

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE AICV's EN EL CAMPO
ACORDIONERO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO,
CONTROLANDO LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS NO DESEADOS Y ARENA**

PAOLA ANDREA RUBIO LUGO

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Orientador

EDINSON ENRIQUE JIMÉNEZ BRACHO

Ingeniero de Petróleos

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTA DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BOGOTA D.C.**

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Edinson Enrique Jiménez Bracho
Firma del Director

Ing. Camilo Andrés Guerrero
Firma Jurado

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero
Firma Jurado

Bogotá, D.C. febrero de 2022.

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora de Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

Dedico todo mi esfuerzo con gran amor inicialmente a mis padres, Luis German Rubio y Yaneth Lugo, quienes son mi motor para cumplir todas mis metas, por siempre brindarme todo el apoyo y guiarme en cada paso que doy, por enseñarme todo lo que soy y permitirme mostrarles con orgullo este nuevo logro profesional. Dedico también este trabajo de grado a mis hermanos, Lady Alexandra, Luisa Fernanda y German Rubio quienes siempre han estado a lo largo de mi vida en los momentos difíciles, enseñándome el gran significado del amor. A mi abuelo Roberto Lugo, que nos acompaña desde el cielo, a quien hace 5 años le prometí este logro y que hoy finalmente se cumple ese sueño.

Dedico este trabajo a los ingenieros de completamiento de Gran Tierra Energy Colombia quienes fueron parte indispensable para el desarrollo, planteamiento y finalización de este proyecto.

PAOLA ANDREA RUBIO LUGO

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias principalmente a Dios por guiarme en cada paso que doy, por cada meta cumplida y por todas las bendiciones obtenidas a lo largo de mi vida que me ayudaron a finalizar con orgullo esta etapa en donde culmina mi carrera universitaria e inicia mi vida profesional. Quiero agradecerle a toda mi familia por siempre brindarme su apoyo y amor incondicional y el hacerme saber que siempre podía contar con ellos en los momentos más difíciles. También agradezco al profesor Edinson Jiménez por guiarme en este proceso para poder finalizar este gran logro.

Agradezco a Gran Tierra Energy Colombia LTD, a los Ingenieros Kent Kearns y Ron Hands por darme la oportunidad de finalizar mi carrera profesional con una experiencia enriquecedora, permitiéndome conocer sobre nuevos avances en la industria petrolera y tener un mayor acercamiento hacia esta. Agradezco al equipo de completamiento, especialmente al Ingeniero Felipe Ríos quien estuvo desde el inicio de este proceso apoyándome y brindándome su conocimiento para culminar satisfactoriamente esta etapa universitaria, por enseñarme y ampliar mis conocimientos en el área de completamiento y estar siempre pendiente en cada detalle de este trabajo de grado que hoy finaliza con gran orgullo.

PAOLA ANDREA RUBIO LUGO

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

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEORICO	16
1.1. Fluidos del yacimiento	16
1.1.1. <i>Propiedades</i>	16
1.2. Formación Lisama	17
1.3. Sistema de levantamiento artificial (ALS)	18
1.3.1. <i>Bombeo electrosumergible (ESP)</i>	18
1.3.2. <i>Bombeo hidráulico (Jet pump)</i>	18
1.3.3. <i>Bombeo mecánico (Rod pump)</i>	19
1.4. Autonomous Inflow Control Valves (AICV)	19
1.4.1. <i>Historia</i>	20
1.4.2. <i>Actuales fabricantes de AICV</i>	21
1.4.3. <i>Componentes del AICV</i>	24
1.4.4. <i>Funcionamiento</i>	25
1.4.5. <i>Clasificación</i>	27
1.4.6. <i>Beneficios</i>	28
1.4.7. <i>Empaques</i>	29
1.4.8. <i>Compartimientos</i>	30
1.4.9. <i>Trazadores</i>	30
1.5. Control de arena	31
1.5.1. <i>Consecuencias de la producción de arena</i>	31
1.5.2. <i>Métodos de control de arena</i>	32

