2.5 PARTE LITOLÓGICA DEL POZO P-10



Fuente: Operaciones Campo_A, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

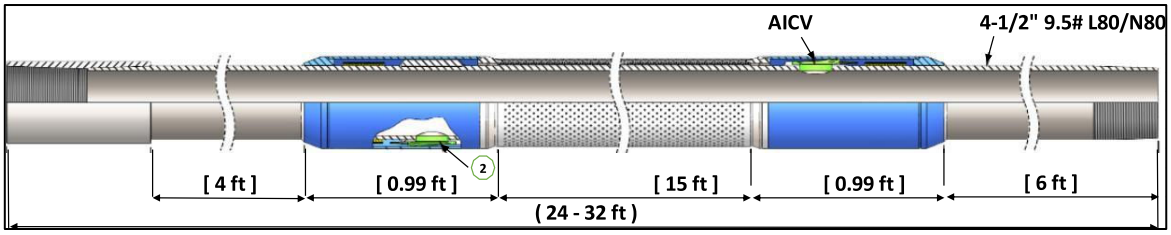
CAPÍTULO 3

DISEÑO DE COMPLETACIÓN PROPUESTO (POZO P-10)

3.1 INTRODUCCIÓN

El estudio propuso dos casos de completación con tecnología AICV para el pozo P-10. Estas completaciones fueron diseñadas para restringir la mayor cantidad de producción de fluidos no deseados provenientes de zonas con alta saturación de agua. Por tal motivo, fue necesario analizar los resultados obtenidos de la simulación matemática del pozo P-10 y el grado de heterogeneidad que posee el reservorio. Además, para una mejor restricción a fluidos no deseados se consideró instalar AICVs Duales (Figura 3.1) en todo el intervalo productor.

FIGURA 3.1 DUAL - AICV



Fuente: Ismail, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

3.2 CASO 1

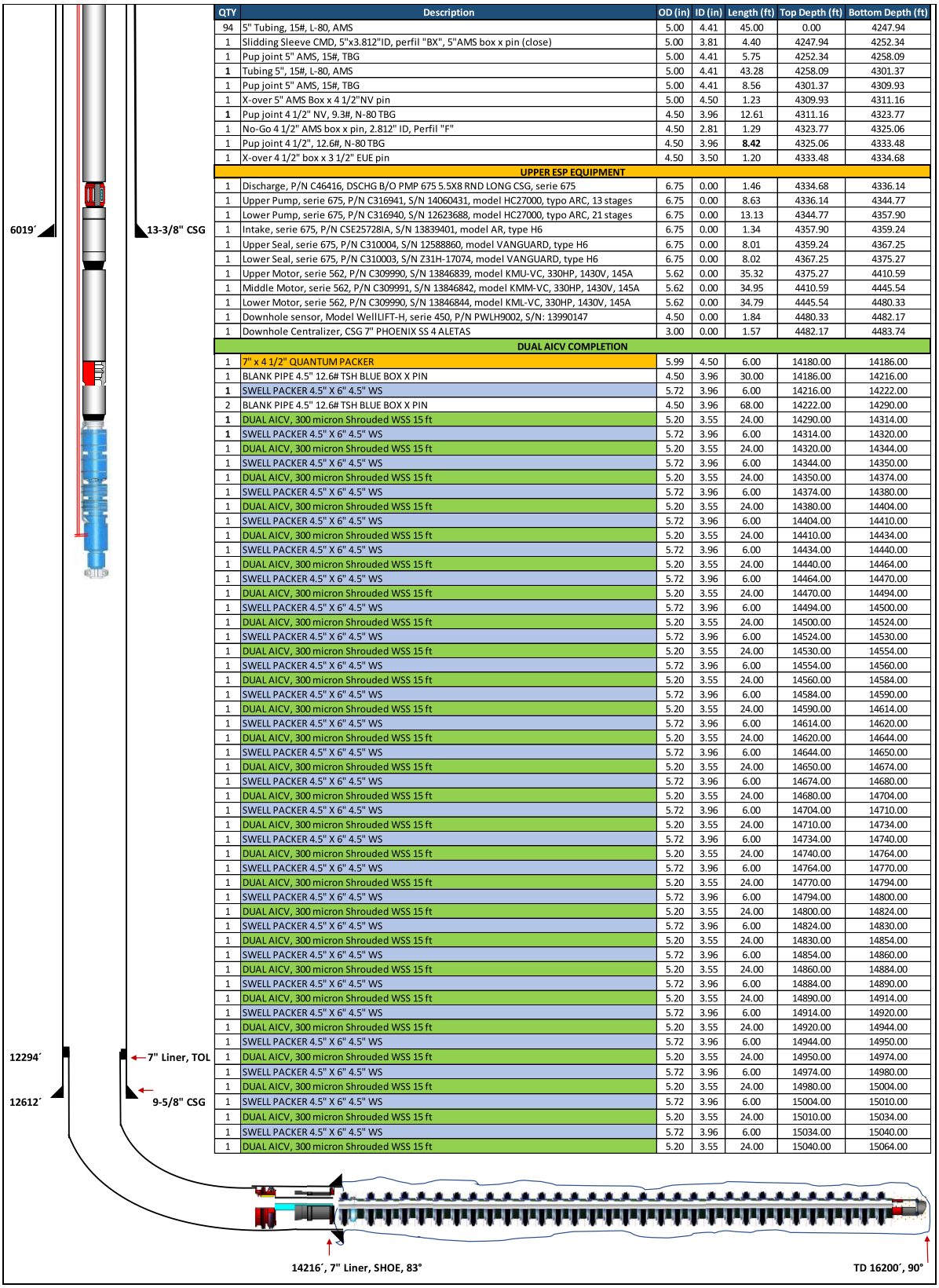
Para este caso se consideró instalar 63 AICVs duales (126 AICVs en total) distribuidos uniformemente en 65 compartimentos mediante el uso de empacaduras hinchables. La tabla 3.1 detalla la tubería instalada en el pozo P-10. La figura 3.2 indica el diseño y el diagrama mecánico propuesto para el pozo P-10 con tecnología AICV en el presente caso.

TABLA 3.1 TUBERÍA INSTALADA EN EL POZO P-10

CASING DATA									
Type	**OD**	**Weight**	**Grade**	**ID**	**Drift ID**	**Connection**	**Top Depth**	**Bottom Depth**	**Length**
	in	**lbm/ft**		**in**	**in**		**ft**	**ft**	**ft**
Casing	13-3/8	68	P-110	12.415	12.259	AMS	0	6019	6019
Casing	9-5/8	47	P-110	8.681	8.525	AMS	0	12612	12612
Casing	7	29	P-110	6.184	6.059	AMS	12294	14216	1922
OPEN HOLE									
OPEN HOLE	6	-	-	-	-	-	14216	16200	1984

Fuente: Operaciones Campo_A, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

FIGURA 3.2 DISEÑO DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA EL POZO P-10, CASO 1



QTY	Description	OD (in)	ID (in)	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)
94	5" Tubing, 15#, L-80, AMS	5.00	4.41	45.00	0.00	4247.94
1	Slidding Sleeve CMD, 5"x3.812"ID, perfil "BX", 5"AMS box x pin (close)	5.00	3.81	4.40	4247.94	4252.34
1	Pup joint 5" AMS, 15#, TBG	5.00	4.41	5.75	4252.34	4258.09
1	Tubing 5", 15#, L-80, AMS	5.00	4.41	43.28	4258.09	4301.37
1	Pup joint 5" AMS, 15#, TBG	5.00	4.41	8.56	4301.37	4309.93
1	X-over 5" AMS Box x 4 1/2"NV pin	5.00	4.50	1.23	4309.93	4311.16
1	Pup joint 4 1/2" NV, 9.3#, N-80 TBG	4.50	3.96	12.61	4311.16	4323.77
1	No-Go 4 1/2" AMS box x pin, 2.812" ID, Perfil "F"	4.50	2.81	1.29	4323.77	4325.06
1	Pup joint 4 1/2", 12.6#, N-80 TBG	4.50	3.96	8.42	4325.06	4333.48
1	X-over 4 1/2" box x 3 1/2" EUE pin	4.50	3.50	1.20	4333.48	4334.68
	UPPER ESP EQUIPMENT					
1	Discharge, P/N C46416, DSCHG B/O PMP 675 5.5X8 RND LONG CSG, serie 675	6.75	0.00	1.46	4334.68	4336.14
1	Upper Pump, serie 675, P/N C316941, S/N 14060431, model HC27000, typo ARC, 13 stages	6.75	0.00	8.63	4336.14	4344.77
1	Lower Pump, serie 675, P/N C316940, S/N 12623688, model HC27000, typo ARC, 21 stages	6.75	0.00	13.13	4344.77	4357.90
1	Intake, serie 675, P/N CSE25728IA, S/N 13839401, model AR, type H6	6.75	0.00	1.34	4357.90	4359.24
1	Upper Seal, serie 675, P/N C310004, S/N 12588860, model VANGUARD, type H6	6.75	0.00	8.01	4359.24	4367.25
1	Lower Seal, serie 675, P/N C310003, S/N Z31H-17074, model VANGUARD, type H6	6.75	0.00	8.02	4367.25	4375.27
1	Upper Motor, serie 562, P/N C309990, S/N 13846839, model KMU-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	35.32	4375.27	4410.59
1	Middle Motor, serie 562, P/N C309991, S/N 13846842, model KMM-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	34.95	4410.59	4445.54
1	Lower Motor, serie 562, P/N C309990, S/N 13846844, model KML-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	34.79	4445.54	4480.33
1	Downhole sensor, Model WellLIFT-H, serie 450, P/N PWLH9002, S/N: 13990147	4.50	0.00	1.84	4480.33	4482.17
1	Downhole Centralizer, CSG 7" PHOENIX SS 4 ALETAS	3.00	0.00	1.57	4482.17	4483.74
	DUAL AICV COMPLETION					
1	7" x 4 1/2" QUANTUM PACKER	5.99	4.50	6.00	14180.00	14186.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	30.00	14186.00	14216.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14216.00	14222.00
2	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	68.00	14222.00	14290.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14290.00	14314.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14314.00	14320.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14320.00	14344.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14344.00	14350.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14350.00	14374.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14374.00	14380.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14380.00	14404.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14404.00	14410.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14410.00	14434.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14434.00	14440.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14440.00	14464.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14464.00	14470.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14470.00	14494.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14494.00	14500.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14500.00	14524.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14524.00	14530.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14530.00	14554.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14554.00	14560.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14560.00	14584.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14584.00	14590.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14590.00	14614.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14614.00	14620.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14620.00	14644.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14644.00	14650.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14650.00	14674.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14674.00	14680.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14680.00	14704.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14704.00	14710.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14710.00	14734.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14734.00	14740.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14740.00	14764.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14764.00	14770.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14770.00	14794.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14794.00	14800.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14800.00	14824.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14824.00	14830.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14830.00	14854.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14854.00	14860.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14860.00	14884.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14884.00	14890.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14890.00	14914.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14914.00	14920.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14920.00	14944.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14944.00	14950.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14950.00	14974.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14974.00	14980.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	14980.00	15004.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15004.00	15010.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15010.00	15034.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15034.00	15040.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15040.00	15064.00

FIGURA 3.2 CONTINUACIÓN

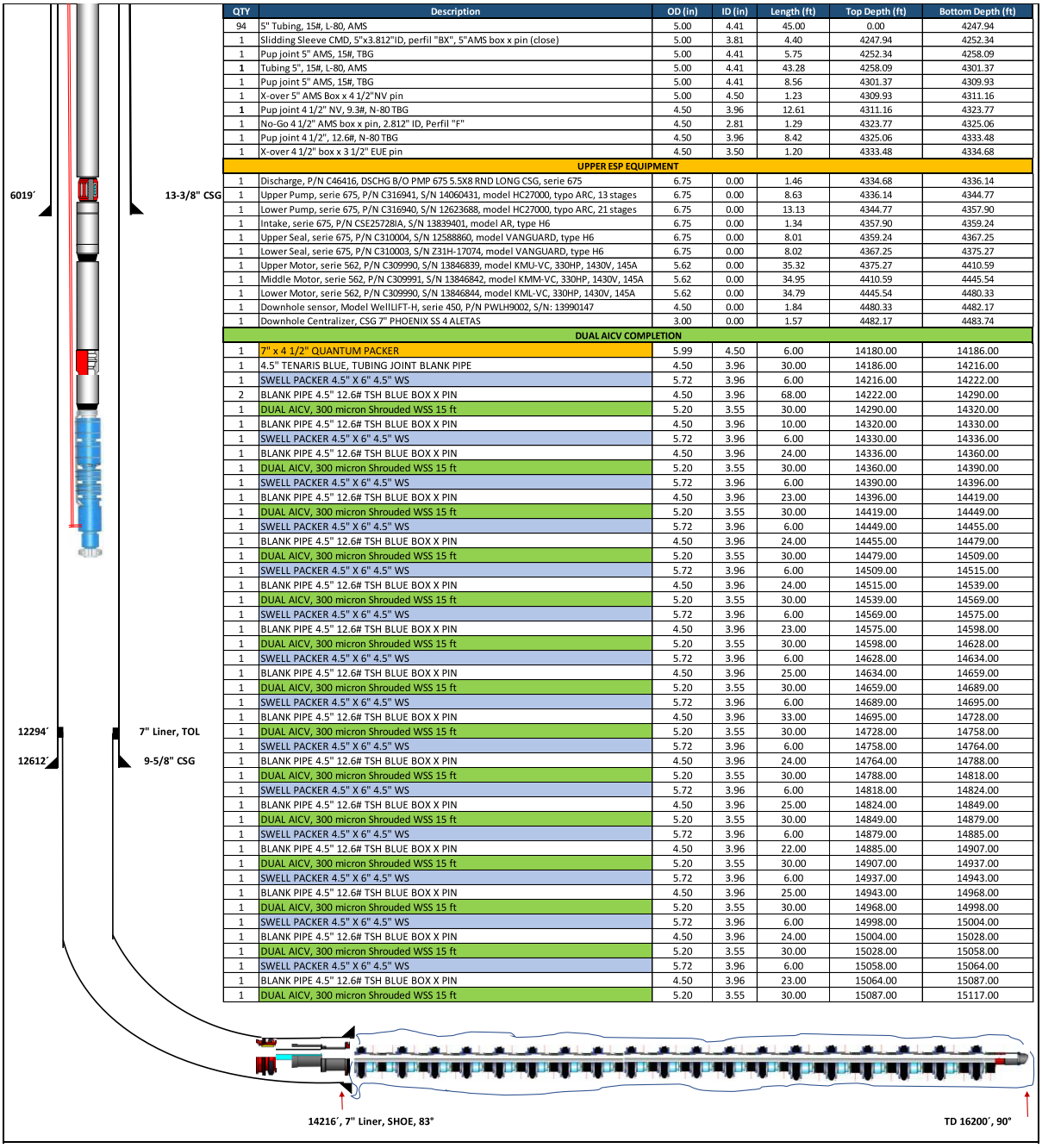
QTY	Description	OD (in)	ID (in)	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15064.00	15070.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15070.00	15094.00
2	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15094.00	15100.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15100.00	15124.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15124.00	15130.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15130.00	15154.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15154.00	15160.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15160.00	15184.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15184.00	15190.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15190.00	15214.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15214.00	15220.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15220.00	15244.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15244.00	15250.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15250.00	15274.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15274.00	15280.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15280.00	15304.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15304.00	15310.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15310.00	15334.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15334.00	15340.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15340.00	15364.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15364.00	15370.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15370.00	15394.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15394.00	15400.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15400.00	15424.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15424.00	15430.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15430.00	15454.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15454.00	15460.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15460.00	15484.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15484.00	15490.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15490.00	15514.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15514.00	15520.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15520.00	15544.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15544.00	15550.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15550.00	15574.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15574.00	15580.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15580.00	15604.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15604.00	15610.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15610.00	15634.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15634.00	15640.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15640.00	15664.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15664.00	15670.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15670.00	15694.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15694.00	15700.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15700.00	15724.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15724.00	15730.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15730.00	15754.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15754.00	15760.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15760.00	15784.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15784.00	15790.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15790.00	15814.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15814.00	15820.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15820.00	15844.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15844.00	15850.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15850.00	15874.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15874.00	15880.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15880.00	15904.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15904.00	15910.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15910.00	15934.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15934.00	15940.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15940.00	15964.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15964.00	15970.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	15970.00	15994.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15994.00	16000.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	16000.00	16024.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16024.00	16030.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	16030.00	16054.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16054.00	16060.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	16060.00	16084.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16084.00	16090.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	16090.00	16114.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16114.00	16120.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	16120.00	16144.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16144.00	16150.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	24.00	16150.00	16174.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	22.00	16174.00	16196.00
1	MULE SHOE 4 1/2" BTC box	5.00	N/A	1.65	16196.00	16197.65
	END OF ASSEMBLY					**16197.65**

Fuente: Operaciones Campo_A, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

3.3 CASO 2

En este caso se propone un diseño de completación que consiste en instalar uniformemente un total de 32 AICVs duales (64 AICVs en total) en el intervalo productor, 32 empacaduras hinchables y un Quantum Packer como parte de asilamiento zonal. La figura 3.3 muestra el diseño y el diagrama mecánico propuesto para el pozo P-10 con tecnología AICV en el presente caso.

FIGURA 3.3 DISEÑO DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA EL POZO P-10, CASO 2



QTY	Description	OD (in)	ID (in)	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)
94	5" Tubing, 15#, L-80, AMS	5.00	4.41	45.00	0.00	4247.94
1	Slidding Sleeve CMD, 5"x3.812"ID, perfil "BX", 5"AMS box x pin (close)	5.00	3.81	4.40	4247.94	4252.34
1	Pup joint 5" AMS, 15#, TBG	5.00	4.41	5.75	4252.34	4258.09
1	Tubing 5", 15#, L-80, AMS	5.00	4.41	43.28	4258.09	4301.37
1	Pup joint 5" AMS, 15#, TBG	5.00	4.41	8.56	4301.37	4309.93
1	X-over 5" AMS Box x 4 1/2"NV pin	5.00	4.50	1.23	4309.93	4311.16
1	Pup joint 4 1/2" NV, 9.3#, N-80 TBG	4.50	3.96	12.61	4311.16	4323.77
1	No-Go 4 1/2" AMS box x pin, 2.812" ID, Perfil "F"	4.50	2.81	1.29	4323.77	4325.06
1	Pup joint 4 1/2", 12.6#, N-80 TBG	4.50	3.96	8.42	4325.06	4333.48
1	X-over 4 1/2" box x 3 1/2" EUE pin	4.50	3.50	1.20	4333.48	4334.68
	UPPER ESP EQUIPMENT					
1	Discharge, P/N C46416, DSCHG B/O PMP 675 5.5X8 RND LONG CSG, serie 675	6.75	0.00	1.46	4334.68	4336.14
1	Upper Pump, serie 675, P/N C316941, S/N 14060431, model HC27000, typo ARC, 13 stages	6.75	0.00	8.63	4336.14	4344.77
1	Lower Pump, serie 675, P/N C316940, S/N 12623688, model HC27000, typo ARC, 21 stages	6.75	0.00	13.13	4344.77	4357.90
1	Intake, serie 675, P/N CSE25728IA, S/N 13839401, model AR, type H6	6.75	0.00	1.34	4357.90	4359.24
1	Upper Seal, serie 675, P/N C310004, S/N 12588860, model VANGUARD, type H6	6.75	0.00	8.01	4359.24	4367.25
1	Lower Seal, serie 675, P/N C310003, S/N Z31H-17074, model VANGUARD, type H6	6.75	0.00	8.02	4367.25	4375.27
1	Upper Motor, serie 562, P/N C309990, S/N 13846839, model KMU-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	35.32	4375.27	4410.59
1	Middle Motor, serie 562, P/N C309991, S/N 13846842, model KMM-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	34.95	4410.59	4445.54
1	Lower Motor, serie 562, P/N C309990, S/N 13846844, model KML-VC, 330HP, 1430V, 145A	5.62	0.00	34.79	4445.54	4480.33
1	Downhole sensor, Model WellLIFT-H, serie 450, P/N PWLH9002, S/N: 13990147	4.50	0.00	1.84	4480.33	4482.17
1	Downhole Centralizer, CSG 7" PHOENIX SS 4 ALETAS	3.00	0.00	1.57	4482.17	4483.74
	DUAL AICV COMPLETION					
1	7" x 4 1/2" QUANTUM PACKER	5.99	4.50	6.00	14180.00	14186.00
1	4.5" TENARIS BLUE, TUBING JOINT BLANK PIPE	4.50	3.96	30.00	14186.00	14216.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14216.00	14222.00
2	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	68.00	14222.00	14290.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14290.00	14320.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	10.00	14320.00	14330.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14330.00	14336.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	14336.00	14360.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14360.00	14390.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14390.00	14396.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	23.00	14396.00	14419.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14419.00	14449.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14449.00	14455.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	14455.00	14479.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14479.00	14509.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14509.00	14515.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	14515.00	14539.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14539.00	14569.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14569.00	14575.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	23.00	14575.00	14598.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14598.00	14628.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14628.00	14634.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	25.00	14634.00	14659.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14659.00	14689.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14689.00	14695.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	33.00	14695.00	14728.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14728.00	14758.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14758.00	14764.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	14764.00	14788.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14788.00	14818.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14818.00	14824.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	25.00	14824.00	14849.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14849.00	14879.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14879.00	14885.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	22.00	14885.00	14907.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14907.00	14937.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14937.00	14943.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	25.00	14943.00	14968.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	14968.00	14998.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	14998.00	15004.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	15004.00	15028.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15028.00	15058.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15058.00	15064.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	23.00	15064.00	15087.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15087.00	15117.00