1.5.3. <i>Control de arena en AICV's</i>	34
2. METODOLOGIA Y DATOS	36
2.1. Caracterización de los fluidos de yacimiento y arena	38
2.1.1. <i>Propiedades de los fluidos</i>	38
2.1.2. <i>Características de la formación</i>	39
2.2. Cuantificación de la producción de arena y fluidos de yacimiento	39
2.3. Selección del completamiento	41
2.3.1. <i>Selección de screen o malla</i>	41
2.3.2. <i>Determinación de empaques</i>	42
2.3.3. <i>Selección de trazadores</i>	45
2.3.4. <i>Número de compartimientos y válvulas</i>	46
2.4. Simulación de AICV's en software NETool	50
2.5. Completamiento propuesto	50
3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	53
3.1. Resultados de la simulación por NETool	53
3.2. Trazadores	55
3.3. Producción de arena	57
3.4. Producción de fluidos del yacimiento	61
3.5. Rendimiento de la ESP	68
3.6. Diseño de desarrollo del trabajo	70
3.7. Actuales compañías	71
3.8. Análisis financiero	74
4. CONCLUSIONES	82
BIBLIOGRAFIA	84
ANEXOS	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Montaje de una AICV.	19
Figura 2. Completamiento ICD en pozo horizontal.	20
Figura 3. Autonomous Inflow Control Device (AICD) de Tendeka.	21
Figura 4. Super Autonomous Inflow Control Device (S-AICD) de Floway.	22
Figura 5. Autonomous Inflow Control Valves (AICV) de Inflow Control	23
Figura 6. Componentes de AICV's.	24
Figura 7. Válvula en posición abierta.	26
Figura 8. Válvula en posición cerrada.	27
Figura 9. Trazador inteligente.	30
Figura 10. Tipos de liner ranurado.	32
Figura 11. Completamiento de gravel pack.	33
Figura 12. Control de arena con Premium mesh.	35
Figura 13. Diagrama metodológico.	36
Figura 14. Metodología.	37
Figura 15. Producción de los fluidos del Pozo A.	40
Figura 16. Producción de los fluidos del Pozo B.	40
Figura 17. <i>Núcleos (plugs) de la formación Lisama.</i>	41
Figura 18. Diámetro del empaque Vs. Tiempo de hinchamiento en el Pozo A.	42
Figura 19. Presión diferencial Vs Tiempo Pozo A.	43
Figura 20. Diámetro del empaque Vs. Tiempo del Pozo B.	44
Figura 21. Presión diferencial Vs Tiempo del Pozo B.	44
Figura 22. Trazadores.	45
Figura 23. Instalación de trazadores.	45
Figura 24. <i>Estado mecánico del Pozo A.</i>	47
Figura 25. Estado mecánico del Pozo B.	49
Figura 26. Completamiento propuesto del pozo A.	51
Figura 27. Completamiento propuesto del pozo B.	52
Figura 28. Presión Vs Profundidad del Pozo A.	54
Figura 29. Presión Vs Profundidad del Pozo B.	55

Figura 30. Resultado de los trazadores en el Pozo B.	57
Figura 31. Cantidad de solidos detectados en el Pozo A.	58
Figura 32. Distribución granulométrica del Pozo A.	59
Figura 33. Cantidad de solidos detectados en el Pozo B.	60
Figura 34. Distribución granulométrica del Pozo B.	60
Figura 35. Gráfico de producción del Pozo A.	61
Figura 36. Resultados del Pozo A.	64
Figura 37. Gráfico de producción del Pozo B.	65
Figura 38. Resultados del Pozo B.	68
Figura 39. Variables de la ESP en el Pozo A.	69
Figura 40. Variables de la ESP del Pozo B.	70
Figura 41. Especificaciones de las válvulas actuales.	74
Figura 42. Ajuste al precio del crudo.	75
Figura 43. <i>Análisis financiero del Pozo A.</i>	77
Figura 44. Gráfico de barriles del Pozo B.	78
Figura 45. Gráfico de costos del Pozo B.	78
Figura 46. Gráfico de costos del Pozo B en un periodo de 20 meses.	79
Figura 47. Análisis financiero del Pozo B.	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de hidrocarburos.	17
Tabla 2. Funcionamiento de la válvula según fluido.	23
Tabla 3. Clasificación de las AICV's.	28
Tabla 4. Propiedades del pozo A.	38
Tabla 5. Propiedades del Pozo B.	38
Tabla 6. Tamaño de partículas del Pozo A.	39
Tabla 7. Tamaño de partículas del Pozo B.	39
Tabla 8. Datos de retención de arena.	42
Tabla 9. Zonas cañoneadas del Pozo A.	46
Tabla 10. Zonas cañoneadas del Pozo B.	48
Tabla 11. Numero de válvulas y compartimientos.	50
Tabla 12. Resultados de la simulación del Pozo A.	53
Tabla 13. Resultados de la simulación del Pozo B.	54
Tabla 14. Producción de petróleo por zona.	56
Tabla 15. Resultados de producción del Pozo A.	62
Tabla 16. Tabla comparativa de la simulación del Pozo A.	63
Tabla 17. Tabla comparativa de la producción actual del Pozo A.	63
Tabla 18. Resultados de producción del Pozo B.	66
Tabla 19. Tabla comparativa de la simulación del Pozo A.	67
Tabla 20. Tabla comparativa de la producción actual del Pozo B.	67
Tabla 21. Parámetros óptimos del Campo Acordionero.	71
Tabla 22. Matriz de selección.	73
Tabla 23. Indicadores financieros del estado original del Pozo A.	76
Tabla 24. Indicadores financieros del estado actual del Pozo A.	76
Tabla 25. Indicadores financieros del estado original del Pozo B.	77
Tabla 26. Indicadores financieros del estado actual del Pozo B.	79

RESUMEN

La presencia de arena y fluidos no deseados como agua y gas en la etapa productiva del pozo son factores que definen la rentabilidad y viabilidad de este; de tal manera, se debe tener en cuenta los daños operativos que puede causar la presencia de altas cantidades de arena y gas, en pozos con sistema de levantamiento artificial, tipo BES; ya que afectan negativamente la vida útil de la herramienta. Así mismo, en cuanto a la producción de agua es necesario conocer los costos que se debe tener en su manejo y tratamiento, en donde en muchas ocasiones por los altos costos, las industrias petroleras dejan grandes reservas de crudo en el subsuelo dado a que su producción no es rentable económicamente. De este modo, se ha convertido en un reto para el área de completamiento contar con nuevas tecnologías que beneficien la productividad rentable del pozo, dentro de estas se encuentran las AICV's (Autonomous Inflow Control Valves) las cuales incorporan mallas para el control de arena, es decir, son válvulas que funcionan automáticamente en relación a la diferencia de viscosidad de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, de tal manera que permiten el paso del crudo y controla los fluidos no deseados, agua y gas.

Teniendo en cuenta lo anterior, este trabajo de grado presenta detalladamente los resultados obtenidos del uso de nuevas tecnologías de completamiento tratándose de Autonomous Inflow Control Valves (AICV's) en el pozo A y B del Campo Acordionero en donde se busca tener un control de los fluidos no deseados y arena, y así mejorar la producción de petróleo en pro de disminuir costos operativos y cuidar la integridad del completamiento del pozo. Finalmente se evidencia que su implementación en formaciones no consolidadas, con alta producción de gas y arena tiene un efecto positivo sobre el pozo B reduciendo la producción de gas generando una rentabilidad económica alta y dando factibilidad al proyecto.

PALABRAS CLAVE: AICV's, Control de arena, Fluidos no deseados, Viscosidad, Densidad.

INTRODUCCIÓN

Durante décadas, los pozos de petróleo que producen con sistemas de levantamiento artificial tipo bombas electrosumergibles en formaciones muy poco consolidadas, han experimentado grandes desafíos económicos e ingenieriles para buscar la optimización de las inversiones vs el fluido extraído del yacimiento. Sumado a esto, la rápida declinación de la presión del yacimiento y la adición de altos cortes de agua y gas que el sistema de levantamiento artificial debe soportar, conduce a frecuentes intervenciones en el mismo pozo incrementando su OPEX y reduciendo la tasa de producción del mismo.