FIGURA 3.3 CONTINUACIÓN

QTY	Description	OD (in)	ID (in)	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15117.00	15123.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	15123.00	15147.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15147.00	15177.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15177.00	15183.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	25.00	15183.00	15208.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15208.00	15238.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15238.00	15244.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	15244.00	15268.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15268.00	15298.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15298.00	15304.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	23.00	15304.00	15327.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15327.00	15357.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15357.00	15363.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	24.00	15363.00	15387.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15387.00	15417.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15417.00	15423.00
1	BLANK PIPE 4.5" 12.6# TSH BLUE BOX X PIN	4.50	3.96	25.00	15423.00	15448.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15448.00	15478.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15478.00	15484.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	23.00	15484.00	15507.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15507.00	15537.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15537.00	15543.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	24.00	15543.00	15567.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15567.00	15597.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15597.00	15603.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	24.00	15603.00	15627.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15627.00	15657.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15657.00	15663.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	24.00	15663.00	15687.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15687.00	15717.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15717.00	15723.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	25.00	15723.00	15748.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15748.00	15778.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15778.00	15784.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	23.00	15784.00	15807.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15807.00	15837.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15837.00	15843.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	24.00	15843.00	15867.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15867.00	15897.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15897.00	15903.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	24.00	15903.00	15927.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15927.00	15957.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	15957.00	15963.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	25.00	15963.00	15988.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	15988.00	16018.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16018.00	16024.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	25.00	16024.00	16049.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	16049.00	16079.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16079.00	16085.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	24.00	16085.00	16109.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	16109.00	16139.00
1	SWELL PACKER 4.5" X 6" 4.5" WS	5.72	3.96	6.00	16139.00	16145.00
1	DUAL AICV, 300 micron Shrouded WSS 15 ft	5.20	3.55	30.00	16145.00	16175.00
1	BLANK PIPE 4.5", 12.6#, TSH BLUE BOX XPIN	4.50	3.96	18.00	16175.00	16193.00
1	MULE SHOE 4 1/2" BTC box	5.00	N/A	1.65	16193.00	16194.65
END OF ASSEMBLY						**16194.65**

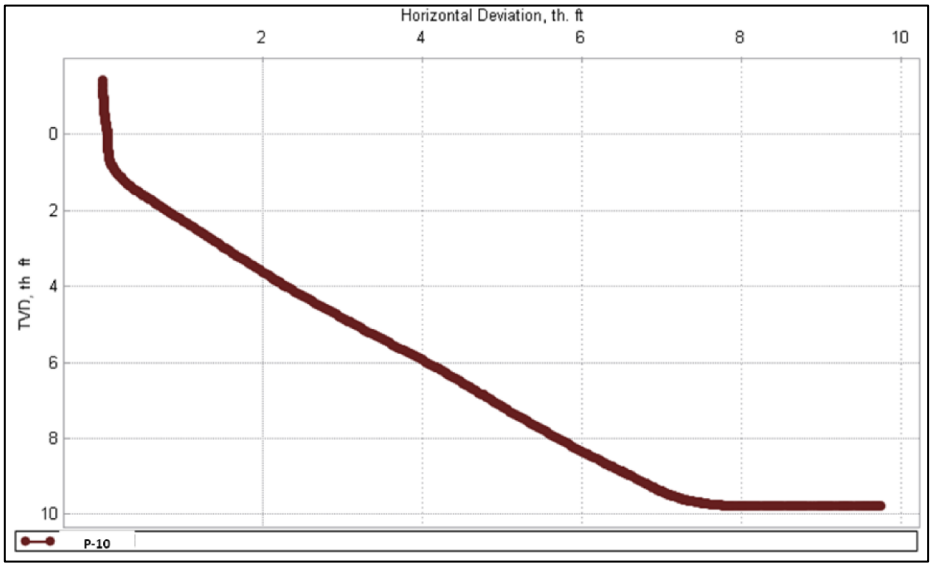
Fuente: Operaciones Campo_A, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

3.4 COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV EN DISEÑADOR DE POZOS - TNAVIGATOR

Para simular las completaciones propuestas del pozo P-10 (Caso 1 y Caso 2) en el simulador de reservorio TNAVIGATOR, es necesario realizar el diseño de completación del pozo P-10 en una aplicación de TNAVIGATOR llamada Diseñador de Pozos (tNavigator 20.1, 2020). A continuación, se detalla de forma general como se completa un pozo con tecnología AICV en dicha aplicación.

a) Cargar la trayectoria del pozo P-10: como parte inicial se carga la trayectoria del pozo. La figura 3.4 indica la trayectoria del pozo P-10 en la aplicación Diseñador de Pozos.

FIGURA 3.4 TRAYECTORIA DEL POZO P-10 EN DISEÑADOR DE POZO, TNAVIGATOR



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

b) Se procede a construir la completación propuesta del pozo P-10. Los principales componentes de fondo para esta completación fueron: casing, tubing, packer y AICVs. Cuando se instala un tubing en la completación de un pozo es necesario marcar la opción Bull Plug, de esta manera se establece que la entrada del fluido al pozo sea específicamente solo a través de los dispositivos de control de influjo, en este caso AICV (Tabla 3.2) (tNavigator 20.1, 2020).

TABLA 3.2 PARÁMETROS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, POZO P-10

Tubing 1

	Bottom (MD), ft	Inside Diameter, ft	Outside Diameter, ft	Inside Roughness, ft	Outside Roughness, ft	Bull Plug	Catalog
1	16199	0,29566	0,333	2e-05	2e-05	☑	...

Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

c) Instalar los AICVs, cuando se instalan estas válvulas autónomas se crea una tabla (Tabla 3.3) donde se especifica la profundidad a la cual se desea instalar el AICV y, además, se debe introducir valores a ciertos parámetros del AICV. Estos valores comúnmente llamados parámetros de entrada del AICV deben ser suministrados por la compañía que oferta los diferentes dispositivos de control de influjo. En la siguiente sección se detalla cómo se determina estos valores para un AICV.

TABLA 3.3 PARÁMETROS DE ENTRADA DEL AICV

	Branch...	Object Type	Name	Property	base_mitad
1	0	AICV	AICV 1	Depth (MD)	14290
2	0	AICV	AICV 1	Strength of AICD a_{AICV}	0,000116
3	0	AICV	AICV 1	Length Of ICD	15
4	0	AICV	AICV 1	Density Of Calibration Fluid	62,2
5	0	AICV	AICV 1	Viscosity Of Calibration Fluid	1,5
6	0	AICV	AICV 1	Maximum Flow-Rate	
7	0	AICV	AICV 1	Volume Flow Rate Exponent x	3,45
8	0	AICV	AICV 1	Viscosity Function Exponent y	3,62

Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

d) Instalar empacaduras como parte del aislamiento zonal, en esta parte sólo se debe introducir la profundidad a la cual se desea instalar las empacaduras (Tabla 3.4).

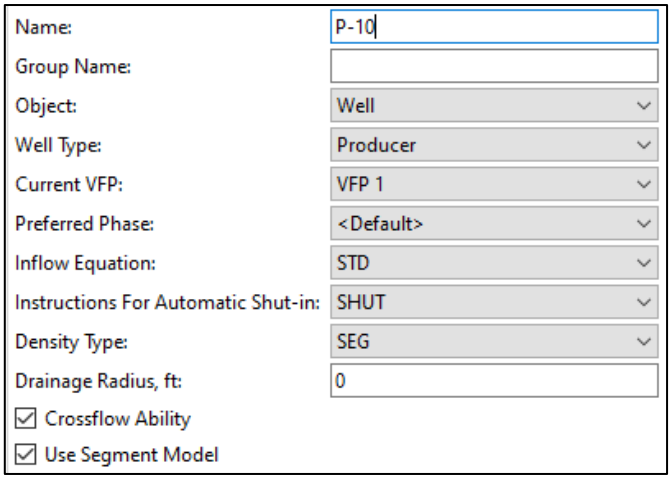
TABLA 3.4 PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE EMPACADURAS

	Name	Depth (MD), ft	Status
1	Packer 1	14216	Active

Fuentes: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

e) Establecer consideraciones básicas de pozo P-10: en este caso fue fundamental considerar que el pozo P-10 sea un pozo segmentado, pues dará un correcto modelado con AICV (Figura 3.5). Los demás se deja por defecto.

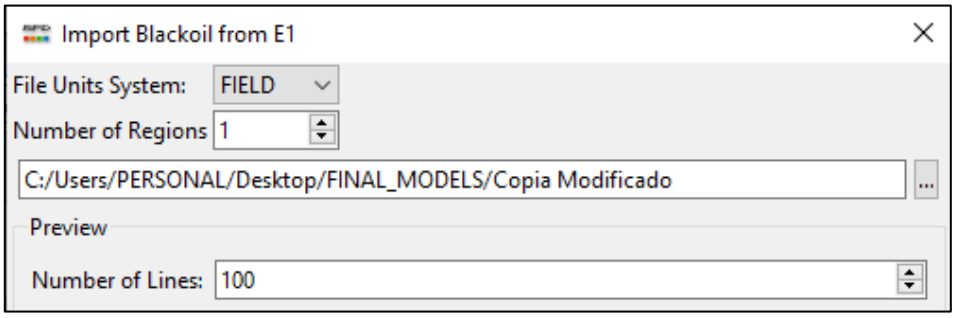
FIGURA 3.5 DATOS BÁSICOS DEL POZO P-10



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

f) Finalmente se procede a cargar los datos de fluido PVT para el pozo P-10. En este estudio se consideró utilizar un modelo Black Oil debido a que mediante este modelo se ajustó a historia el pozo. El simulador TNAVIGATOR calcula la caída de presión a través de un AICV en función del fluido que presenta el reservorio (Figura 3.6).

FIGURA 3.6 IMPORTACIÓN DEL TIPO DE FLUIDO A DISEÑADOR DE POZOS



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

3.4.1 PARÁMETROS DE ENTRADA DEL AICV EN TNAVIGATOR

Previo a realizar una corrida de simulación del pozo P-10 completado con AICV en TNAVIGATOR, es fundamental establecer ciertos valores a los parámetros de entrada del AICV. Estos parámetros corresponden a: *"x", "y"* y *"a_{AICV}".*

Como se dijo en la sección (1.3.3.4.1. Comparación de curvas de rendimiento de flujo para: ICD, AICD y AICV) estos valores son el resultado de las pruebas monofásicas que cada compañía realiza a sus dispositivos cuando fluyen diferentes tipos fluidos a través de los dispositivos de control de influjo y que comúnmente generan las denominadas curvas de rendimiento de flujo. Para el Campo_ A las propiedades del fluido se detallan en la tabla 3.5.

TABLA 3.5 PROPIEDADES DE ROCA – FLUIDO

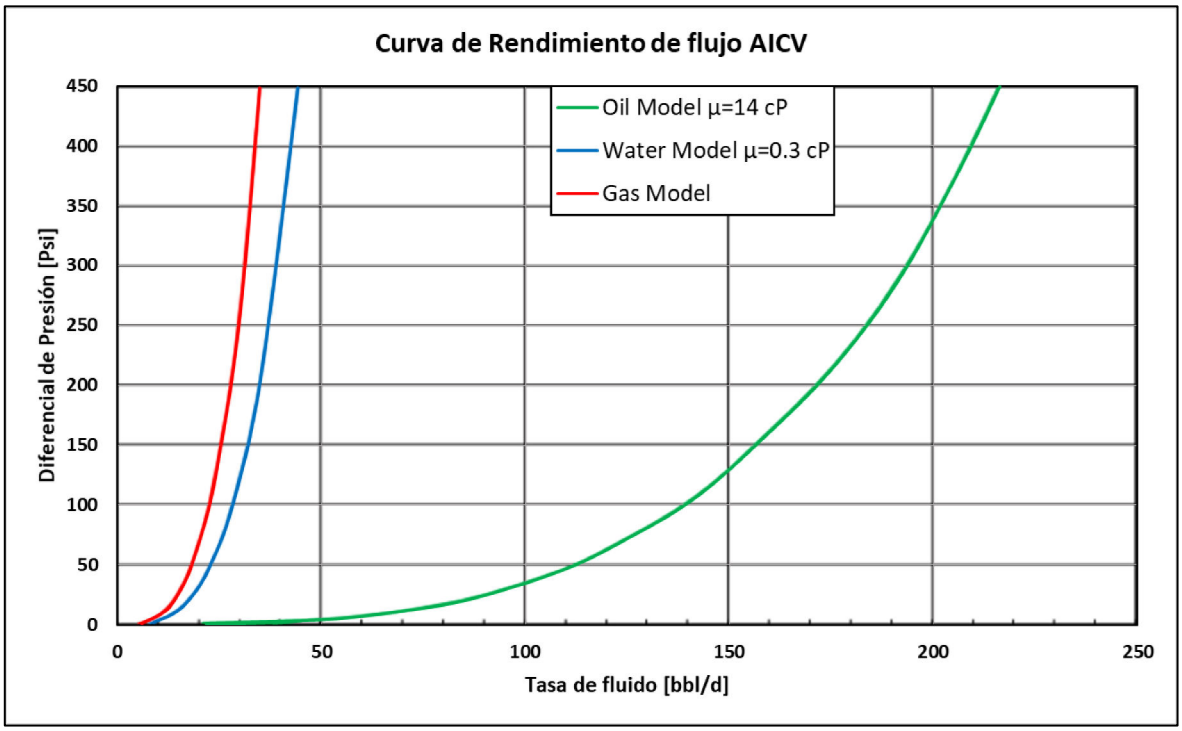
Parámetros de Reservorio		Unidad
Presión Reservorio	4996	psi
Temperatura Reservorio	215	°F
°API	19.1	°API
Viscosidad de Petróleo	14	cp
Densidad de agua @ condiciones de Reservorio	995	kg/m^3
Viscosidad de agua @ condiciones de Reservorio	0.3	cp

Fuente: Operaciones Campo_A, 2019
Elaborado por: Cornejo, 2020

En base a las propiedades de fluidos del Campo_A (Tabla 3.5), InflowControl líderes en suministrar herramientas para control de influjo como los AICV han desarrollo varias curvas de rendimiento de flujo para diferentes tipos de completación con AICV duales o simples; con más o menos restricción a fluidos no deseados. Solo InflowControl puede generar los valores a los parámetros de entrada para diferentes AICVs, pues utiliza una base de datos interna para predecir el rendimiento del AICV para un determinado fluido.

Debido a situaciones de manejo de información los valores de parámetros de entrada para la completaciones propuestas (Caso 1 y Caso 2) con AICV no fueron suministrados para este estudio. Sin embargo, la curva del rendimiento de flujo para los diferentes casos simulación si fue suministrada y; además, se encuentra en la bibliografía revisada y está representada por la figura 3.7. Esta curva de rendimiento de flujo se adapta perfectamente a las condiciones locales del Campo_A. Mediante el uso de esta figura 3.7 es posible determinar los valores correspondientes a los parámetros de entrada del AICV *("x", "y"* y *"a_{AICV}")* y poder realizar las simulaciones correspondientes.

FIGURA 3.7 CURVA DE RENDIMIENTO DE FLUJO DE UN AICV PARA EL CASO 1 Y CASO 2



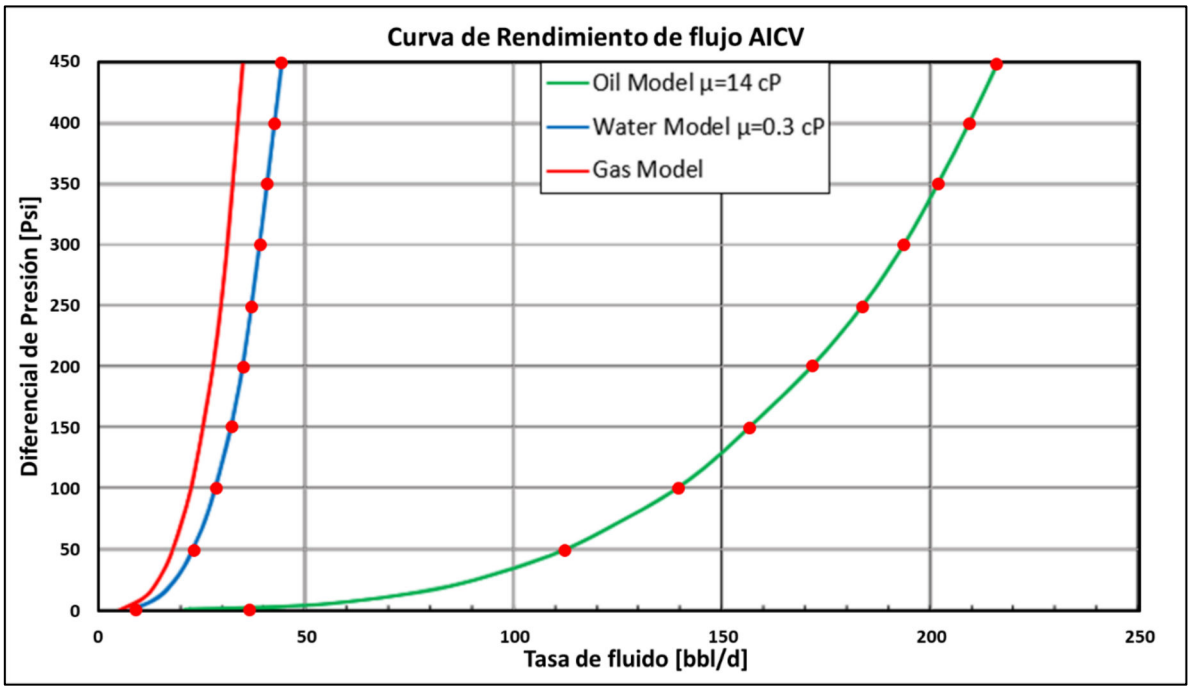
Fuente: InflowControl Making Better Wells, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

Varios pueden ser los métodos para hallar los valores de parámetros entrada para los AICVs. Sin embargo, para este estudio se ha desarrollado un flujo de trabajo considerando los estudios realizados por: Håland (2017), Mgimba (2018), Voll et al., (2014). A continuación, se describe el flujo de trabajo para determinar de forma aproximada los valores a los parámetros de entrada de los AICV de manera general.

a) Como parte inicial es fundamental tener las curvas de rendimiento de flujo de un AICV para un fluido en particular y de un campo en específico (Figura 3.7).

b) Obtener valores representativos de la curva de rendimiento de flujo para petróleo, gas y agua. Para ello fue necesario el uso de la aplicación WebPlotDigitizer, esta aplicación ayuda a obtener valores de diferentes tipos de gráficas (Figura 3.8).

FIGURA 3.8 RECOLECCIÓN DE PUNTOS A PARTIR DE LA CURVA DE RENDIMIENTO DE FLUJO



Fuente: InflowControl Making Better Wells, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

c) Una vez establecido los puntos de los diferentes tipos de curvas para petróleo, gas y agua (Tabla 3.6) se realiza los cálculos correspondientes.

TABLA 3.6 DATOS DE LA CURVA DE RENDIMIENTO DE FLUJO EN LA APLICACIÓN WEBPLOTDIGITIZER

Tasa de Producción de Fluido, q	Diferencial de Presión, dp		Tasa de Producción de Fluido, q	Diferencial de Presión, dp
bbl/d	psi		bbl/d	psi
Oil Model μ = 14 cp			Water Model μ = 0.3 cp	
36.14	1.08		9.01	1.08
112.13	49.64		23.02	49.64
139.31	100.36		28.36	100.36
156.44	150.00		32.13	151.08
171.48	200.72		34.87	199.64
183.58	249.28		36.91	249.28
193.42	300.00		38.95	300.00
201.71	49.64		40.65	349.64
209.12	399.28		42.34	399.28
215.67	447.84		44.04	448.92

Fuente: InflowControl Making Better Wells, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

d) Colocar ciertos valores de entrada necesarios antes de crear la función RCP, esto es, determinar las viscosidad y densidad del fluido de un campo

determinado (petróleo, gas y agua). También la densidad y viscosidad de fluido de calibración, generalmente es el agua a condiciones normales (Tabla 3.7). El gas no se consideró en este estudio debido a que la presión del reservorio está por encima de la presión de burbuja y la cantidad de gas producido es bajo.

TABLA 3.7 PARÁMETROS DE ENTRADA BÁSICOS PARA EL MODELO RCP

Parámetros de entrada del AICV		Unidad
ρ calibración	62.40	lb/ft^3
μ calibración	1.50	cp
ρ agua	62.12	lb/ft^3
μ agua	0.30	cp
ρ petróleo	58.36	lb/ft^3
μ petróleo	14.00	cp

Fuente: Håland, 2017; Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.
Elaborado por: Cornejo, 2020

e) Colocar valores arbitrarios en los parámetros de entrada correspondientes al AICV *("x", "y"* y *"a_{AICV}")*. En este punto los valores arbitrarios tomaron el valor de 1 (Tabla 3.8).

TABLA 3.8 PARÁMETROS DE ENTRADA PARA AICV, ("X", "Y" Y "a_{AICV}")

Parámetros de entrada del AICV		Unidad
ρ calibración	62.40	lb/ft^3
μ calibración	1.50	cp
Y	1.00	
X	1.00	
a_{AICV}	1.00	
ρ agua	62.12	lb/ft^3
μ agua	0.30	cp
ρ petróleo	58.36	lb/ft^3
μ petróleo	14.00	cp

Fuente: Håland, 2017; Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.
Elaborado por: Cornejo, 2020

f) Hallar la caída de presión en base a la función RCP.

$$\Delta P = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}}\right)\left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}}\right)^y a_{AICV}\, q^x \qquad (1.7)$$

g) Para determinar la densidad y viscosidad de la mezcla es necesario establecer las fracciones de agua y petróleo. Esto se obtiene de la ecuación 1. 5, ecuación 1. 6 y ecuación 1. 8. Para un modelo simplificado los valores de *"d, e"* serán de 1.

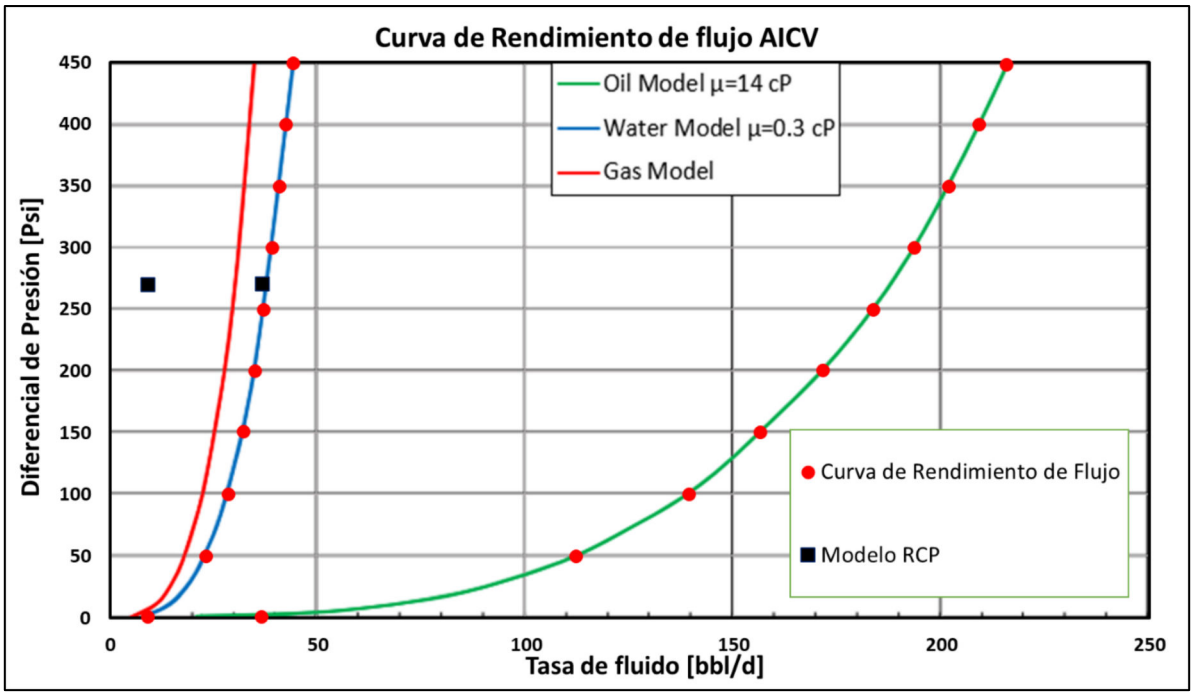
$$\rho_{mix} = \alpha_{oil}\,\rho_{oil} + \alpha_{water}\rho_{water} \qquad (1.5)$$

$$\mu_{mix} = \alpha_{oil}{}^d\,\mu_{oil} + \alpha_{water}{}^e\mu_{water} \qquad (1.6)$$

$$\alpha_o = \frac{q_o}{q_t};\ \alpha_w = \frac{q_w}{q_t} \qquad (1.8)$$

h) Realizar una gráfica de diferencial de presión en función del caudal de fluido con dos series, una serie será la gráfica original de curva de rendimiento de flujo y la otra serie será la gráfica de la curva generada por el modelo RCP. La figura 3.9 indica un desajuste entre el modelo RCP y la curva de rendimiento de flujo.

FIGURA 3.9 CURVA DE RENDIMIENTO DE FLUJO: PRUEBA EXPERIMENTAL - MODELO MATEMÁTICO RCP



Fuente: Håland, 2017; Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.
Elaborado por: Cornejo, 2020

i) Determinar el error que existe entre la caída de presión determinado por el modelo RCP y la caída de presión correspondiente a la curva de rendimiento de flujo.

$$(\Delta P_{curva\ de\ flujo} - \Delta P_{función\ RCP})$$

j) Elevar el error por cada caída de presión al cuadrado.

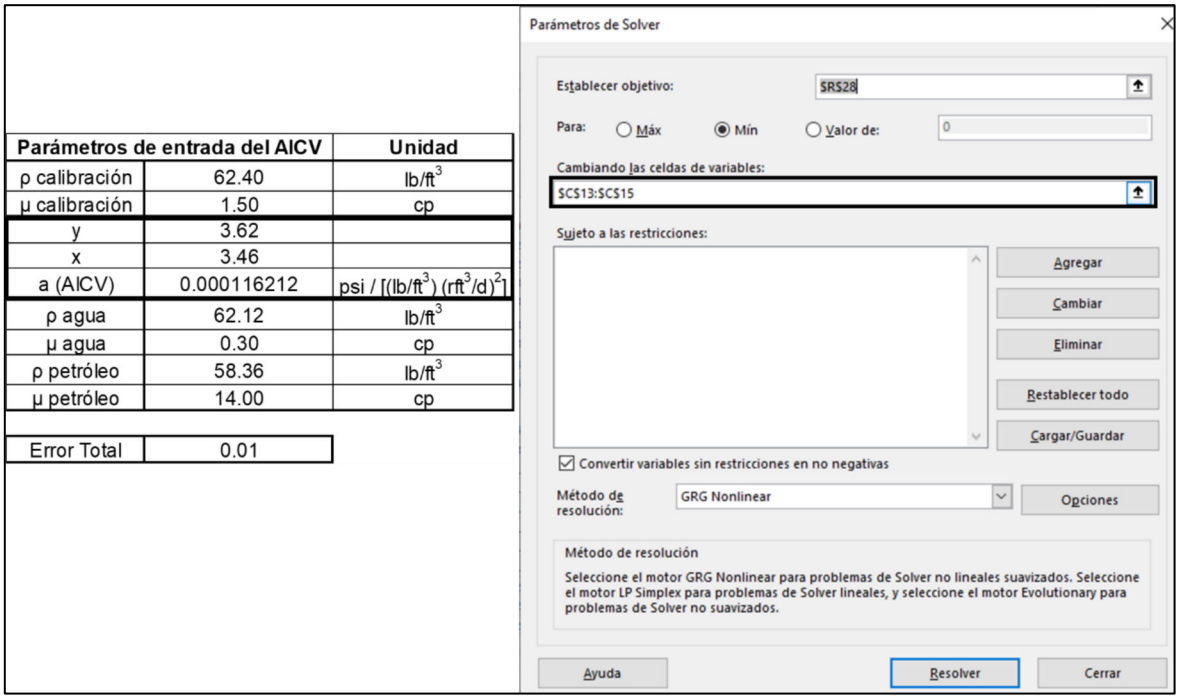
$$(\Delta P_{curva\ de\ flujo} - \Delta P_{función\ RCP})^2$$

k) Determinar el error total existente de todos los diferenciales de presión.

$$\sum_{i=1}^{n} (\Delta P_{curva\ de\ flujo} - \Delta P_{función\ RCP})^2$$

l) Una vez realizado el proceso de determinar la caída de presión utilizando el modelo RCP se procede a ajustar los valores resultados del modelo RCP a los valores reales de la curva de rendimiento de flujo. Para ello es necesario utilizar el uso de aplicación solver de Excel el cual ayuda a determinar los valores mínimos óptimos para ajustar las dos curvas (Figura 3.10).

FIGURA 3.10 AJUSTE DE CURVAS DE RENDIMIENTO DE FLUJO – MODELO RCP MEDIANTE SOLVER



Parámetros de entrada del AICV		Unidad
ρ calibración	62.40	lb/ft^3
μ calibración	1.50	cp
y	3.62	
x	3.46	
a (AICV)	0.000116212	$psi / [(lb/ft^3)(rft^3/d)^2]$
ρ agua	62.12	lb/ft^3
μ agua	0.30	cp
ρ petróleo	58.36	lb/ft^3
μ petróleo	14.00	cp
Error Total	0.01	

Fuente: Håland, 2017; Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.
Elaborado por: Cornejo, 2020

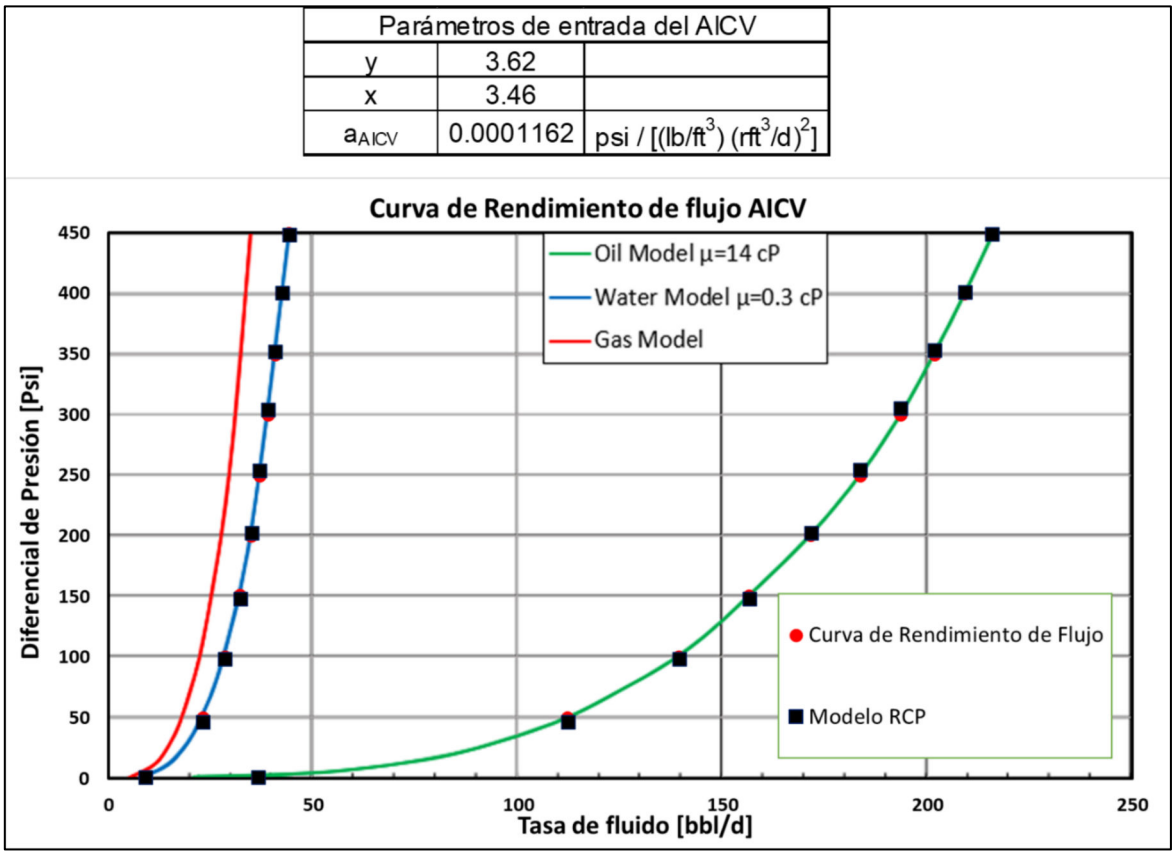
- En la opción establecer objetivo (Figura 3.10) se selecciona la celda que contiene la suma de todos los errores elevados al cuadrado, es decir, el error total.

- En la opción cambiando las celdas variables (Figura 3.10), se selecciona los valores de los parámetros de entrada del AICV al cual se desea ajustar (“x”, “y”, “a_{AICV}”).

La figura 3.11 muestra el ajuste que existe entre la curva de rendimiento de flujo y el modelo RCP. Además, en la parte superior de la figura 3.11 se muestra los valores por los cuales se ajustaron las dos curvas, estos valores deberán ser introducidos en la tabla 3.3 del AICV en el diseñador de pozos.

En el Anexo No 3 se describe mediante una figura el flujo de trabajo realizado en este estudio para obtener los parámetros de entrada para modelar los AICVs utilizando la curva de rendimiento de flujo y por revisión de la literatura referente a Válvulas de Control de Influjo Autónomas.

FIGURA 3.11 AJUSTE DE LA CURVA DE RENDIMIENTO DE FLUJO: EXPERIMENTAL- MODELO RCP



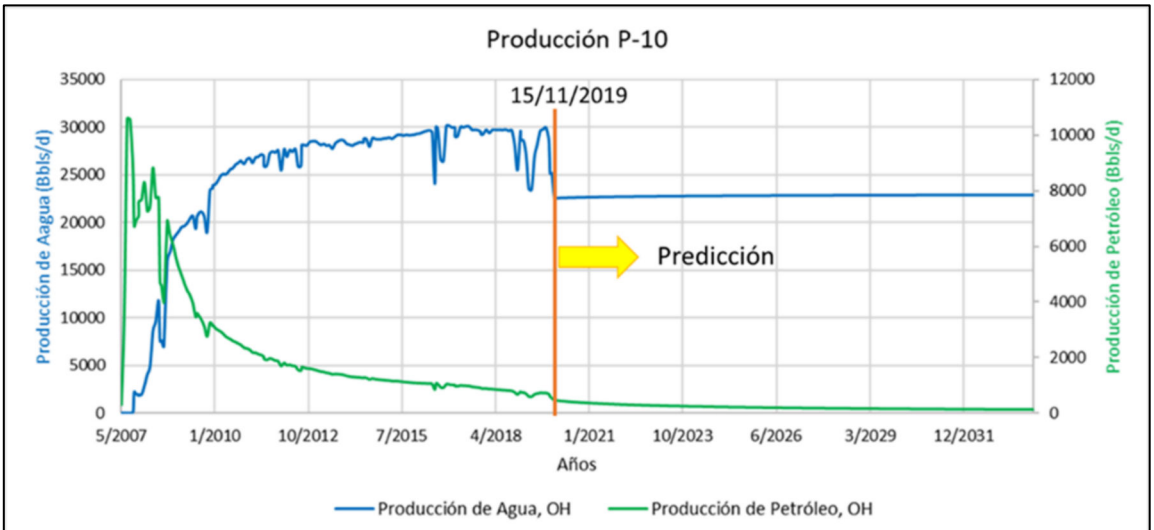
Fuente: Håland, 2017); Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.
Elaborado por: Cornejo, 2020

3.4.2 SIMULACIÓN DE COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV EN TNAVIGATOR

Para simular las completaciones propuestas en TNAVIGATOR es fundamental que el pozo (P-10) esté ajustado a historia en producción y presión. Esto se debe a que a partir de una determinada fecha el simulador va a predecir la producción que tendrá el pozo P-10 cuando se haya instalado los AICVs. De esta manera se asegura que la incertidumbre de los resultados obtenidos con respecto al pronóstico de producción de fluidos sea considerablemente baja. En el presente estudio se determinó que el pozo P-10 comience a producir a partir del 15 de Noviembre de 2019 con tecnología AICV, fecha a la cual se tiene data histórica de producción.

La figura 3.12 muestra la condición real de producción que presenta el pozo P-10. En la parte inferior de la figura 3.12 se muestra una tabla que indica los valores ajustados mediante el cual el simulador TNAVIGATOR se ajusta considerablemente a la producción real del pozo P-10. Esto indica que, una vez ajustado a historia la producción del pozo P-10, el simulador TNAVIGATOR procede a determinar el pronóstico de producción del pozo P-10 cuando es completado con AICVs para los diferentes casos de completación propuestos.

FIGURA 3.12 AJUSTE DE PRODUCCIÓN ENTRE AGUJERO ABIERTO Y SIMULADOR DE RESERVORIOS TNAVIGATOR



Fecha	Producción de Petróleo	Producción de Agua	Producción de Fluido	Corte de Agua
	bppd	bappd	bfpd	%
15-nov-19	602	25112	25714	97.66
tNavigator	669	25045	25714	97.40

Fuente: Håland, 2017; Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.
Elaborado por: Cornejo, 2020

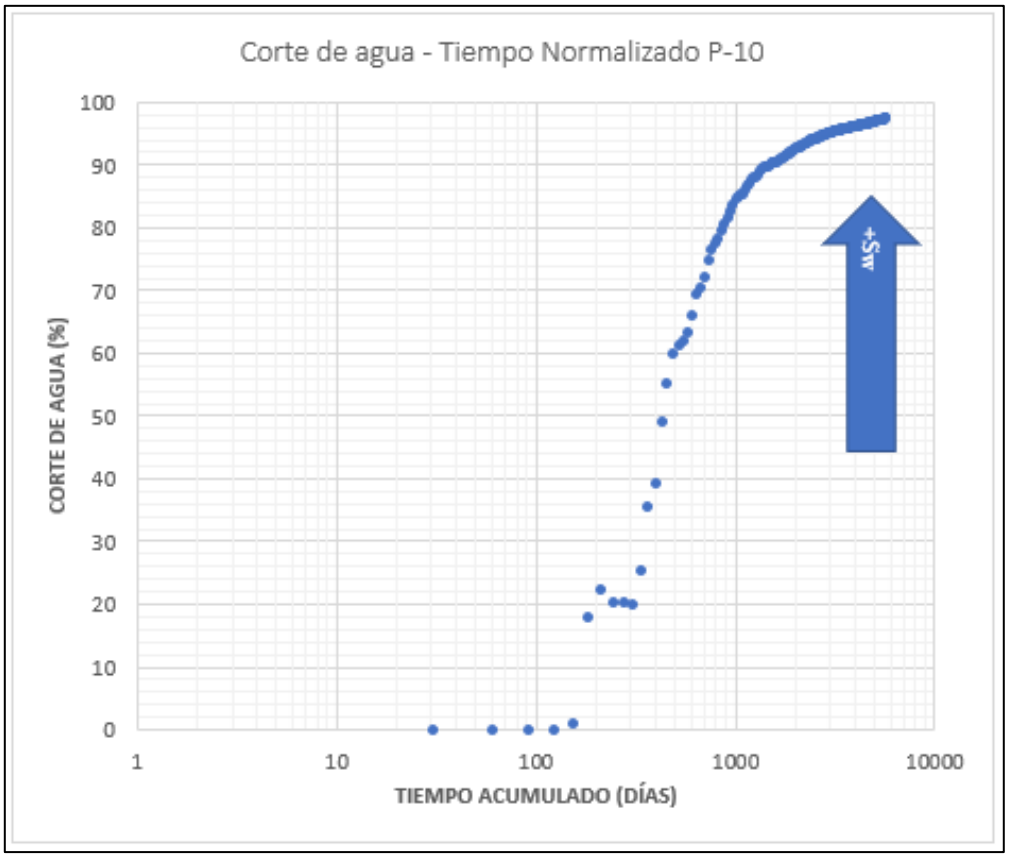
CAPÍTULO 4

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO P-10

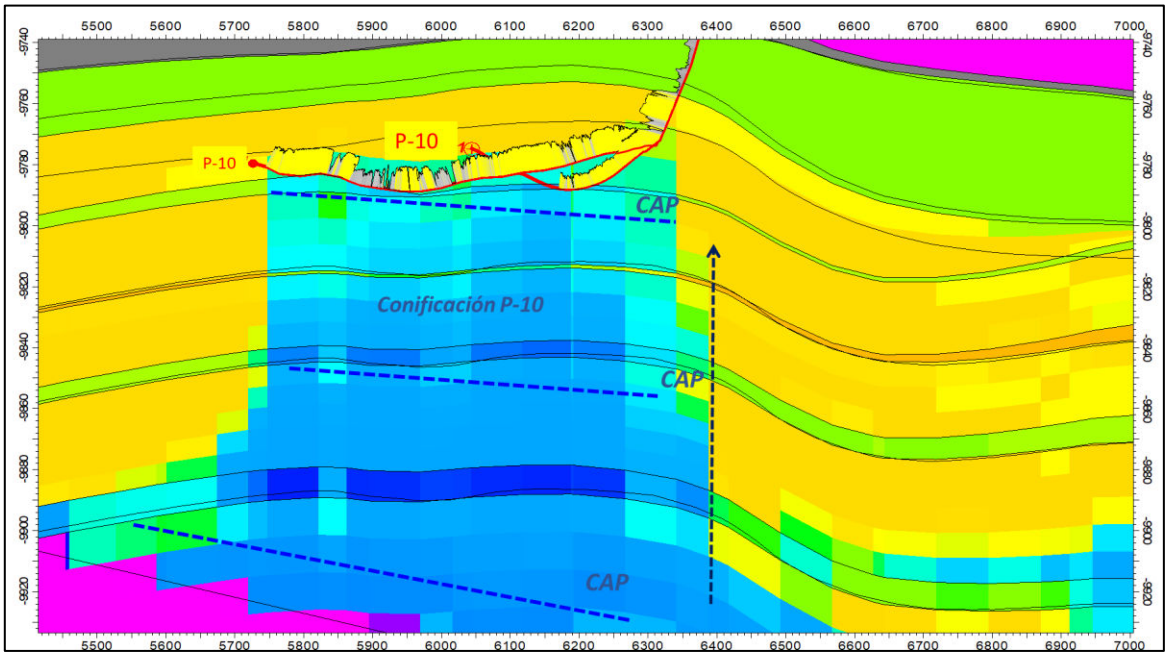
Debido al fuerte mecanismo de empuje de agua presente en el reservorio Hollín, se puede determinar que la saturación de agua en el reservorio aumentará durante la vida productiva del Campo_A. La figura 4.1 muestra el tiempo en el cual ocurre el avance de agua de formación en el pozo P-10. Aproximadamente a los 500 días de producción de fluidos se evidencia un incremento en el corte de agua debido al ingreso del acuífero de fondo producto de la configuración irregular del pozo dentro del reservorio (Figura 4.2) que resulta en un aumento continuo del contacto agua petróleo en el reservorio.