Uno de los inconvenientes más frecuentes del área de completamiento es el completar adecuadamente cada pozo de acuerdo a las condiciones que este requiera, así mismo, la opción de reinyección de gas y agua no siempre son la solución económica más viable y tampoco la mejor solución para el yacimiento. Por ello, es necesario reevaluar si el control de arena en fondo, junto con el control de agua y gas producidos en cada sección del yacimiento, justo frente a los perforados en el wellbore, puede ofrecer ventajas en la mayor producción de petróleo.

Estos problemas se han visto reflejados en gran variedad de pozos horizontales del medio oriente, en donde la últimas investigaciones muestran como gran opción la implementación de AICV's, tal y como lo menciona el artículo que lleva por título Utilizing of Autonomous Inflow Control Valves Helps to have Better Fahud Wells Production Performance, traducido como: *“La utilización de válvulas Autónomas de control de flujo ayudan a mejorar el rendimiento de la producción de Pozos Fahud”* publicado por AS, Abd El-Fattah, M., Maamari, H., Mathiesen, V., InflowControl AS en Octubre de 2019. En este artículo se aborda un campo de Medio Oriente, el cual inicia principalmente por producción natural por capa de gas y con el paso del tiempo los pozos sufren un aumento en la producción de agua. Su alto corte de gas obliga al operador a cerrar el pozo dejando atras grandes reservas de petróleo. Debido al problema planteado, el operador decidió implementar un completamiento de AICV's, obteniendo resultados exitosos, en donde se logró controlar la producción de agua y gas, y a su vez potencializó la producción de zonas ricas en petróleo, ya que los AICV permitieron el paso libre de petróleo y

controlaron el paso de fluidos no deseados. Se obtuvo una reducción de 80% de la producción de gas junto con una reducción del 54% de producción de agua, e incrementó en un 56% la producción de petróleo. [1]

Por todas las razones mencionadas anteriormente, Gran Tierra Energy Colombia busca una solución para la alta producción de agua, gas y arena del Campo Acordionero dado que este Campo corresponde al 50% de la producción de la compañía. Por consiguiente, la implementación de un completamiento AICV's (Autonomous Inflow Control Valves) combinado con un compartimiento de malla, se convierte en una solución de gran utilidad ya que, mediante el uso de válvulas en el completamiento del pozo se tendrá control de fluidos no deseados como gas y agua de manera autónoma; y mediante el uso de las mallas se tendrá control de los sedimentos, permitiendo el paso libre del petróleo y logrando aumentar las tasas de crudo producido.

El objetivo general de este trabajo es evaluar la Implementación de AICV's en el Campo Acordionero para la optimización de la producción de petróleo, controlando la producción de fluidos no deseados y arena. A continuación, se detallan los objetivos específicos del proyecto:

- Evaluar las características de los fluidos de producción de agua y de gas junto con la producción de arena del completamiento actual del Campo Acordionero en el Valle Medio del Magdalena.
- Diseñar un completamiento especializado para el control de arena y fluidos no deseados en un pozo del Campo Acordionero.
- Implementar el completamiento de AICV's para la evaluación de su desempeño calculando nuevos porcentajes de agua, gas y arena en un pozo vertical del Campo Acordionero.
- Comparar el comportamiento de la producción de petróleo, agua, gas y arena del pozo en estudio con el completamiento convencional vs el completamiento con AICV's.
- Realizar un análisis financiero de la implementación de AICV'S en el Campo Acordionero para determinar su viabilidad económica en un pozo vertical mediante

la revisión de la inversión CAPEX y determinación del Payback como variables principales.

Este trabajo de grado se basa principalmente en demostrar que mediante la implementación de AICV's en un pozo vertical, se tiene un control positivo en la producción de agua, gas y arena, logrando mejorar de esta manera la producción de petróleo, disminuyendo costos operativos y reduciendo los efectos negativos en relación a la vida útil de las bombas electrosumergibles por la presencia de gas y arena.

1. MARCO TEORICO

A continuación, se presenta la base teoría y conceptual del presente trabajo de grado, siendo estos conceptos y términos claves que resultan indispensable para el buen entendimiento de la investigación.