FIGURA 4.1 CORTE DE AGUA VS TIEMPO DE PRODUCCIÓN POZO P-10



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado Por: Cornejo, 2020

FIGURA 4.2 CONFIGURACIÓN DEL POZO P-10 EN LA ARENISCA HOLLÍN

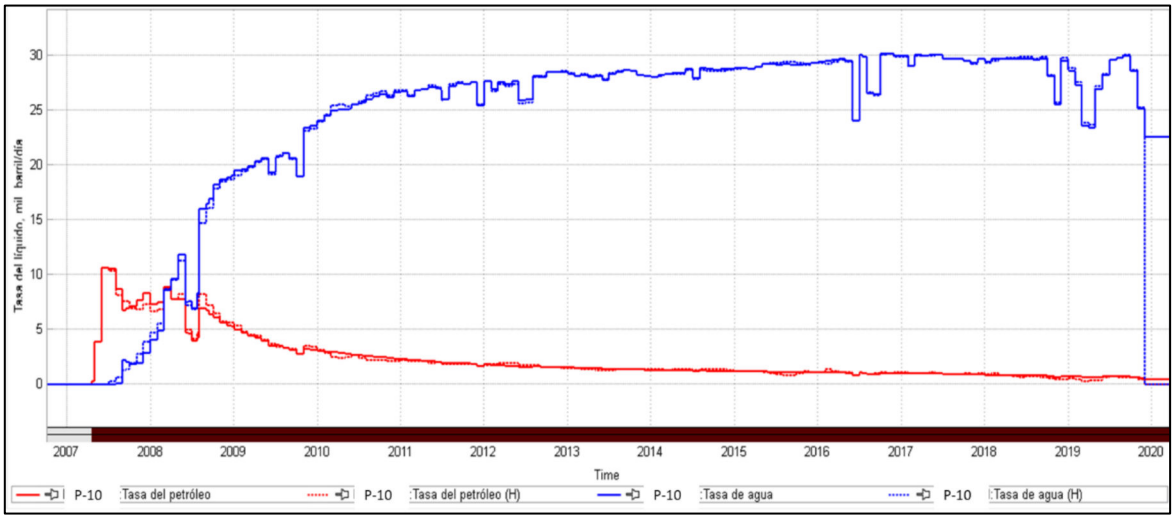


Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

4.2 AJUSTE A HISTORIA DEL POZO P-10

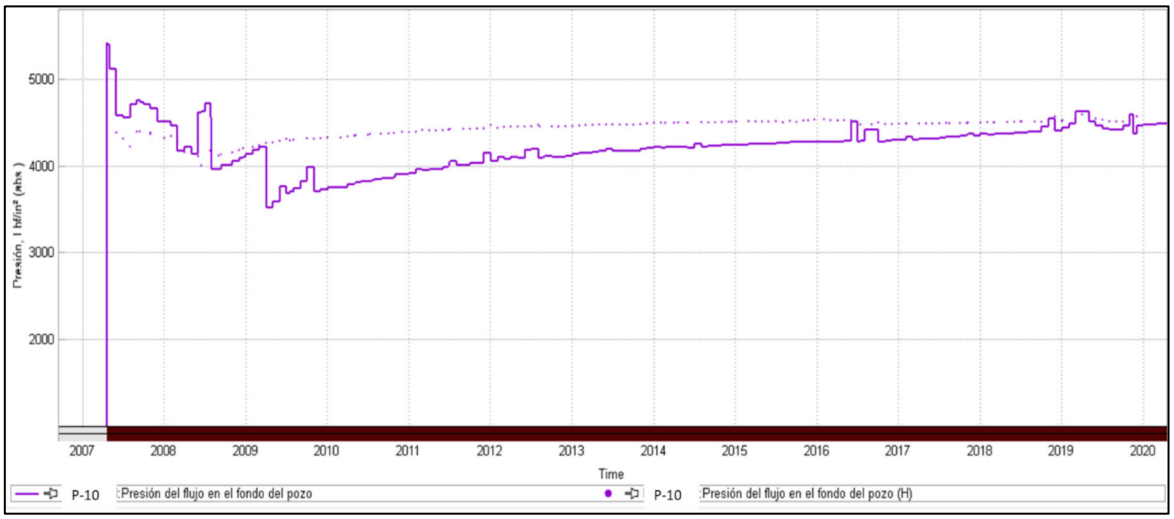
Los resultados de la simulación matemática realizadas en el reservorio Hollín muestran un buen ajuste a historia del pozo P-10 para la producción de fluidos y presión de fondo fluyente (Figura 4.3 y Figura 4.4).

FIGURA 4.3 AJUSTE A HISTORIA POZO P-10 - PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

FIGURA 4.4 AJUSTE A HISTORIA POZO P-10 - PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

4.3 DISEÑOS PROPUESTOS FINALES DE COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV

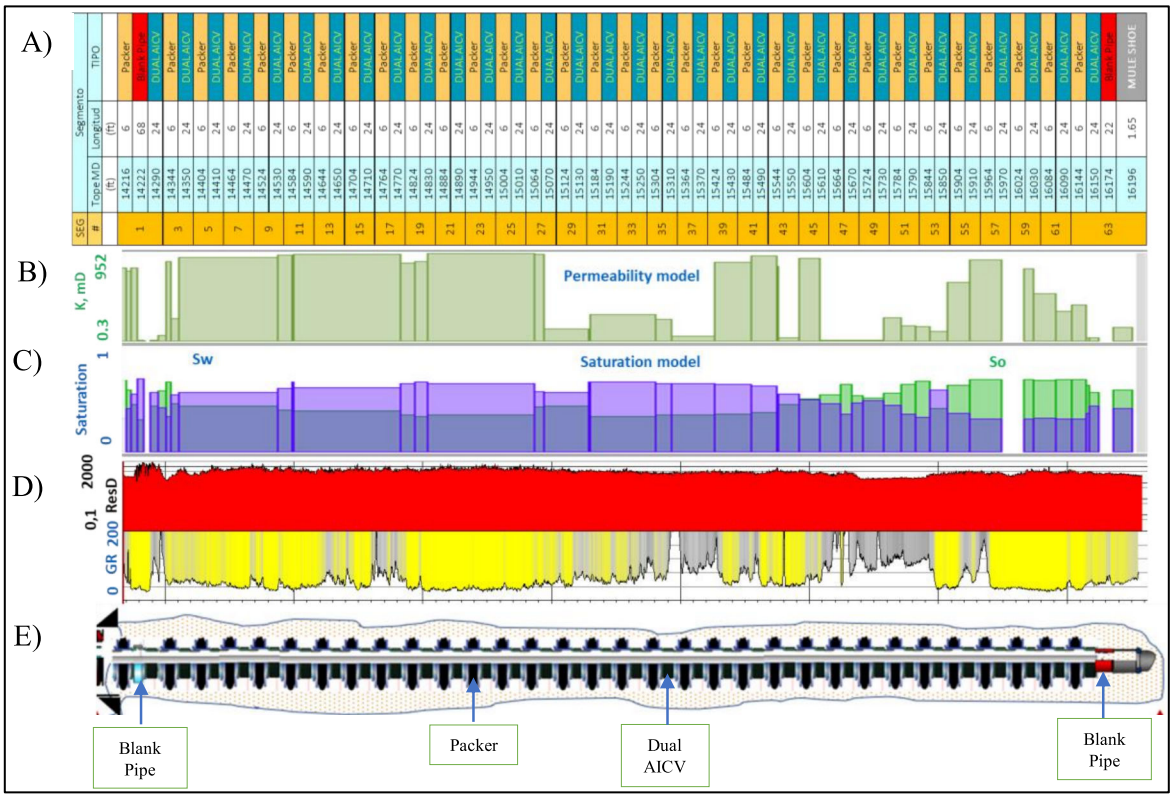
La figura 4.5 y figura 4.7 muestran los modelos de permeabilidad y saturación resultantes de la simulación matemática llevada a cabo en el pozo P-10 (antes de instalar los AICVs). Estas figuras toman en consideración la segmentación del pozo P-10; el grado de heterogeneidad del reservorio y en la parte inferior, la completación propuesta para el Caso 1 y Caso 2 respectivamente.

La figura 4.5 (c) indica las saturaciones de petróleo y agua que tiene el pozo en todo el intervalo de agujero abierto a la fecha de 31 noviembre de 2019. Como se puede observar en esta figura 4.5, el avance de agua de formación se produce en zonas con mayor permeabilidad y alta saturación de agua. Como el pozo P-10 ya alcanzó el contacto agua – petróleo (Figura 4.2) y, además, considerando que el reservorio tiene buenas propiedades petrofísicas, la producción de fluidos se evidencia en toda la sección horizontal del pozo P-10 (Figura 4.6). Por tal motivo, se decidió instalar AICVs duales uniformemente a lo largo de la sección horizontal del pozo.

CASO 1

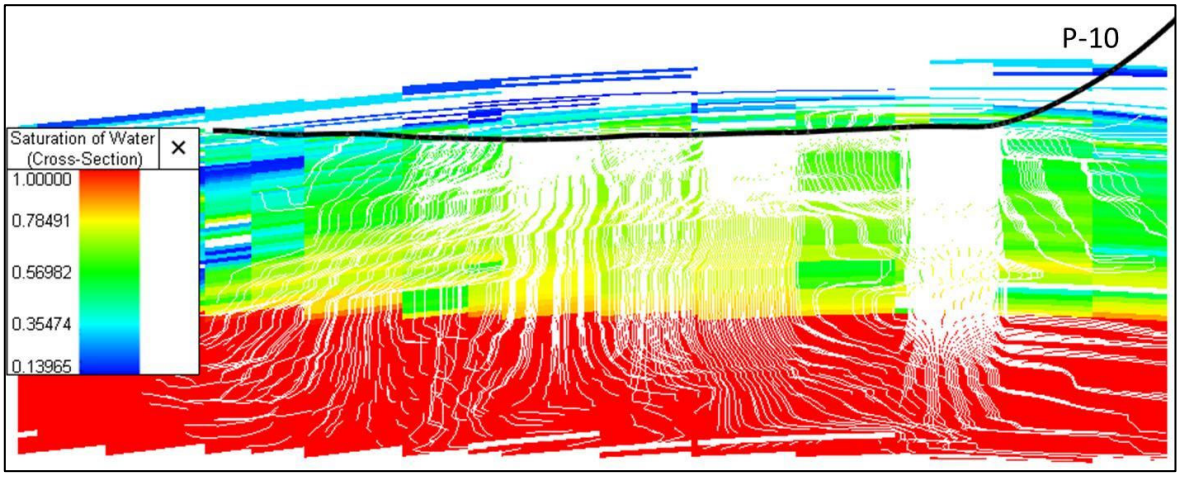
En la figura 4.5 la saturación de agua está representada con barras azules y la saturación de petróleo con barras verdes. La parte inferior de la figura 4.5 representa el diseño de completación en todo el intervalo productor para este caso.

FIGURA 4.5 COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 (CASO 1) EN FUNCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN MATEMÁTICA



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

FIGURA 4.6 LÍNEAS DE FLUJO DE FLUIDOS DEL RESERVORIO AL POZO P-10

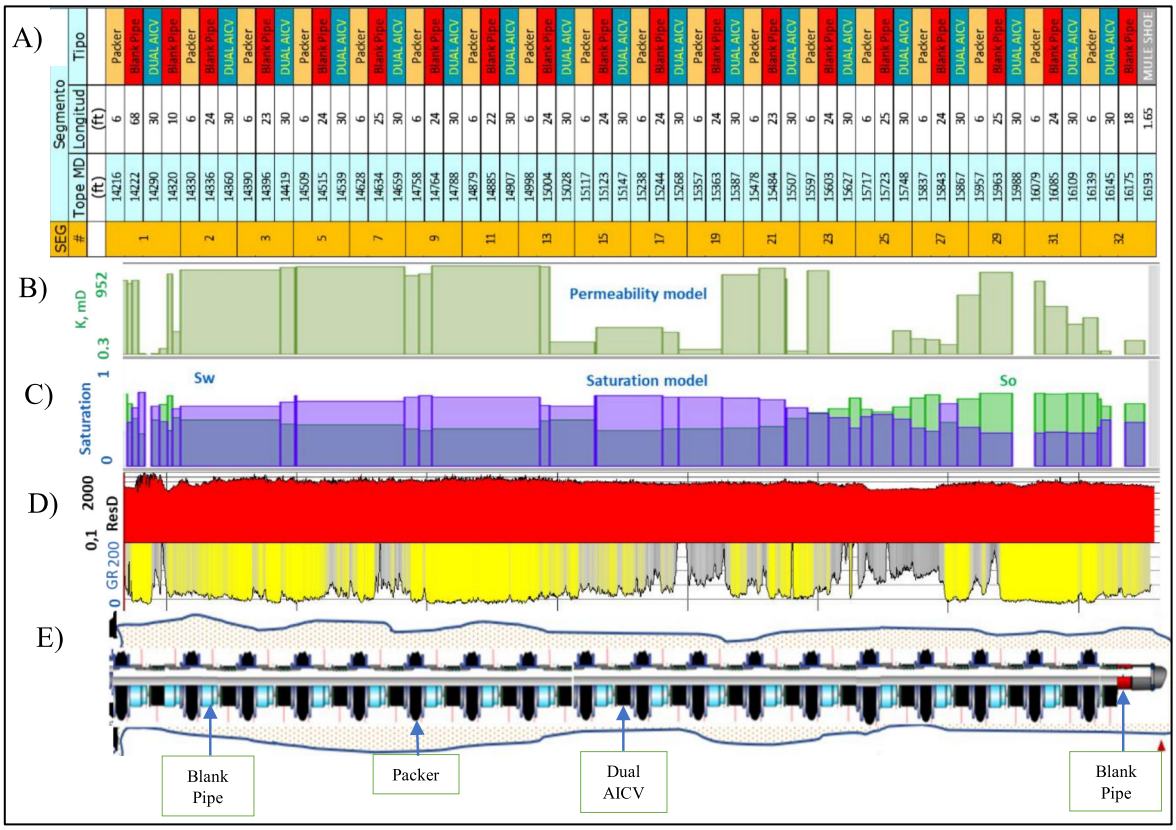


Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

CASO 2

En la figura 4.7 la saturación de agua está representada con barras azules y la saturación de petróleo con barras verdes. La parte inferior de la figura 4.7 representa el diseño de completación en todo el intervalo productor para este caso.

FIGURA 4.7 COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 (CASO 2) EN FUNCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

4.4 SIMULACIÓN DE COMPLETACIÓN DE FONDO DE POZO P-10 CON AICV EN TNAVIGATOR

En la tabla 4.1 se presentan valores de entrada necesarios para el modelado de AICVs en TNAVIGATOR. En el Anexo No 4 se muestra una tabla con el pronóstico de producción, resultado de la simulación realizada en TNAVIGATOR correspondiente al Caso 1 y Caso 2.

TABLA 4.1 PARÁMETROS DE ENTRADA PARA SIMULAR AICV EN TNAVIGATOR

Parámetros del Pozo P-10		
Parámetro	**Valor**	**Unidad**
Longitud Horizontal OH	1984	ft
Diámetro de Pozo	6	in
Screen/ AICV, OD	5.2	in
Screen/ AICV, ID	3.55	in
Parámetros del Reservorio		
Parámetro	**Valor**	**Unidad**
Presión Reservorio	4996	psi
Temperatura Reservorio	215	°F

TABLA 4.1 CONTINUACIÓN

Parámetros del Reservorio		
Parámetro	**Valor**	**Unidad**
°API	19.1	°API
Viscosidad de Petróleo	14	cp
Densidad de agua @ condiciones de Reservorio	995	kg/m^3
Viscosidad de agua @ condiciones de Reservorio	0.3	cp
X	3.46	
Y	3.6	
a_{AICV}	0.0001162	$psi /[(lb/ft^3) (rft^3/d)^2]$

Fuente: Operaciones Campo_A, 2019
Elaborado Por: Cornejo, 2020

CASO 1

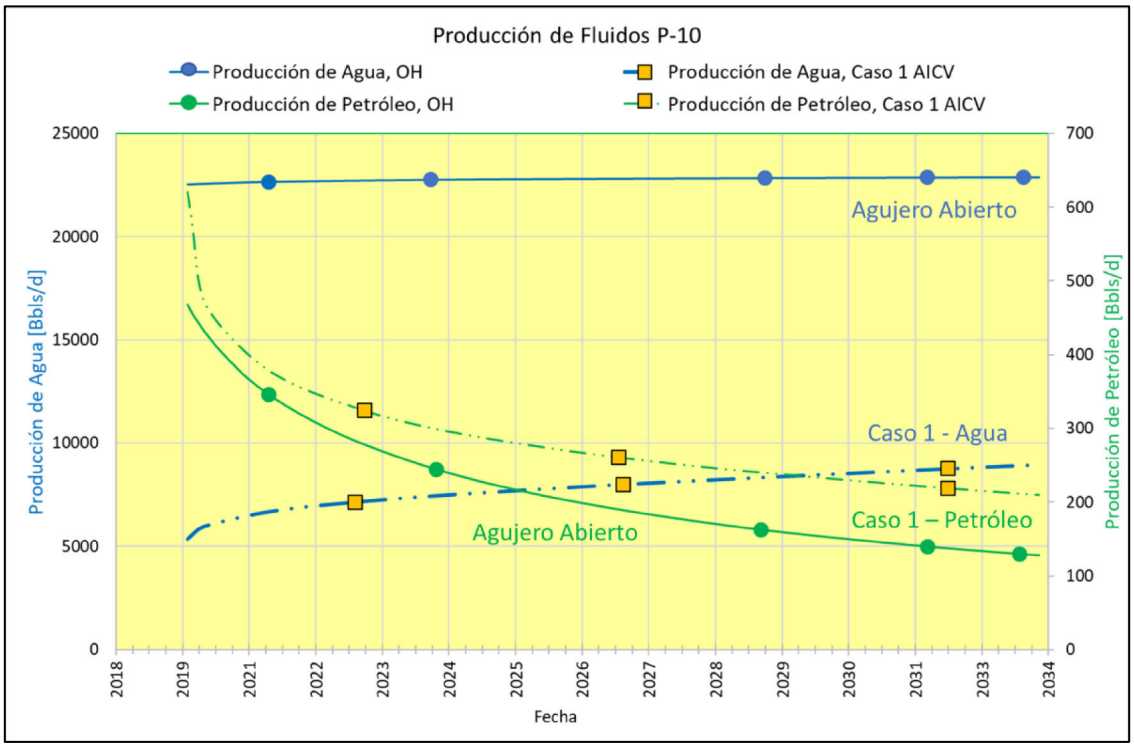
Este caso de completación establece la instalación de 63 AICVs duales (126 AICVs en total) distribuidos uniformemente en 65 compartimentos mediante 63 packers hinchables, un Quantum packer, 3 Blank Pipes y un Mule Shoe. Los parámetros de entrada necesarios para la simulación como propiedades de fluido, reservorio y AICVs se muestran en la tabla 4.1.

La figura 4.8 muestra los resultados obtenidos a partir de la simulación de completación de fondo realizada en TNAVIGATOR para el Caso 1. Para este escenario se compara la producción futura de petróleo y agua de formación que tendrá el pozo P-10 cuando es completado a agujero abierto y completado con 126 AICVs.