1.1. Fluidos del yacimiento

Un yacimiento petrolífero hace referencia a una estructura geológica la cual cuenta con las condiciones adecuadas para la formación de petróleo, tales como porosidad, permeabilidad, profundidad, presión y temperatura. Del mismo modo, los fluidos presentes en los poros de una roca de las zonas prospectivas pertenecientes a esta estructura geológica son denominados fluidos del yacimiento, en donde se encuentra fluidos como petróleo, gas y agua en diversas saturaciones. [2]

1.1.1. Propiedades

Los fluidos de yacimientos (Petróleo, agua y gas) cuentan con una variedad de propiedades que definen las características del tipo de fluido con el que se está trabajando. Dentro de las propiedades más relevantes en las que se basan las válvulas Autónomas de Control de Flujo se encuentran:

1.1.1.a. Viscosidad: es una propiedad que tienen los fluidos al oponerse al movimiento y es causada por la fricción que existe entre las moléculas del fluido. Para el caso del petróleo y el agua, siendo estos líquidos, su resistencia está relacionada a las fuerzas de cohesión de corto alcance siendo mayor la viscosidad del petróleo en comparación al agua. Ahora bien, hablando del gas, su resistencia se debe a los choques entre las moléculas logrando una mejor movilidad que los líquidos, y por consiguiente una menor viscosidad. [3]

1.1.1.b. Densidad: es una magnitud que determina la cantidad de masa que está presente en un volumen determinado de un fluido. La ecuación matemática que define esta propiedad de representa como:

$$\rho = \frac{m}{v} = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

1.1.1.c. Grados API: es una propiedad característica del petróleo y sus derivados. Esta propiedad expresa su gravedad o densidad [4] y matemáticamente es expresada como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5$$

Donde GE es la gravedad específica del fluido. Según el valor de °API el hidrocarburo se puede clasificar como:

Tabla 1.
Clasificación de hidrocarburos.

Tipo de Hidrocarburo	° API
Extrapesado	< 9,9°
Pesado	10 - 21,9°
Mediano	22 - 29,9°
Liviano	30 - 39,9°
Condensado	> 40°
Gas	-

Nota. La tabla indica la clasificación de los hidrocarburos según su gravedad API. Tomado de: La Comunidad Petrolera, [En línea]. Disponible: <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html> [Acceso: jun.17,2021].

1.1.1.d. Presión de yacimiento: es la presión que se genera por la columna de fluido que se encuentra en los poros y las fracturas de la formación. Esta presión representa la energía del yacimiento que ayuda al desplazamiento de los fluidos y se puede determinar mediante pruebas de pozo, gráficos o la medición a través de un manómetro [5]. Por otra parte, al hablar de la presión de fondo fluyente (Pfw) se hace referencia a la presión que se genera frente a la zona cañoneada; siempre y cuando exista movimiento de fluidos

1.2. Formación Lisama

En el Campo Acordionero se encuentra presente la formación Lisama, la cual consta de lutitas junto con areniscas de grano fino a medio. Esto la hace una formación poco consolidada. La parte superior está formada por arcillolitas limosas con intercalaciones

de areniscas arcillosas. Esta formación cuenta con un espesor que varía en sentido Este – Oeste en donde es notable un incremento de este hacia el Sinclinal. [6]

La formación Lisama tiene una porosidad que varía entre el 1 al 20% siendo una formación con capacidad deficiente a menor porosidad y capacidad optima a mayor porosidad. Igualmente su permeabilidad varía entre 5 a 500 mD [7].

1.3. Sistema de levantamiento artificial (ALS)

Cuando el pozo no tiene la energía necesaria para llevar a superficie los fluidos deseados, o la tasa de producción es desfavorable, es necesario hacer uso de sistemas de levantamiento artificial, los cuales son mecanismos externos que ayudan a llevar a superficie dichos fluidos a una tasa determinada [8]. Para el caso del Campo Acordionero, sus pozos ya no cuentan con una producción natural, debido a la baja presión de yacimiento, por lo tanto, se hace necesario el uso de los siguientes tipos de levantamiento artificial:

1.3.1. Bombeo electrosumergible (ESP)

El bombeo electrosumergible hace uso de una bomba centrífuga multietapa con un eje comunicado al motor eléctrico, el cual está conectado mediante un cable en superficie que transmite la energía requerida para su adecuado funcionamiento. Dicha bomba centrífuga se encarga de llevar el aceite a superficie. Esta bomba ESP se baja a pozo mediante la sarta de producción hasta la zona prospectiva. El motor se encuentra en la parte inferior de toda la unidad evitando su recalentamiento mediante las corrientes de flujo que pasan a su alrededor. En pozos cuya producción de gas es alta, se recomienda instalar un separador de gas para evitar daños en la integridad de la bomba [9].

1.3.2. Bombeo hidráulico (Jet pump)

Su funcionamiento se basa en el principio de Venturi en donde el levantamiento de fluido se debe a la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido; así mismo, cuando se da la inyección del fluido, la energía potencial generada se transforma en energía cinética logrando llevar el petróleo a superficie [10].

1.3.3. Bombeo mecánico (Rod pump)

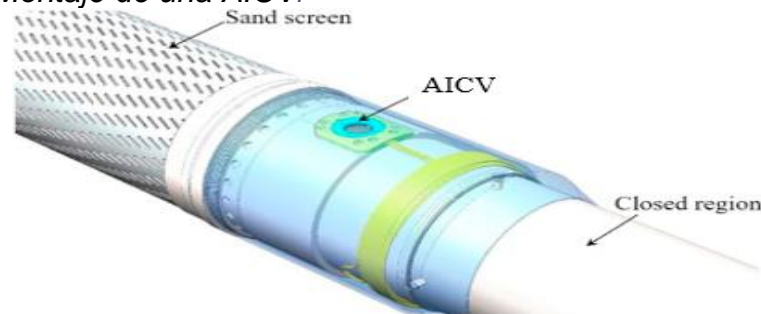
Este tipo de levantamiento artificial es el más antiguo y comúnmente utilizado debido a su facilidad de implementación y bajos costos. El bombeo mecánico es un procedimiento de succión del petróleo hasta superficie y consiste en el uso de una unidad de bombeo en superficie y una bomba de subsuelo, que se comunica mediante la sarta de varillas. Su función se basa en un movimiento vertical hacia arriba y hacia abajo del pozo hasta cierta profundidad, formando un desplazamiento positivo de la bomba de subsuelo [8].

1.4. Autonomous Inflow Control Valves (AICV)

Las válvulas autónomas de control de flujo son dispositivos que permiten controlar los fluidos que pasan a través de ella y tienen la capacidad de restringir el paso de los fluidos de alta movilidad dando como resultado un incremento en la producción y el factor de recobro. Principalmente, los AICV's son nuevas tecnologías diseñadas en el área de completamiento para facilitar el control de fluidos no deseados del yacimiento, tales como agua y gas. Así mismo dejan el paso libre de crudo logrando mejorar su producción y favoreciendo la integridad del pozo.

Figura 1.

Montaje de una AICV.



Nota. La figura presenta el montaje correspondiente a un completamiento por AICV's. Tomado de: Journal of Petroleum Science and Engineering, [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106991> [Acceso: jul.19,2021].

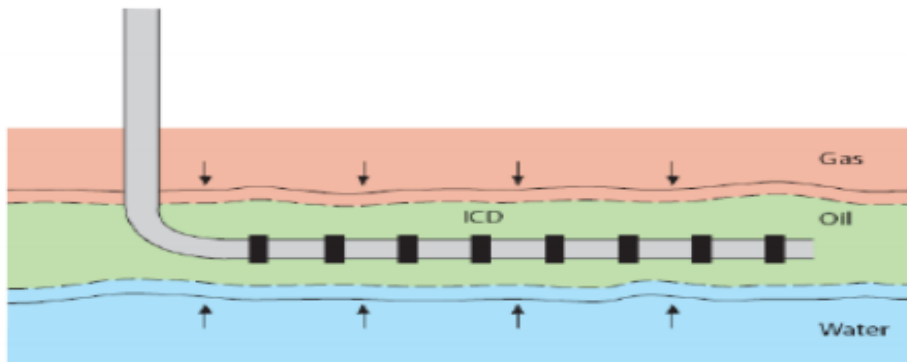
Estos dispositivos poseen alto rango de utilidad y pueden ser implementados en yacimientos que presentan crudos con viscosidades muy livianas hasta crudos pesados. También puede ser utilizados en formaciones consolidadas y no-consolidadas, en donde

se incluyen campos con presencia de gas en su producción natural y aquellos en los que se iniciará una recuperación terciaria. [11]