La figura 4.8 además indica que, la completación propuesta con 126 AICVs reduce la producción de agua de formación en un 73%. Cuando el agua de formación alcanza los AICVs, las válvulas chocan y restringen la entrada de agua hacia la tubería de producción, este efecto que tiene las válvulas al chocar fluidos no deseados resulta en un incremento en la caída de presión en las válvulas y en el resto del reservorio. Este incremento de caída de presión da lugar a una mayor producción y recuperación de petróleo en otras zonas saturadas de petróleo.

El AICV consta de dos módulos de flujo (flujo principal, flujo piloto) y con un pistón cuyo accionamiento depende de la caída de presión generada por el flujo de fluido producidos a través de los limitadores de flujo laminar y turbulento. Por lo tanto, el rendimiento del AICV, en este caso, depende en gran medida del comportamiento y características del flujo de fluidos producidos a través de los limitadores de flujo. Cuando el fluido atraviesa los limitadores de flujo (Laminar y Turbulento) se crea una caída de presión diferencial que da como resultado que el pistón de la válvula se accione y cierre la ruta de flujo principal provocando una reducción en la producción del fluido no deseado (agua de formación) y que el flujo piloto represente el caudal total a través de la válvula (Válvula cerrada).

FIGURA 4.8 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO P-10 COMPLETADO CON AICV Y A AGUJERO ABIERTO – CASO 1



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

CASO 2

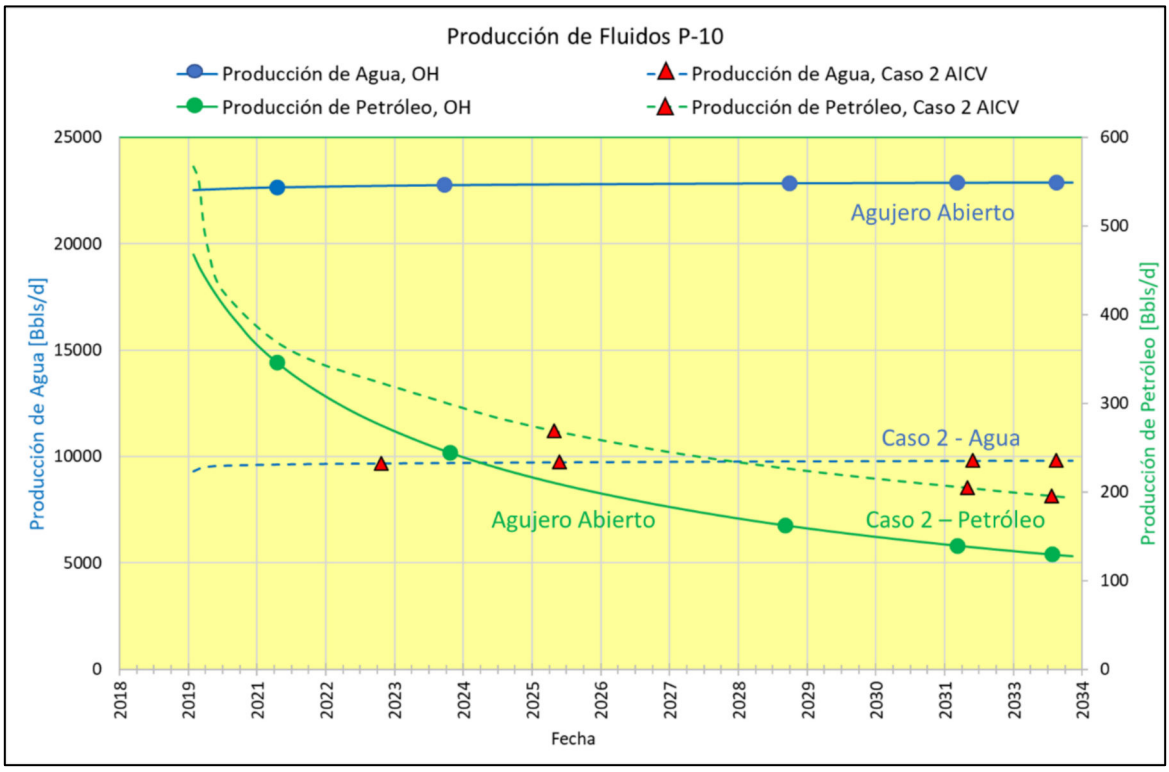
Para este caso se reducen el número de válvulas a 32 AICVs duales (64 AICVs en total), 32 packers hinchables, un Quantum packer, 34 Blank Pipes y un Mule Shoe. Los parámetros de entrada necesarios para la simulación como propiedades de fluido, reservorio y AICVs se muestran en la tabla 4.1.

La figura 4.9 muestra la producción de fluidos que tendrá el pozo P-10 si permanece produciendo a agujero abierto o si es completado con 64 AICVs. Esta figura 4.9 muestra una reducción del 58% de la producción de agua de formación al completar el pozo con AICVs en comparación con agujero abierto. A medida que las válvulas chocan y restringen la producción de agua de formación crean un mayor diferencial de presión en el resto de reservorio, dando como resultado una mayor producción de petróleo.

Esto evidencia que el choque o restricción provocado por los AICVs hacia el agua de formación tiene dos efectos fundamentales: reducir la producción de agua de formación y aumentar la recuperación de petróleo.

Al igual que el caso 1, cuando se evidencia un avance de agua de formación el AICV identifica el tipo de fluido producido en base a la caída de presión generada producto del flujo de fluidos a través de los limitadores de flujo, provocando un accionamiento del pistón que resulta en un cierre a la ruta de flujo principal y el caudal total generado solo será a través del flujo piloto.

FIGURA 4.9 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL POZO P-10 COMPLETADO CON AICV Y A AGUJERO ABIERTO – CASO 2



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

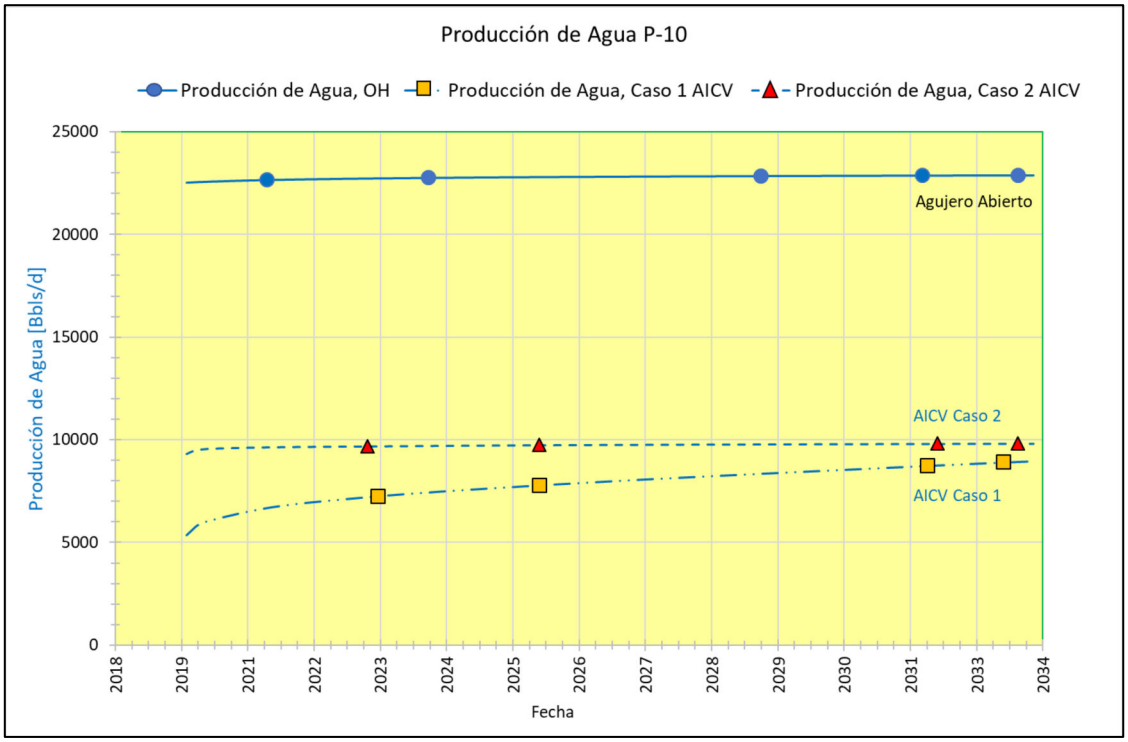
4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La figura 4.10 muestra la tasa de producción de agua de formación que tendrá el pozo P-10 si se completa con 126 AICVs (Caso 1); si se completa el pozo P-10 con 64 AICVs (Caso 2) o si permanece produciendo con una completación a agujero abierto (Completación actual). Como se puede observar hay mayor restricción del AICV al paso del agua de formación cuando el pozo es completado con mayor número de válvulas en toda la sección horizontal del pozo (En este caso 126 AICVs). Esto resulta en una mayor reducción en la producción de agua de formación (~73%) en comparación a una completación con agujero abierto. Cuando se completa el pozo P-10 con 64 AICVs se reduce en un 58% la producción de agua de formación en comparación con agujero abierto (Figura 4.11).

La figura 4.11 resume la cantidad de producción de agua que se reduce en porcentaje cuando el pozo esta completado a: agujero abierto, completado con 126 AICVs (Caso 1) y completado con 64 AICVs (Caso 2) a lo largo del tiempo. Las barras de color plomo representan la producción de agua de formación a agujero abierto, las barras de color verde indican en porcentaje, la cantidad de agua que se reduce al instalar 126 AICVs (Caso 1), y las barras de color celeste indican en porcentaje, la cantidad de agua que se reduce al implementar 64 AICVs (Caso 2) en el pozo P-10. Esto indica que, si se completa el pozo con 126 AICVs la producción de agua se reduciría en un 73% al primer año de haber sido instalados. De igual manera para el Caso 2, con menor cantidad de AICVs instalados, la

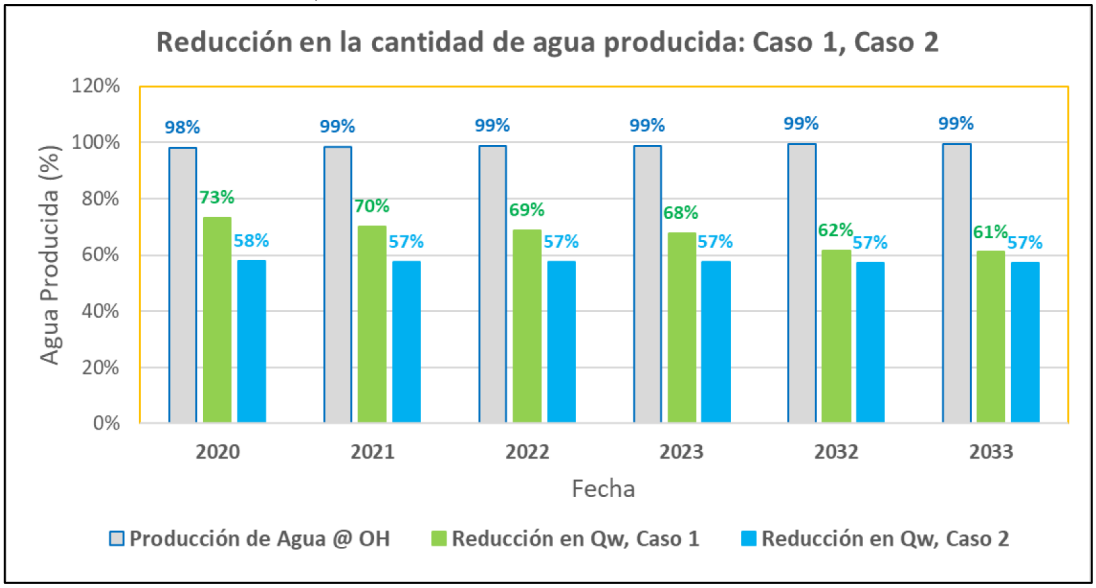
producción de agua se reduciría a un 58% al primer año de haber sido instalados. Si el pozo P-10 se mantiene produciendo con un completación a agujero abierto estaría pronto a llegar a los límites con respecto a manejo de fluido en superficie. La figura 4.11 también indica que a mayor número de AICVs instalados en el pozo, mayor será la reducción en la cantidad de agua producida.

FIGURA 4.10 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DEL POZO P-10 COMPLETADO CON AICV Y A AGUJERO ABIERTO



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

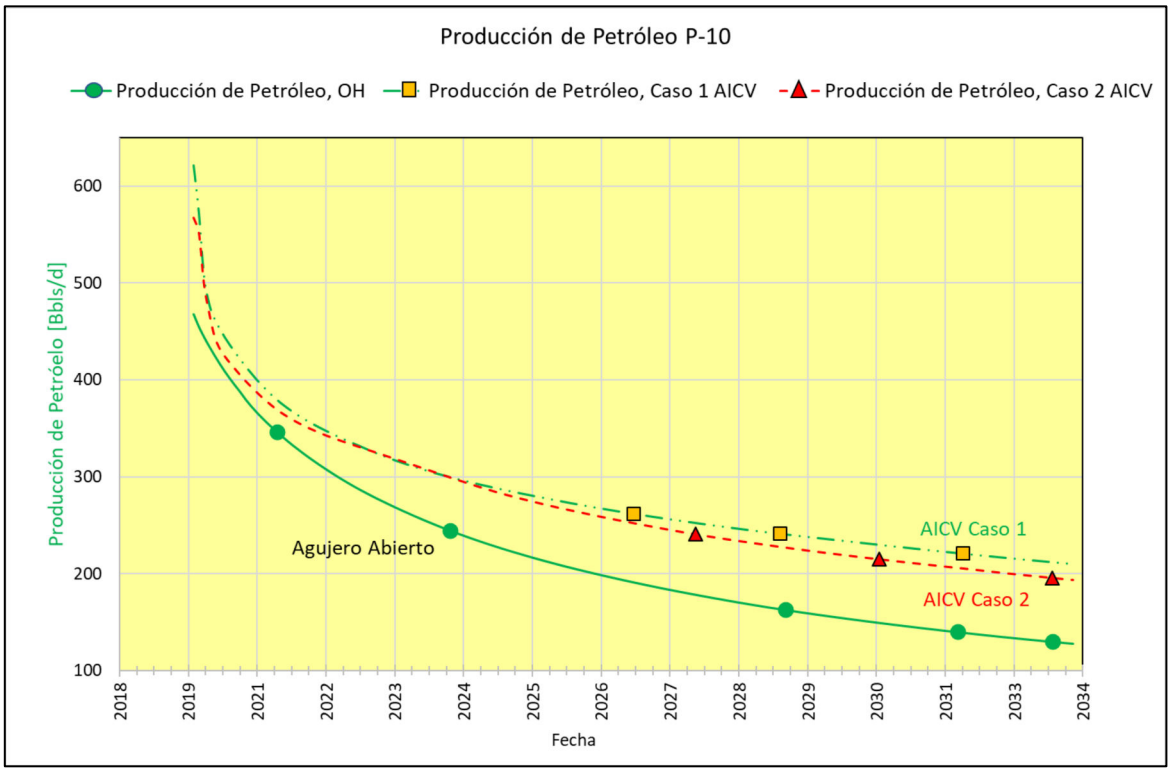
FIGURA 4.11 REDUCCIÓN EN LA CANTIDAD DE AGUA PRODUCIDA: AGUJERO ABIERTO, CASO 1 Y CASO 2



Fuente: tNavigator 20.1, 2020

A medida que los AICVs restringen el paso de agua de formación hacia la tubería de producción, la caída de presión en el resto del reservorio aumenta, esto da como resultado un incremento en la producción de petróleo en zonas de petróleo (Figura 4.12).

FIGURA 4.12 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO P-10 COMPLETADO CON AICV Y A AGUJERO ABIERTO

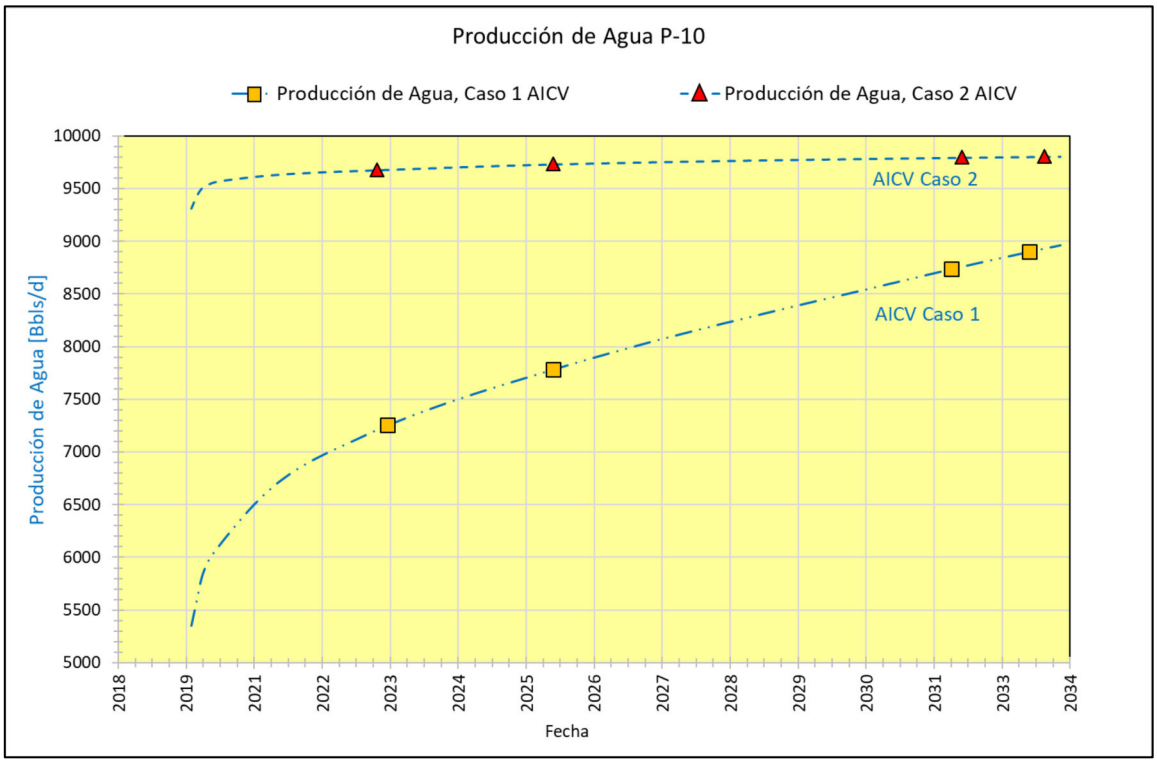


Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

La figura 4.12 muestra que la producción de petróleo para el Caso 1 es mayor en comparación con agujero abierto y el Caso 2. Esto se debe principalmente a un mayor número de válvulas instaladas en el pozo P-10, pues a mayor restricción al flujo de agua de formación hay un incremento en el diferencial de presión en el resto del reservorio, provocando un incremento en la producción de petróleo. Esto demuestra que, un pozo equipado con mayor cantidad de AICVs en toda la sección horizontal del pozo P-10, mejora la eficiencia de barrido al controlar la entrada de fluidos no deseados producto de la restricción al flujo que entrega cada AICV.

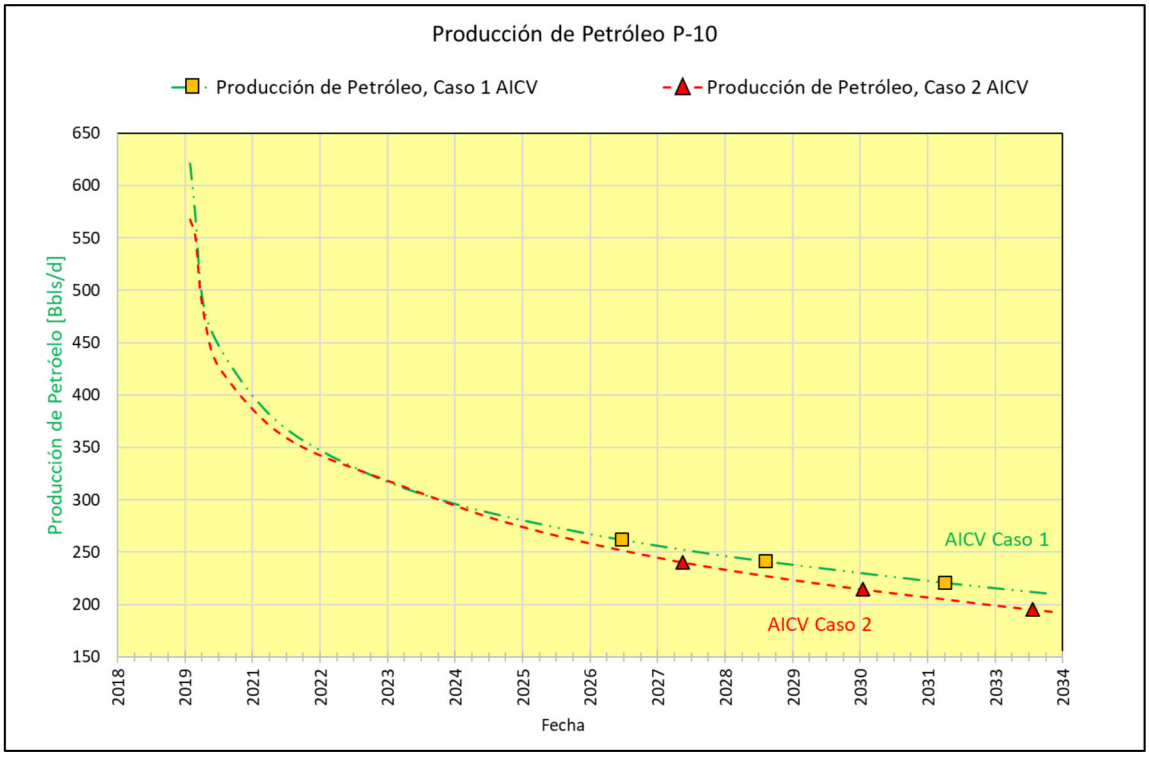
Al comparar la tasa producción de agua de formación entre el Caso 1 y Caso 2 (Figura 4.13), se puede evidenciar que el Caso 2 tiene mayor producción de agua de formación debido a una menor cantidad de AICVs instaladas a lo largo del pozo, esto da lugar a una menor restricción al paso de agua de formación hacia la tubería de producción en comparación con el Caso 1.