1.4.1. Historia

Los dispositivos diseñados para el control de flujo (ICD) han sido utilizados en la industria de petróleo y gas para administrar los fluidos del yacimiento, controlando las entradas del pozo, eficiencia de barrido y caídas de presión a lo largo de este. Estos dispositivos han sido implementados en pozos horizontales por más de trece años, debido a las enormes caídas de presión a lo largo de toda su trayectoria y a la gran área de drenaje que este tipo de pozos tiene. [12]

Figura 2.
Completamiento ICD en pozo horizontal.



Nota. La figura representa un completamiento de ICD a lo largo de un pozo horizontal. Tomado de: Society of Petroleum Engineers, [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.2118/202847-MS> [Acceso: ago.15,2021].

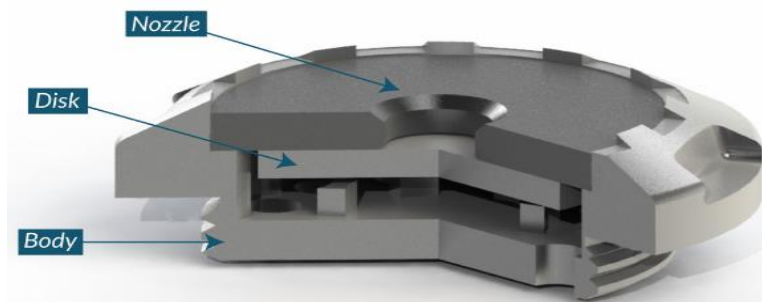
La primera aplicación de ICD se realizó con el fin de controlar la trayectoria de fluido entre el yacimiento y la tubería de producción, y así monitorear el equilibrio del flujo de entrada a lo largo del pozo horizontal. Estos pozos presentaban capa de gas y acuífero activo. La tecnología de ICD tiene la ventaja de funcionar como válvula de control de flujo al presentarse un cambio en la tasa del influjo de entrada [13]. Con el paso del tiempo los ICD (pasivos) han avanzado tecnológicamente para mejorar su rendimiento, siendo los AICD su segunda generación, la cual actúa de manera autónoma para controlar los fluidos del yacimiento y adaptarse al cambio en la presión de yacimiento. Los AICV, corresponden a la más reciente generación y evolución de los AICD, ya que

corresponden a válvulas que cierran automáticamente las zonas de los fluidos no deseados.

1.4.2. Actuales fabricantes de AICV

- ❖ Tendeka: Los dispositivos autónomos que maneja la compañía Tendeka son las FloSure (AICD), los cuales proporcionan un control autónomo del flujo, y restringe el paso de los fluidos no deseados aumentando la producción de petróleo durante la vida útil del campo. Estos dispositivos son ajustables y adaptables al campo que se requiera. Son implementados en la parte inferior del completamiento teniendo en cuenta los compartimientos para su ubicación, y se integran a mallas (screen) para el debido control de arena. [14]

Figura 3.
Autonomous Inflow Control Device (AICD) de Tendeka.



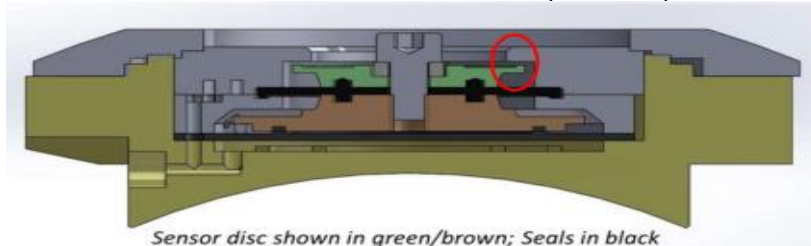
Nota. En la figura se muestra la AICD presentada por la compañía Tendeka. Tomado de: Well completion technology, World Oil, [En línea]. Disponible: https://www.nxtbook.com/nxtbooks/gulfpub/wo_2021_05/index.php#/p/Cover1. [Acceso: ago.15,2021].