FIGURA 4.13 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DEL POZO P-10, CASO 1 Y CASO 2



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

FIGURA 4.14 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO P-10, CASO 1 Y CASO 2

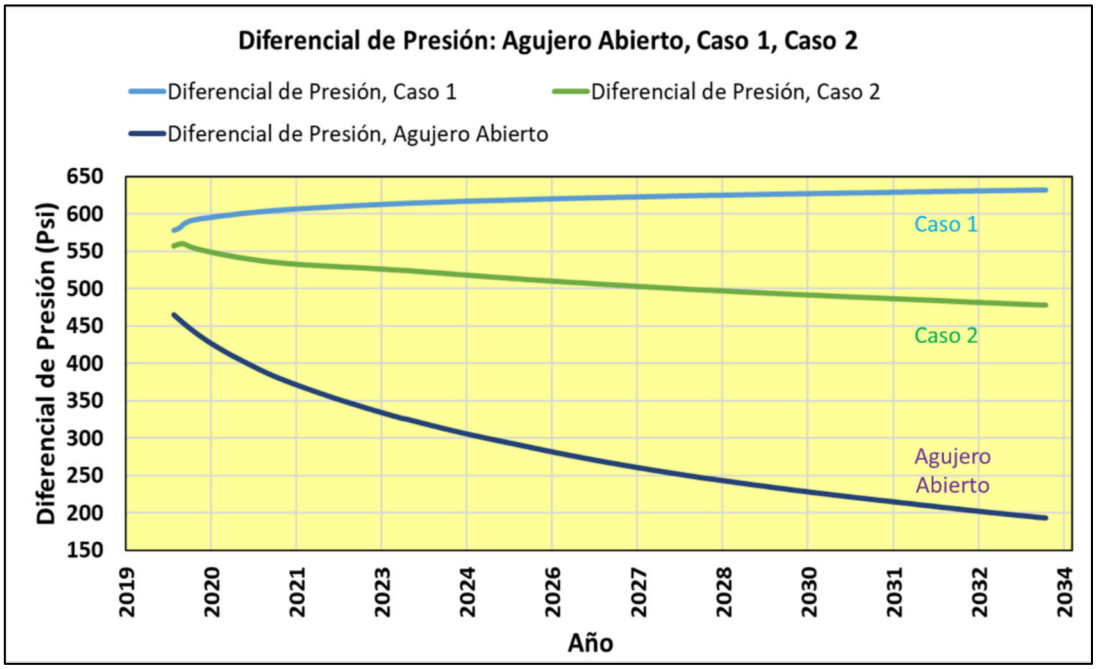


Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

Si consideramos la producción de petróleo para el Caso 1 y Caso 2 (Figura 4.14), se evidencia que el Caso 1 tiene mayor producción y recuperación de petróleo, esto se debe fundamentalmente al número de AICVs instalados en el pozo, pues con mayor cantidad de AICVs instaladas en el pozo, mayor es la restricción de fluidos no deseados y mejor será la eficiencia de barrido en el reservorio, provocando un incremento en la producción de petróleo. Como regla general se podría decir: A mayor restricción de fluidos no deseados; mayor es la caída de presión en la cara de arena; mayor es la producción y recuperación de petróleo y menor será la producción de agua de formación o gas.

La figura 4.15 muestra el diferencial de presión a lo largo del tiempo para una situación de agujero abierto, completado con 126 AICV (Caso 1) y completado con 64 AICV (Caso 2). En teoría los AICVs crean una caída de presión adicional en la cara de la arena, que resulta un aumento en la producción de petróleo. Esto se lo puede demostrar en la figura 4.15. Esta figura 4.15 muestra que, la caída de presión con 126 AICVs es mayor a la caída de presión del Caso 2 y agujero abierto. Esto justifica el aumento en la producción de petróleo que tiene el Caso 1 con 126 AICVs instaladas en todo el intervalo productor.

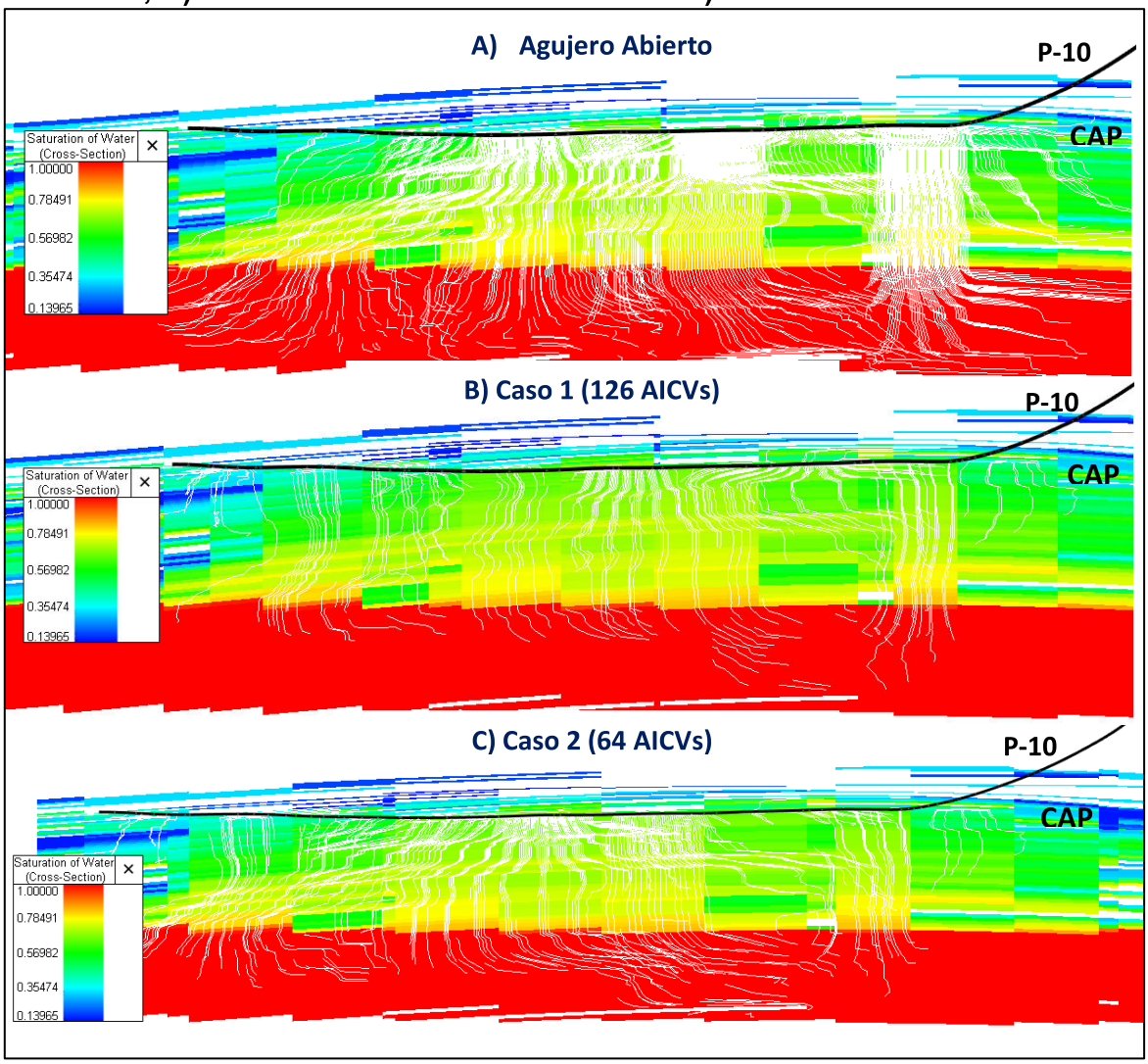
FIGURA 4.15 DIFERENCIAL DE PRESIÓN CORRESPONDIENTE AL CASO 1, CASO 2 Y AGUJERO ABIERTO



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

La cantidad de AICVs consideradas para el Caso 1 y Caso 2 se debe principalmente a que todas las zonas a lo largo del pozo aportan fluidos y no una zona en específico. Sin embargo, en el mercado actual hay varios modelos de AICV con diferentes resistencias de AICV, estas resistencias conocidos como "a_{AICV} strength" tiene la capacidad de restringir mayor cantidad de fluidos en comparación con otros tipos de AICVs. Esto indica que, el número de AICVs instalados en un pozo pueden disminuir y restringir mayor o menor cantidad de fluidos dependiendo de las características del AICV a instalar.

FIGURA 4.16 LÍNEAS DE FLUJO DE FLUIDOS PROVENIENTES DEL RESERVORIO HACIA EL POZO P-10 PARA UNA SITUACIÓN DE: A) AGUJERO ABIERTO, B) COMPLETADO CON 126 AICV Y C) COMPLETADO CON 64 AICV



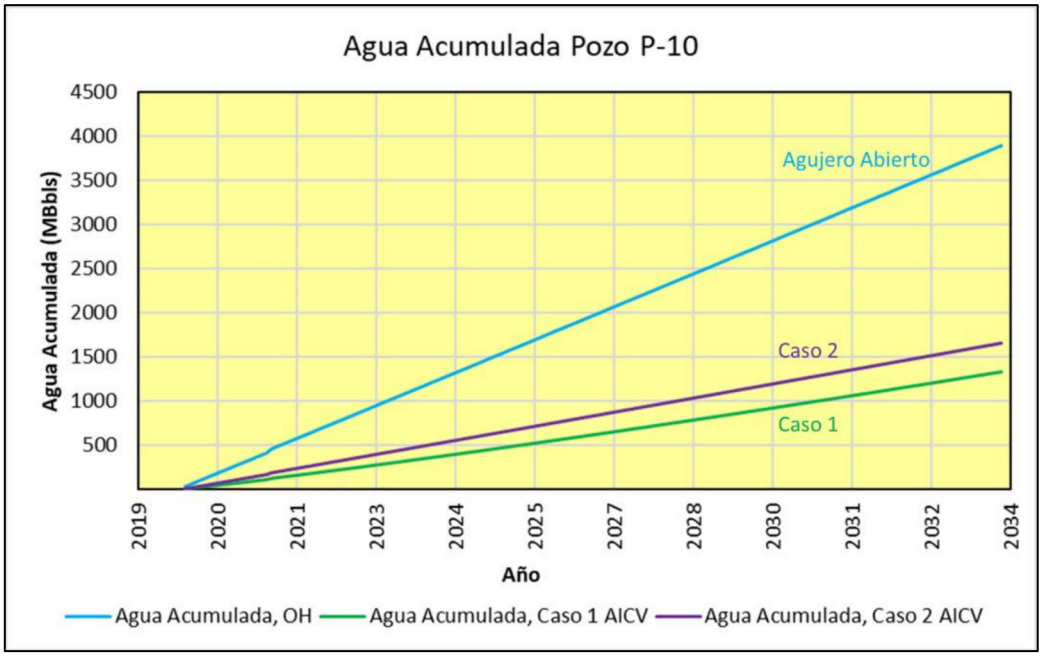
Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

La figura 4.16 muestra las líneas de flujo de fluidos provenientes del reservorio hacia la tubería de producción antes de instalar AICVs y después de instalar AICVs. Esta figura 4.16 indica que, si hay un mejoramiento en la producción de fluidos en todo el intervalo productor del pozo P-10 debido a la instalación de AICVs. Además, la figura 4.16 indica que la instalación de 126 AICVs en el pozo P-10 proporcionan mayor restricción a la producción de fluidos no deseados en toda la sección horizontal si se compara a una situación de agujero a abierto o si se completa el pozo con 64 AICVs.

La figura 4.17 y figura 4.18 muestran los acumulados de agua y petróleo que tendrá el pozo P-10 para las completaciones a: agujero abierto, completado con 126 AICVs (Caso 1) y completado con 64 AICVs (Caso 2). Como se puede observar en la figura 4.17, a mayor número de AICVs instalados en el pozo P-10 menor es la producción de agua de formación.

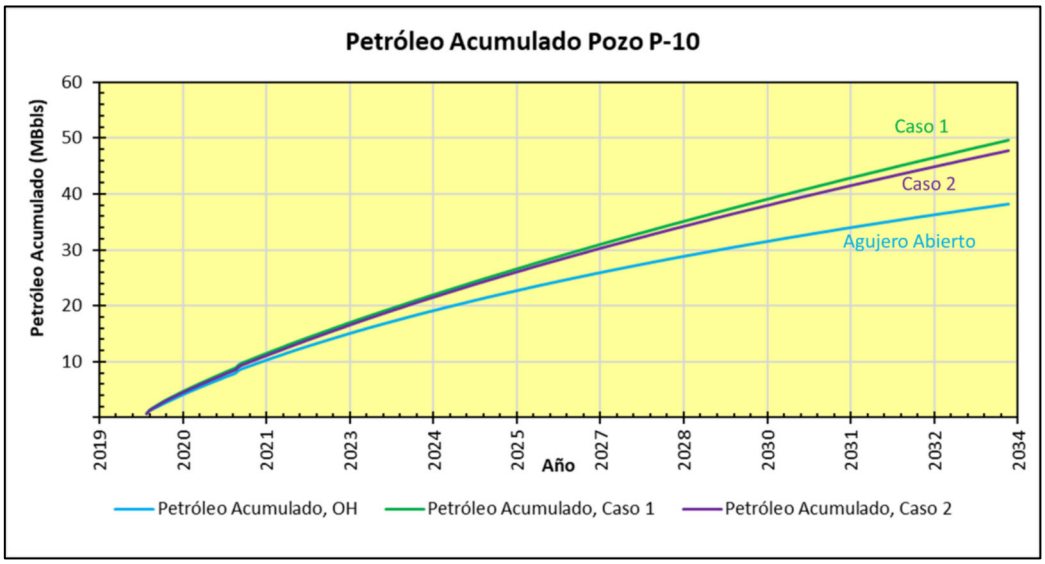
Esto da como resultado un mejor manejo de fluidos producidos en superficie. La cantidad de agua de formación producida que puede reducirse, producto de la implementación de AICVs servirá para el desarrollo y creación de nuevos pozos. La figura 4.18 complementa la importancia de la implementación de AICVs. Como se puede observar mientras mayor sea el número de válvulas instaladas mayor es la producción y recuperación de petróleo, producto de la restricción que entrega el AICV a fluidos no deseados permitiendo un mejoramiento en la eficiencia de barrido. Esto conlleva a que, es factible implementar la tecnología AICV en un pozo de un campo maduro del oriente ecuatoriano con alto corte de agua, pues disminuye la producción de fluidos no deseados y ayuda a la recuperación de petróleo.

FIGURA 4.17 AGUA ACUMULADA POZO P-10



Fuente: tNavigator 20.1, 2020

FIGURA 4.18 PETRÓLEO ACUMULADO POZO P-10

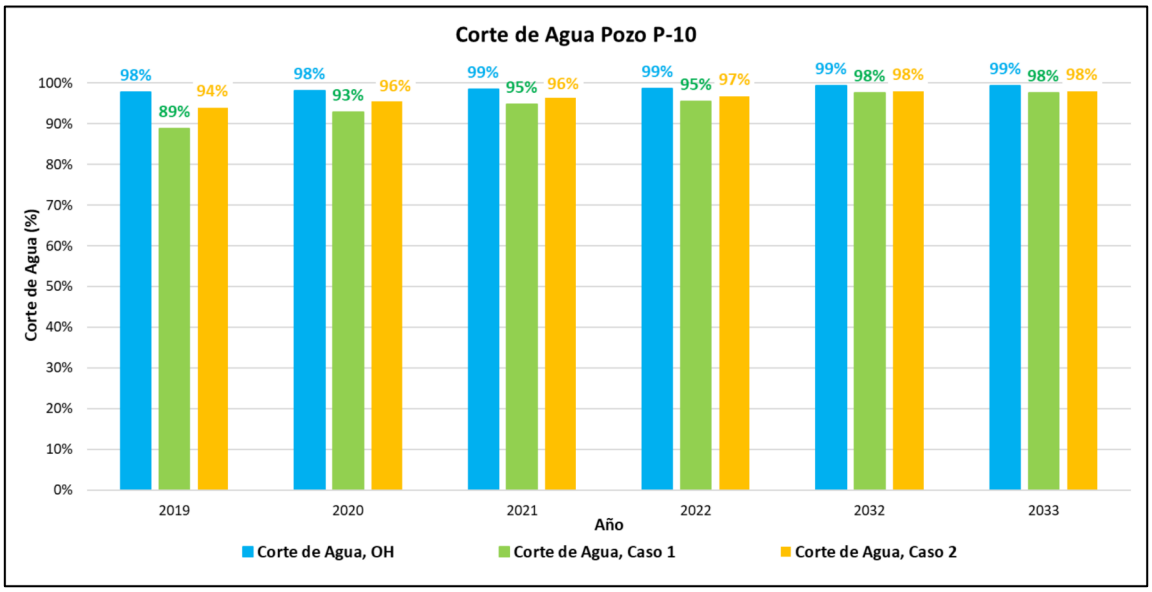


Fuente: tNavigator 20.1, 2020

En la figura 4.19 se indica el corte de agua que presenta el pozo P-10 antes y después de instalar los AICVs. Como se observa el mejoramiento en el corte de agua se evidencia al primer año de haber sido instalados los AICVs (de 98%WC A 89%WC). Sin embargo, en los años posteriores tienden a manejar un corte de agua similar a una condición de aguajero abierto (~99%), esto se debe principalmente a que, en este caso en particular; los AICVs mejoran la relación de fluido producido. Es decir, reducen considerablemente la cantidad total de fluidos producidos del reservorio mejorando la producción de petróleo. Si bien el corte de agua se asemeja a una completación de agujero abierto durante los subsiguientes años de producción del pozo, la reducción en la producción de agua de formación es significativa, demostrando que la implementación de AICVs en el pozo P-10 restringe eficientemente la producción de fluidos no deseados.

Además, si se considera que el pozo P-10 lleva operando por más de 12 años y se encuentra en el contacto agua petróleo, es normal que la cantidad de agua de formación producida sea alta. Con la creación e implementación a nuevos pozos con tecnología AICV, el corte de agua de formación puede ser disminuida significativamente.

FIGURA 4.19 CORTE DE AGUA DEL POZO P-10 ANTES Y DESPUÉS DE INSTALAR AICV



Fuente: tNavigator 20.1, 2020
Elaborado por: Cornejo, 2020

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

Se determinó la factibilidad económica de una completación con Válvulas de Control De Influjo Autónomas (AICV) a un pozo perteneciente a un campo maduro del oriente ecuatoriano, analizando el valor de rentabilidad de la completación mediante costos operativos y ganancias al implementar AICVs en el pozo P-10.

Para establecer la rentabilidad de este proyecto se introducen parámetros como: inversión, producción, recuperación de hidrocarburos y un análisis de indicadores financieros:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Costo Beneficio (B/C)
- Período de Recuperación de la Inversión (PRI)

5.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

Es la diferencia que existe entre los ingresos y egresos que tendría un proyecto en un período de tiempo, se calcula con la siguiente fórmula:

$$F_n = I_k - E_k$$

Donde:
F_n: Flujo Neto de Caja al período K
I_k: Ingresos del proyecto a un período K
E_k: Egresos del proyecto a un período K

El Flujo Neto de Caja puede asumir los siguientes valores:

- Negativo: Indica que no se puede recuperar la inversión
- Cero: Se recupera la inversión inicial
- Positivo: Indica ganancias en un proyecto

5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) determina la rentabilidad de un proyecto de inversión. El VAN es considerado como un indicador financiero que calcula el flujo futuro de los ingresos y egresos de un proyecto de inversión, para establecer una ganancia luego de descontar una inversión inicial (Muñoz, 2011). Si resulta ser positivo el proyecto es viable y rentable. La fórmula para calcular el VAN es:

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^{N} \frac{F_n}{(1+d)^n}$$

Donde:

I_o: Inversión
F_n: Flujo de caja de un determinado año n
d: Tasa de interés anual
n: Años de duración del proyecto

La tasa de interés anual puede ser considerado como una rentabilidad mínima que espera para obtener ganancias.

El VAN puede tomar los siguientes valores:

- VAN < 0: No hay rentabilidad en el proyecto
- VAN = 0: La inversión es igual a la ganancia
- VAN > 0: El proyecto es rentable

5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se define como la tasa de interés por el cual el VAN de una inversión sea igual a cero (VAN=0). Es decir, es el período en el cual se recupera la inversión y se comienza a producir ganancias. El VAN se calcula partiendo del flujo de caja anual, transponiendo todas las cantidades futuras al valor actual, aplicando una tasa de descuento (Muñoz, 2011). La tasa interna de retorno TIR se calcula en con la siguiente fórmula:

$$TIR = VAN = -I_o + \sum_{n=1}^{N} \frac{F_n}{(1+d)^n} = 0$$

El TIR puede tomar los siguientes valores:

- TIR > d: El Proyecto es rentable
- TIR = d: El Proyecto es irrelevante
- TIR < d: El Proyecto no es rentable

5.4 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (B/C)

Consiste en dividir el valor actual de los ingresos para el valor actual de los egresos. Este método ayuda a determinar el grado de desarrollo y sostenibilidad que un proyecto podría generar a futuro **(**Mochon & Beker, 2008).

Para determinar la factibilidad de un proyecto 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

5.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es un indicador que mide el tiempo por el cual se recuperará la inversión al valor presente. Este cálculo estima con precisión, en años, meses o días, la fecha en la que estaría cubierta la inversión inicial (Mochon & Beker, 2008). El PRI se calcula con la siguiente fórmula:

$$PRI = a + \frac{(b - c)}{d}$$

Donde:
a: Año inmediato anterior a la recuperación de la inversión
b: Inversión inicial
c: Flujo de efectivo acumulado del año inmediato anterior al que se recupera la inversión
d: Flujo de efectivo del año a la que se recupera la inversión

5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV

Para generar el Flujo Neto de Caja del presente proyecto se considera la producción estimada por año obtenidos de la simulación realizada de completación del fondo del Pozo P-10 con tecnología AICV, desde el año 2019 hasta diciembre del 2033, fecha a la cual finaliza el contrato suscrito por la operadora del Campo_A con el Estado. El presente análisis económico se realiza en base a los resultados obtenidos del Caso 1 (126 AICVs) ya que reduce considerablemente la producción de agua de formación y aumenta la cantidad de producción y recuperación de petróleo. La tabla 5.1 detalla el pronóstico de producción promedio de petróleo por año al implementar una completación con tecnología ACIV en el Pozo P-10.

TABLA 5.1 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO P-10 CON TECNOLOGÍA AICV

Años	Producción de petróleo (bppd)
2019	648
2020	465
2021	371
2022	335
2023	310
2024	292
2025	279
2026	267
2027	257
2028	248
2029	240
2030	232
2031	225
2032	219
2033	213

Fuente: tNavigator 20.1, 2020

Para determinar la producción anual de petróleo que tendrá el pozo P-10 basta multiplicar el pronóstico de producción promedio de cada año del pozo P-10 por 365 días. En el presente proyecto se valida una inversión inicial de la ejecución de una completación con tecnología AICV de $ 1,600,000.00. Además, se determinó que el precio de crudo WTI (West Texas Intermediate) es de $ 51.73 (PrecioPetóleo.net, 2020) a inicios del año 2020 (fecha tomada como referencia a partir de la simulación realizada).

Para determinar los ingresos anuales se realiza una multiplicación que comprende la producción anual de crudo por el precio de barril de crudo.

Por otra parte, para determinar los egresos se considera un costo de operación producto de la extracción de hidrocarburos en un pozo petrolífero. Según Petroamazonas EP, 2019 establece que el costo total promedio de extracción de un barril de crudo, a marzo del año 2019 es de USD 17.89. Los egresos anuales se calculan multiplicando la producción anual de crudo por el costo de operación de extracción de cada barril de crudo.

Finalmente, para obtener el Flujo de Caja del presente proyecto se realiza la diferencia entre los valores anuales de ingresos menos los valores anuales de los egresos (Tabla 5.2).

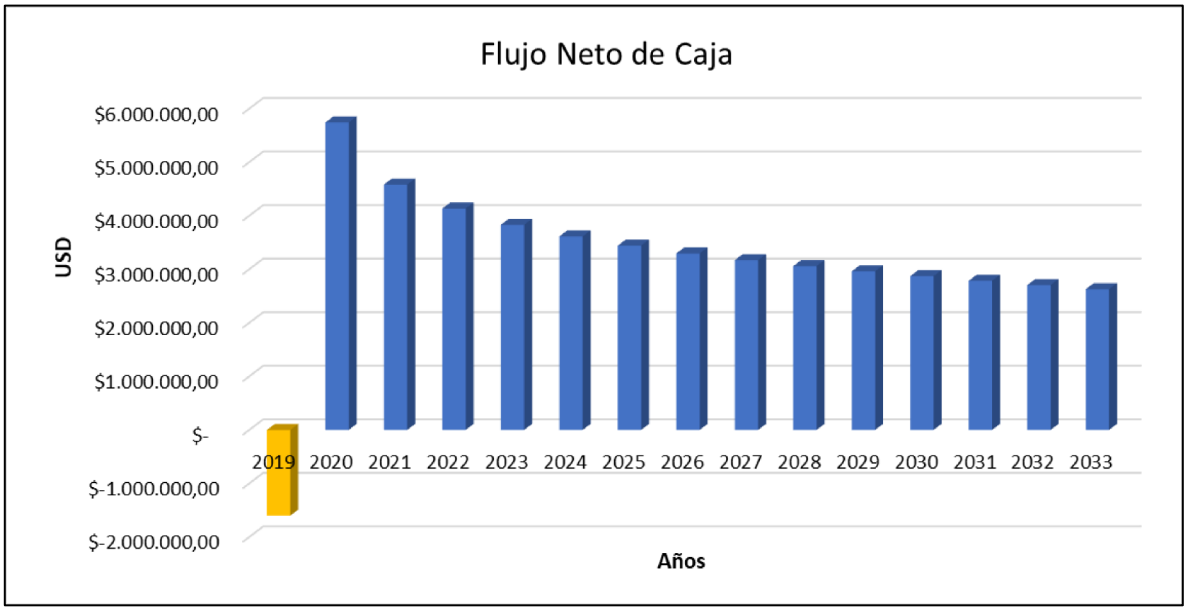
TABLA 5.2 FLUJO DE CAJA CORRESPONDIENTE AL PERÍODO 2019 – 2033

		Precio del crudo WTI:	$ 51.73					
		Costo de operación por barril	$ 17.89					
Años		BPPD	Producción Anual	Petróleo Acum.	Ingresos	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
2019	0	**648**	236677	236677	$ 12,243,299	$ 1,600,000	$ 4,234,151	$ 1,600,000
2020	1	**465**	169607	406284	$ 8,773,774		$ 3,034,271	$ 5,739,503
2021	2	**371**	135353	541637	$ 7,001,802		$ 2,421,462	$ 4,580,340
2022	3	**335**	122153	663790	$ 6,318,971		$ 2,185,316	$ 4,133,655
2023	4	**310**	113153	776943	$ 5,853,397		$ 2,024,305	$ 3,829,093
2024	5	**292**	106717	883659	$ 5,520,450		$ 1,909,160	$ 3,611,290
2025	6	**279**	101687	985347	$ 5,260,292		$ 1,819,188	$ 3,441,103
2026	7	**267**	97348	1082695	$ 5,035,821		$ 1,741,559	$ 3,294,262
2027	8	**257**	93639	1176334	$ 4,843,957		$ 1,675,206	$ 3,168,752
2028	9	**248**	90347	1266681	$ 4,673,651		$ 1,616,308	$ 3,057,343
2029	10	**240**	87471	1354152	$ 4,524,856		$ 1,564,850	$ 2,960,006
2030	11	**232**	84844	1438996	$ 4,388,996		$ 1,517,865	$ 2,871,131
2031	12	**225**	82287	1521283	$ 4,256,688		$ 1,472,108	$ 2,784,580
2032	13	**219**	79860	1601143	$ 4,131,154		$ 1,428,694	$ 2,702,460
2033	14	**213**	77617	1678760	$ 4,015,143		$ 1,388,574	$ 2,626,570

Elaborado por: Cornejo, 2020

La figura 5.1 indica el flujo de caja correspondiente al período 2019 -2033

FIGURA 5.1 FLUJO NETO DE CAJA



Elaborado por: Cornejo, 2020

Para el presente análisis del proyecto se considera una tasa de interés anual del 18% en base a lo usado en los proyectos de viabilidad del operador del Campo_A. Utilizando las ecuaciones previamente definidas correspondientes a indicadores financieros se determinó los siguientes resultados al implementar una completación de fondo de pozo con tecnología AICV en un pozo de un campo maduro del oriente ecuatoriano (Tabla 5.3).

TABLA 5.3 RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS INDICADORES FINANCIEROS – EJECUCIÓN AICV

VAN	$ 21,649,716.88
TIR	341%
B/C	2.51
PRI	0.28

Fuente: Muñoz, 2011
Elaborado por: Cornejo, 2020

Los resultados obtenidos de los indicadores financieros satisfacen las necesidades del operador y pueden ser considerados como satisfactorios. Estos indicadores reflejan un Valor Actual Neto (VAN) de 21,65 MMUSD, la Tasa Interna de Retorno (TIR) de 341% y una relación Beneficio-Costo de 2.51.

Finalmente, se concluye que el proyecto de implementación de AICVs en el pozo P-10 es viable y rentable para su ejecución, pues los parámetros de aceptación para la factibilidad de un proyecto son: VAN > 0, TIR > 18%, B/C >1. Además, se considera un período de retorno de la inversión de 0.28 años (101 días).

Además de considerar las ganancias producidas al incrementar la producción de petróleo se puede considerar el ahorro que involucra instalar una completación con tecnología AICV. Según Mathiesen V. y Brough B. 2020 el costo para producir un

barril de agua de formación oscila entre USD 1.50. La tabla 5.4 muestra el gasto generado para producir agua de formación a agujero abierto y el ahorro producido por año si se instalan AICVs (Figura 5.2).

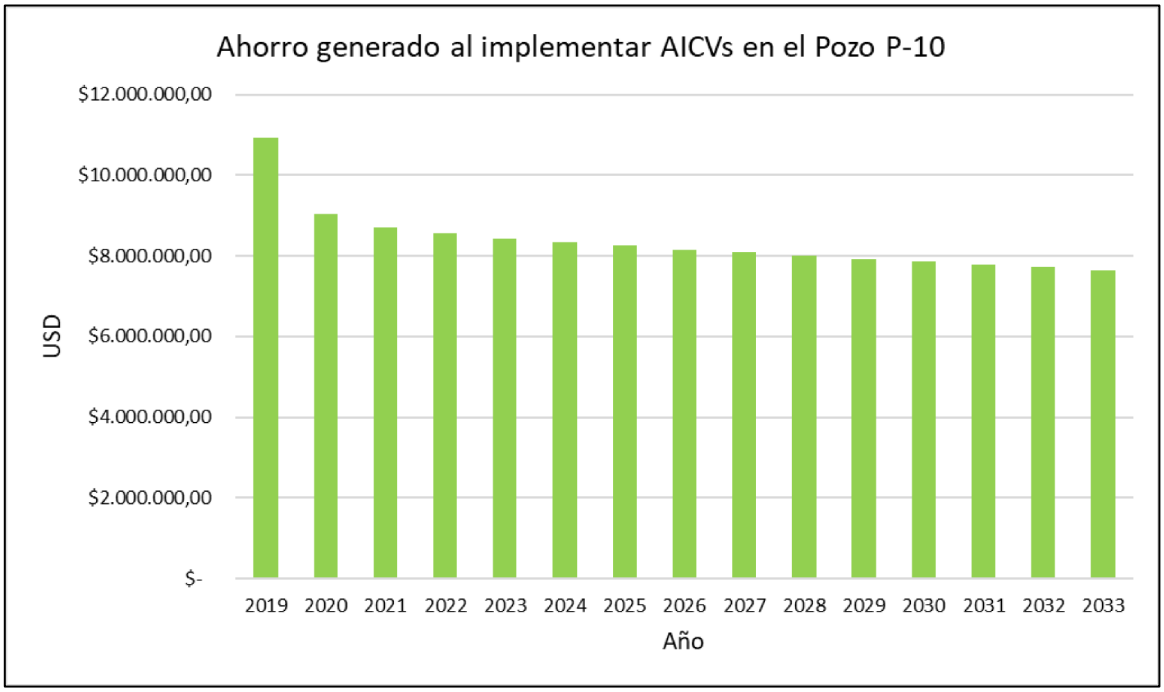
TABLA 5.4 AHORRO GENERADO AL IMPLEMENTAR UNA COMPLETACIÓN CON AICV EN EL POZO P-10

	Costo de operación por barril de agua	$ 1,50

Años		BAPD con AICV (Caso 1)	Producción Anual	Gasto por Porducción, CASO 1	BAPD (OH)	Producción Anual	Gasto por Porducción, OH	Ahorro generado al implementar AICVs en el Pozo P-10
2019	0	**5196**	1896653	$ 2.844.980	25166	9185408	$ 13.778.111	$ 10.933.131,53
2020	1	**6084**	2220669	$ 3.331.003	22588	8244707	$ 12.367.061	$ 9.036.057,50
2021	2	**6756**	2465988	$ 3.698.982	22664	8272290	$ 12.408.435	$ 8.709.452,27
2022	3	**7089**	2587410	$ 3.881.115	22709	8288682	$ 12.433.022	$ 8.551.907,57
2023	4	**7341**	2679324	$ 4.018.985	22741	8300371	$ 12.450.556	$ 8.431.570,72
2024	5	**7549**	2755355	$ 4.133.033	22766	8309535	$ 12.464.303	$ 8.331.270,09
2025	6	**7732**	2822133	$ 4.233.200	22786	8316759	$ 12.475.139	$ 8.241.939,08
2026	7	**7905**	2885504	$ 4.328.256	22802	8322706	$ 12.484.059	$ 8.155.802,27
2027	8	**8067**	2944349	$ 4.416.523	22816	8327770	$ 12.491.655	$ 8.075.131,79
2028	9	**8216**	2999009	$ 4.498.513	22828	8332184	$ 12.498.275	$ 7.999.762,49
2029	10	**8360**	3051278	$ 4.576.917	22838	8335998	$ 12.503.997	$ 7.927.080,04
2030	11	**8499**	3102023	$ 4.653.034	22847	8339292	$ 12.508.938	$ 7.855.903,67
2031	12	**8638**	3152876	$ 4.729.314	22855	8342233	$ 12.513.350	$ 7.784.036,08
2032	13	**8776**	3203285	$ 4.804.928	22863	8344901	$ 12.517.351	$ 7.712.423,54
2033	14	**8906**	3250514	$ 4.875.771	22869	8347276	$ 12.520.914	$ 7.645.143,54

Elaborado por: Cornejo, 2020

FIGURA 5.2 AHORRO PRODUCIDO POR LA REDUCCIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN AL INSTALAR AICV EN EL POZO P-10



Elaborado por: Cornejo, 2020

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La completación del pozo P-10 para control de agua usando la tecnología AICV brinda beneficios significativos para el futuro desarrollo del Campo_A, permitiendo que la producción y recuperación de petróleo sea mayor en un 18% y que, contrasta con la disminución considerable de agua de formación en un 73% si se compara una situación de completación con 126 AICVs instalados en el pozo P-10 y una completación a agujero abierto. Debido a que la capacidad de manejo de fluidos en superficie es una preocupación en el campo maduro (Campo_A), esta tecnología ayudará a optimizar el uso de energía al producir el pozo P-10 con bajas tasas de fluidos y con un incremento en la producción de petróleo.

- En base a los resultados obtenidos de la simulación de fondo de pozo P-10 en TNAVIGATOR para el Caso 1, muestran que, la producción de petróleo aumenta un 18% y el corte de agua disminuye de 99% a 89% al primer año en operación con AICVs. El corte de agua sigue siendo alto debido a que el pozo lleva produciendo por más de 12 años y se encuentra en el contacto agua petróleo. Esto conlleva a que el AICV en este pozo P-10; actúa de tal manera que mejora la relación de volumen de fluido producido, es decir, disminuye significativamente la producción de agua de formación y mejora la producción de petróleo en zonas de petróleo en toda la sección horizontal del pozo.

- Las simulaciones muestran que el pozo P-10 completado con tecnología AICV producen más petróleo (~18%) que una completación a agujero abierto. Los dispositivos de control de influjo como ICD o AICD han demostrado que la producción y recuperación de petróleo puede aumentar significativamente con un mejor control de flujo en la sección horizontal del pozo. Sin embargo, ni el ICD o AICD puede cerrar casi en su totalidad la producción de agua de formación. Si se considera las curvas de rendimiento de flujo que tiene la tecnología AICV, para un fluido en particular; se puede demostrar una reducción significativamente mayor (cerca del 90%) en la producción de agua de formación si se compara con otras tecnologías de control de influjo como ICD o AICD.

- La función o modelo RCP ajustada a la curva de rendimiento de flujo del AICV da una suposición realista de la funcionalidad del AICV y muestra un potencial significativo para optimizar la producción y recuperación de petróleo para este campo en particular. Pues esta completación con AICV reduce la producción de agua (~73%) dando como resultado un flujo equilibrado a lo largo de la sección horizontal del pozo P-10.

- En base los resultados obtenidos de la simulación para el Caso 1 y Caso 2 se puede concluir que a mayor número de AICVs instalados (126 AICVs) en la parte productora del pozo, proporcionan una mejor eficiencia de barrido producto de la restricción de los AICVs al flujo de fluidos no deseados. Además, con la tecnología AICV se puede tener un buen manejo de control de fluidos en el fondo del pozo provocando una menor cantidad de fluidos no deseado en superficie. Esta da lugar a que esta tecnología puede ser el próximo gran paso para una mayor recuperación de petróleo en el campo maduro, Campo_A en pozos nuevos e incrementando la vida útil en pozos viejos.

- Además de la reducción de agua de formación (~73%) la tecnología AICV brinda oportunidades para la creación de nuevos pozos con gran desplazamiento horizontal en el campo maduro (Campo_A), superando los 2000 pies de longitud horizontal. Esto asegura un máximo contacto con el reservorio por cada pozo. Asimismo, el AICV elimina el riesgo, el costo, el requisito de separación, transporte y manipulación de fluidos no deseados considerablemente.

- La tecnología AICV es rentable y factible implementar en el pozo P-10 si se toma en consideración la evaluación económica del proyecto. Basados en las ganancias de petróleo que puede aportar el pozo P-10 con AICV, los indicadores financieros resultan en: VAN >0, TIR >18% y B/C >1 provocando que el proyecto sea rentable.

6.2 RECOMENDACIONES

- Para el diseño de completación de un pozo para control de influjo como AICV, es fundamental partir de datos confiables de geología, propiedades de roca – fluido y una simulación dinámica ajustada a historia de un determinado reservorio, pues este dará un resultado confiable sobre el pronóstico de producción de pozos al implementar una completación con control de influjo.

- Es importante evaluar los resultados obtenidos de la simulación dinámica de un pozo antes de implementar o desarrollar un diseño de completación para control de influjo. Esto es, evaluar perfiles de permeabilidad, saturación de agua o zonas con mayor afluencia en la parte horizontal del pozo, pues de esta manera se logra establecer una óptima distribución de AICV en todo el intervalo productor del pozo.

- El pronóstico de producción del pozo P-10 para el Caso 1 y Caso 2 en base a la simulación de fondo llevada a cabo en este estudio muestran una optimización en la producción de fluidos. Es motivo por el cual se recomienda a la operadora del Campo_A su implementación en nuevos y antiguos pozos que presenten alta producción de agua de formación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aakre , H., Halvorsen, B., Werswick, B., & Mathiesen, V. (2014). Autonomous Inflow Control Valve for Heavy and Extra-Heavy Oil. SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America. Society of Petroleum Engineers.

2. Aakre, H., Halvorsen , B., Werswick, B., & Mathiesen, V. (2013). Smart well with autonomous inflow control valve technology. SPE 164348-MS. Middle East Oil and Gas Show and Exhibition, Manama, Bahrain, 358.

3. Aakre, H., Mathiesen, V., & Moldestad. (2018). Performance of CO2 flooding in a heterogeneous oil reservoir using autonomous inflow control. Journal of Petroleum Science and Engineering, 167. 654-663.

4. Abd El-Fattah , M., Maamari, H., & Mathiesen, V. (2019). Case Study: Utilizing of Autonomous Inflow Control Valves Helps to have Better Fahud Wells Production Performance.

5. Al-Khelaiwi, F. M. (2013). A comprehensive approach to the design of advanced well completions. (Doctoral dissertation, Heriot-Watt University).

6. Andrade, A., Chango, M., Atahualpa, G., Correa, R., Corona, G., Calvopina, B., & Pico, J. (2018). Production Performance of Multiple Completion Designs: Openhole, Slotted Liner, ICD, and AICD: A Case Study for Water Control in Villano Field, Ecuador. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

7. Askvik, S. M., & Sørheim, I. J. (2017). Dynamic Autonomous Inflow Control Device-Performance prediction and experimental investigation of a specific rate controlled production valve design. (Master's thesis, NTNU).

8. Baby, P., Rivadeneria, M., & Barragán, R. (2004). La cuenca Oriente: geología y petróleo (Vol. 144). Institut français d'études andines.

9. Bellardy, J. (2009). Well completion design. Elsevier.

10. Birchenko, V. M. (2010). Analytical modelling of wells with inflow control devices. (Doctoral dissertation, Heriot-Watt University).

11. Bjerke, A., Aakre, H., & Mathiesen , V. (2019). Integrated Downhole Multiphase Flowmeter and Autonomous Inflow Control Valve. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers.

12. Das, O., & Al-Enezi, K. (2014). A Novel Workflow for Intelligent Well Inflow Control Valve Design by Integrating Reservoir Dynamics to Facilitate Proactive Reservoir Management in Minagish Field, West Kuwait. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

13. Das, O., Al-Enezi, K., Aslam, M., El-Gezeeri, T., Ziyab, K., Fipke, S., & Ewens, S. (2012). Novel Design and Implementation of Kuwait's First Smart Multilateral Well with Inflow Control Device and Inflow Control Valve for Life-cycle Reservoir Management in High Mobility Reservoir, West Kuwait. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

14. Dowlatabad, M. M. (2015). Novel Integrated Approach Simultaneously Optimising AFI Locations Plus Number and (A) ICD Sizes. In EUROPEC 2015. Society of Petroleum Engineers.

15. Ellis, T., Erkal, A., Goh, G., Jokela, T., Kvernstuen, S., Leung, E., . . . Gerd, A. (2009). Inflow Control Devices—Raising Profiles. Oilfield Review. 21(4), 30-37.

16. Eltaher, E. M. (2017). Modelling and Applications of Autonomous Flow Control Devices. (Doctoral dissertation, Heriot-Watt University).

17. Eltaher, E., Muradov, K., Davies, D., & Grassick, P. (2019). Autonomous flow control device modelling and completion optimisation. Journal of Petroleum Science and Engineering. 177, 995-1009.

18. Eltaher, E., Muradov, K., Davies, D., & Grebenkin, I. (2014). Autonomous inflow control valves-their modelling and" added value". In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

19. Elverhøy, A., Aakre, H., & Mathiesen, V. (2018). Autonomous Inflow Control for Maximizing Oil Recovery and Minimizing Water/Steam Production. In SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.

20. Elverhøy, A., Aakre, H., & Mathiesen, V. (2018). Autonomous inflow control for reduced water cut and/or gas oil ratio. In Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.

21. Fripp, M., Zhao, L., & Least, B. (2013). The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device. In SPE Middle East intelligent energy conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.

22. Gamboa, J. B. (2019). Análisis de factibilidad técnica-económica para la implementación de una completación Dump flooding para un proyecto de recuperación secundaria. (Bachelor's thesis, Quito, 2019.).

23. Gavioli, P., & Vicario, R. (2010). The Evolution of the Role of Openhole Packers in Advanced Horizontal Completions: From Optional Accessory to Critical Key of Success. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

24. Håland, S. (2017). Modelling and Analysis of Autonomous Inflow Control Devices. (Master's thesis, NTNU).

25. HALLIBURTON Completion tools. (2001). Open Hole Isolation System. Obtenido de

https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog/06-Openhole-Isolation.pdf?nav=en-US_completions_public

26. HALLIBURTON Completions Tools. (2017). Dispositivos de Control de Influjo Autónomo (AICD) EquiFlow INCREMENTO DE RESERVAS Y RECOBRO DE HIDROCARBUROS. Obtenido de https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H08364S-EquiFlowAICD.PDF

27. Halvorsen, M., Elseth, G., & Nævdal, O. (2012). Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

28. Halvorsen, M., Madsen, M., Vikøren Mo, M., Isma Mohd, I., & Green, A. (2016). Enhanced oil recovery on troll field by implementing autonomous inflow control device. In SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers.

29. InflowControl Making Better Wells. (2020). The Historical Development of Inflow Control Technologies. Obtenido de https://www.inflowcontrol.no/about-us/

30. Ismail, I. M. (2009). Autonomous Inflow Control Valve (AICV). Technology Overview.

31. Kuchuk, F., Nurmi, Cassell, & Chardac. (1996). Horizontal Highlights. Middle East Well Evaluation Review. 16.

32. Mathiesen , V., & Brough, B. (2020). Autonomous Valve Controls Excess Water, Gas Production To Increase Oil Recovery. Journal of Petroleum Technology, 72(06), (págs. 44-46).

33. Mathiesen, V., Aakre, H., Werswick, B., & Elseth, G. (2011). Autonomous Valve, A Game Changer Of Inflow Control In Horizontal Wells. SPE 145737. Offshore Europe, Aberdeen, UK, Society of Petroleum Engineers.

34. Mathiesen, V., Werswick, B., & Aakre, H. (2014). The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the Norwegian continental shelf. In SPE Bergen One Day Seminar. Society of Petroleum Engineers.

35. Mgimba, M. (2018). Numerical Study on Autonomous Inflow Control Devices: Their Performance and Effects on the Production from Horizontal Oil Wells with an Underlying Aquifer. (Master's thesis, NTNU).

36. Mnejja, M. (2015). Technical Feasibility and Economic Benefit of using AICDs in Horizontal Well Completions of a North Sea Field. Montan University of Leoben Department Mineral Resources and Petroleum Engineering Chair of Petroleum and Geothermal Energy Recovery. Austria: (Master Thesis).

37. Mochón, F., & Beker, V. (2008). Economía, principios y aplicaciones. (Cuarta Edición), México.

38. Muñoz, M. P. (2011). Fundamentos Básicos de Finanzas. Santiago de Chile: Universidad Arturo Prat-Departamento de Auditoría y Sistemas de Información.

39. Oil and Gas Online. (2015). Expandable Sand Screen. Obtenido de https://www.oilandgasonline.com/doc/expandable-sand-screen-0001

40. Petroamazonas EP. (2019). PetroAmazonas EP. Obtenido de https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=10166

41. PrecioPetróleo.net. (2020). Obtenido de https://www.preciopetroleo.net/

42. Shi, H., Zhou, H., Hu, Y., He, Y., Fu, R., & Bo, R. (2016). A New Method to Design and Optimize the ICD for Horizontal Wells. In Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.

43. Solovyev, T. (2019). Enhancing Efficiency of High-Viscosity Oil Development with Using Autonomous Flow Control Devices. Case Study in Western Siberia. In SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.

44. tNavigator 20.1. (2020). Well Designer, User Guide. Rock Flow Dynamics.

45. tNavigator 20.1. (2020). Simulation, User Guide. Rock Flow Dynamics.

46. tNavigator 20.1. (2020). Simulation, User Manual. Rock Flow Dynamics.

47. Voll, B. A., Ismail, I. M., & Oguche, I. (2014). Sustaining Production by Limiting Water Cut And Gas Break Through With Autonomous Inflow Control Technology. In SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

48. WebPlotDigitizer. (2019). Obtenido de https://apps.automeris.io/wpd/

GLOSARIO

TÉRMINO	DEFINICIÓN
Acuífero:	Cuerpo de roca cuya permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos permiten la producción de agua subterránea. También se define a la parte de un yacimiento con empuje hidráulico que contiene agua.
Arenisca:	Roca sedimentaria compuesta por granos de cuarzo, generalmente cementados por sílice.
Autonomous Inflow Control Device (AICD):	Dispositivos de control de influjo autónomos que restringen la producción de fluidos no deseados. Se accionan cuando hay cambio en las propiedades del fluido en zonas circundantes de cada AICD.
Autonomous Inflow Control Valve (AICV):	Válvulas de control de influjo autónomas que detienen la producción de fluidos no deseados cuando alcanza un valor objetivo (%WC 99%). Para ello identifica el tipo de fluido en base a su viscosidad y densidad.
Avance de fluidos no deseados (Breakthrough):	Conocido como ruptura en procesos de desplazamiento. Ocurre cuando un fluido desplazante (agua/gas) llega al extremo de salida del sistema. Es decir, es el momento en el cual se produce la primera gota de fluido desplazante.
Conificación de Agua:	Superficie en forma de cono que adquiere el contacto agua-petróleo en las cercanías de un pozo de petróleo. La superficie se forma debido a la alta producción o empuje hidráulico de fondo. Conificación implica movimiento vertical hacia arriba del contacto agua petróleo y supone un acuífero debajo del pozo productor.
Eficiencia de Barrido:	Fracción de área que ha sido invadido con el fluido desplazante en el momento de ruptura (Breakthrough).
Inflow Control Device (ICD):	Dispositivo de Control de Influjo cuyo objetivo es optimizar la producción de fluidos mediante la ecualización de influjo presente en el yacimiento a lo largo de agujero abierto en un pozo horizontal.
Intrusión de Agua:	Agua proveniente de formaciones aledañas denominas acuíferos y que rodean zonas saturadas de petróleo.
Saturación de agua:	Fracción del espacio poroso de un yacimiento ocupado por agua.
Saturación de petróleo	Fracción del espacio poroso de un yacimiento ocupado por petróleo.

ANEXOS

ANEXO No 1

DESCRIPCIÓN DEL DISPOSITIVO DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMO (AICD) DESARROLLADO POR HALLIBURTON

AICD – HALLIBRUTON

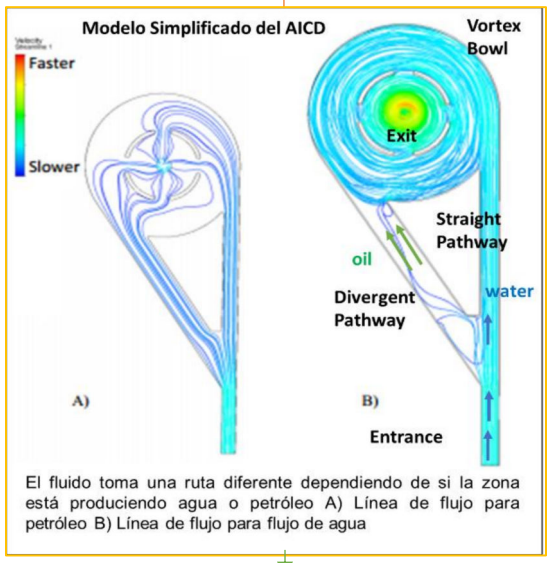
Cuando las fuerzas inerciales (agua) son las que prevalecen, el flujo de fluido sigue un camino recto.

El modelo simplificado establece que el fluido del reservorio entra al AICD y luego opta por dos caminos de flujo antes de salir a la tubería de producción por el vórtice

Funcionamiento
Este tipo de AICD identifica y restringe fluidos no deseados en base a las propiedades del fluido y de la geometría de flujo.

La densidad y caudal del fluido describen fuerzas inerciales

La viscosidad y caudal del fluido describen fuerzas viscosas



El fluido toma una ruta diferente dependiendo de si la zona está produciendo agua o petróleo A) Línea de flujo para petróleo B) Línea de flujo para flujo de agua

Cuando las fuerzas viscosas (petróleo) prevalecen el flujo de fluido tiende a dividirse entre las vía recta y divergente

$$\Delta P = \frac{1}{2}\rho V^2$$

Esta alta velocidad de flujo alrededor del vórtice crea una caída de presión adicional provista por el AICD y descrita por la ecuación de Bernoulli.

Restricción del AICD a Fluidos no deseados
Cuando los fluidos toman la vía recta, antes de salir del vórtice hacia la tubería de producción giran a gran velocidad que conlleva a un período de alto centrifugado generando una restricción del AICD hacia fluidos no deseados.

Fuente: Fripp et al., 2013, HALLIBRUTON Completions, 2017

ANEXO No 2

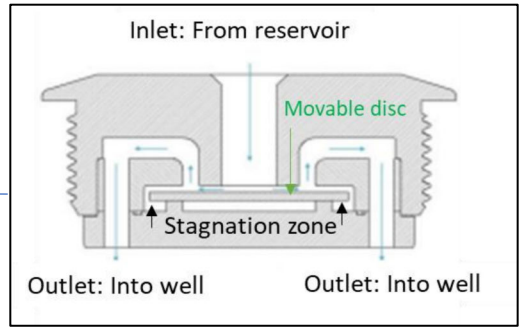
DESCRIPCIÓN DEL DISPOSITIVO DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMO DESARROLLADO POR STATOIL – RATE CONTROLLED PRODUCTION (AICD - RCP)

AICD – STATOIL

Funcionamiento
Cuando fluye gas o agua a través de este tipo de AICD, el disco se mueve hacia los asientos del dispositivo y reduce el área de flujo

La fuerza total que actúa sobre el disco hará que el disco se mueva hacia los asientos, debido a la diferencia en las presiones que existe en el disco móvil.

Una presión de estancamiento en una zona de estancamiento controla este funcionamiento



Una presión de estancamiento será mayor cuando fluye gas o agua en comparación que cuando fluya petróleo.

Una alta presión de estancamiento detrás del disco hará que disco se mueva hacia los asientos y reduzca el área de flujo.

Esto reduce significativamente la producción de fluidos no deseados.

Para validad el funcionamiento de este tipo de AICD se creó un modelo conocido como modelo RCP que describe perfectamente el flujo de fluido cuando atraviesa este tipo de AICD.

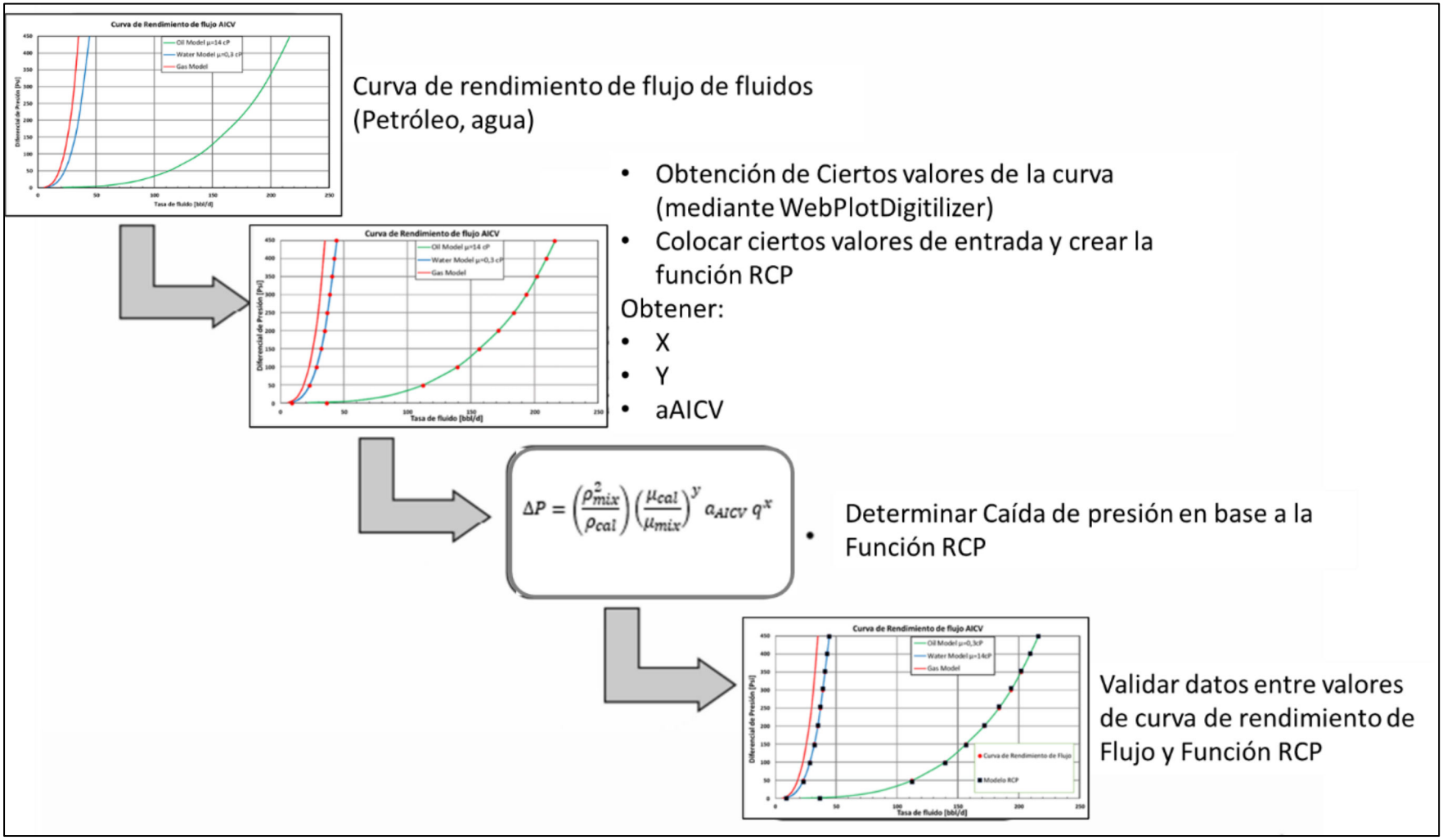
$$\Delta P = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}}\right)\left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}}\right)^y a_{AICD}\, q^x$$

Fuente: Halvorsen et al., 2012; Halvorsen et al., 2016

ANEXO No 3

DIAGRAMA DE FLUJO DE TRABAJO PARA DETERMINAR LOS PARÁMETROS DE ENTRADA DE UN AICV

DIAGRAMA DE FLUJO PARA DETERMINAR PARÁMETROS DE ENTRADA DE UN AICV



Fuente: Håland, 2017; Mgimba, 2018; Voll et al., 2014.

ANEXO No 4

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PARA LA COMPLETACIÓN DEL POZO P-10 EN CONDICIONES DE: AGUJERO ABIERTO; COMPLETADO CON 126 AICV (CASO 1) Y COMPLETADO CON 64 AICV (CASO 2)

Año	Casos	Tasa de Petróleo	Tasa de Agua	Tasa de Fluido	Corte de Agua	Reducción de Agua
		bppd	bapd	bfpd	%	bbl/d
2019	Agujero Abierto	548	25166	25713	97.87	
	Caso 1	648	5196	5845	88.91	19969
	Caso 2	590	9075	9665	93.90	16090
2020	Agujero Abierto	412	22588	23000	98.21	
	Caso 1	465	6084	6549	92.85	16504
	Caso 2	446	9543	9989	95.53	13045
2021	Agujero Abierto	336	22664	23000	98.54	
	Caso 1	371	6756	7127	94.79	15908
	Caso 2	362	9638	10000	96.38	13026
2022	Agujero Abierto	291	22709	23000	98.73	
	Caso 1	335	7089	7423	95.49	15620
	Caso 2	333	9667	10000	96.67	13042
2023	Agujero Abierto	259	22741	23000	98.87	
	Caso 1	310	7341	7651	95.95	15400
	Caso 2	311	9689	10000	96.89	13052
2024	Agujero Abierto	234	22766	23000	98.98	
	Caso 1	292	7549	7841	96.27	15217
	Caso 2	290	9710	10000	97.10	13056
2025	Agujero Abierto	214	22786	23000	99.07	
	Caso 1	279	7732	8010	96.52	15054
	Caso 2	272	9728	10000	97.28	13058
2026	Agujero Abierto	198	22802	23000	99.14	
	Caso 1	267	7905	8172	96.74	14896
	Caso 2	258	9742	10000	97.42	13060
2027	Agujero Abierto	184	22816	23000	99.20	
	Caso 1	257	8067	8323	96.92	14749
	Caso 2	246	9754	10000	97.54	13061

Fuente: tNavigator 20.1, 2020

Año	Casos	Tasa de Petróleo	Tasa de Agua	Tasa de Fluido	Corte de Agua	Reducción de Agua
		bppd	bapd	bfpd	%	bbl/d
2028	Agujero Abierto	172	22828	23000	99.25	
	Caso 1	248	8216	8464	97.08	14611
	Caso 2	235	9765	10000	97.65	13063
2029	Agujero Abierto	162	22838	23000	99.30	
	Caso 1	240	8360	8599	97.21	14479
	Caso 2	226	9774	10000	97.74	13064
2030	Agujero Abierto	153	22847	23000	99.34	
	Caso 1	232	8499	8731	97.34	14349
	Caso 2	217	9783	10000	97.83	13065
2031	Agujero Abierto	145	22855	23000	99.37	
	Caso 1	225	8638	8863	97.46	14217
	Caso 2	210	9790	10000	97.90	13065
2032	Agujero Abierto	137	22863	23000	99.40	
	Caso 1	219	8776	8995	97.57	14087
	Caso 2	203	9797	10000	97.97	13066
2033	Agujero Abierto	131	22869	23000	99.43	
	Caso 1	213	8906	9118	97.67	13964
	Caso 2	196	9804	10000	98.04	13065

Fuente: tNavigator 20.1, 2020