El principio de funcionamiento de las FloSure AICD de Tendeka, se basa en la viscosidad y densidad de los fluidos del yacimiento. Este dispositivo cuenta con un único disco el cual responde a movimientos verticales hacia arriba y hacia abajo de acuerdo al fluido que esté presente como resultado a la pérdida de fricción; en caso de que el fluido sea petróleo, al ser más viscoso, el disco se desplaza hacia abajo permitiendo completamente su paso; mientras que, al pasar agua o gas al ser menos viscosos, el disco se desplaza hacia arriba, tapando la boquilla y evitando el paso de estos fluidos.

- ❖ Floway: esta compañía ha desarrollado la segunda generación de válvulas autónomas de control, siendo estas los super dispositivos autónomos de control de flujo (S-AICD) los cuales son capaces de reducir la producción de fluidos no deseados en los pozos petroleros. El Floway S-AICD posee un diseño que cuenta con un sensor patentado, una vía de producción y un disco de resistencia de viscosidad que es capaz de detectar variaciones hasta de 1 cP de la viscosidad de los fluidos presentes. Esto permite monitorear constantemente el flujo presente y activar su cierre o apertura restringiendo cerca del 95% el paso de fluidos no deseados como el agua y gas [15]. El funcionamiento de este dispositivo se basa en el movimiento del disco de resistencia generado por el ΔP causado por la viscosidad de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento. De esta manera, cuando pasa un flujo con alta viscosidad el disco se mueve hacia abajo abriendo la válvula y cuando se trata de un flujo con menor viscosidad el disco se dirige hacia arriba cerrando la válvula. [16]

Figura 4.

Super Autonomous Inflow Control Device (S-AICD) de Floway.



Nota. En la figura se muestra el super dispositivo autónomo controlador de flujo presentada por la compañía Floway. Tomado de: Technology and Modeling Overview, Floway inc., [En línea]. Disponible: <https://www.floway.us/S-AICD> [Acceso: jul.14,2021].

Como se observa en la Tabla 2, cuando la fuerza de presión de completamiento (F_r) que se dirige hacia abajo del dispositivo es mayor de la fuerza de puerto del sensor (F_s) que ejercía hacia arriba, el dispositivo permanece abierto para permitir el paso del petróleo. En cambio, cuando la fuerza de presión del completamiento (F_r) es menor a la fuerza de puerto del sensor (F_s), la fuerza total genera un vector hacia arriba del dispositivo, generando el cierre de la válvula y evitando el paso del agua y gas.

Tabla 2.

Funcionamiento de la válvula según fluido.

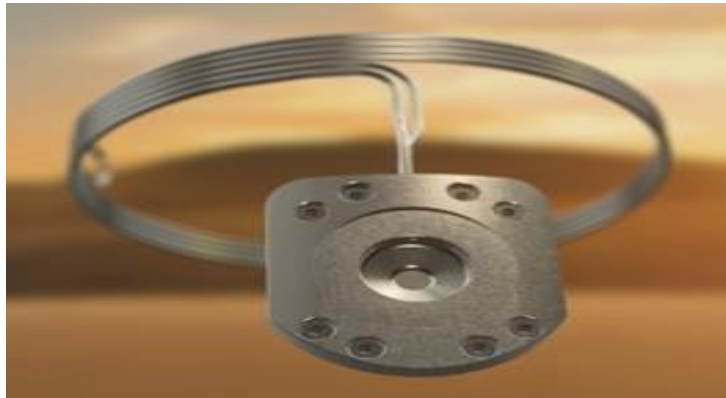
Scenario	Force	Action
Producing oil	$F_R > F_S$	AICD open
Water/gas break though	$F_R < F_S$	AICD close

Nota. En la figura se muestra los diferentes escenarios del funcionamiento de la válvula por la compañía Floway según el fluido presente Tomado de: Technology and Modeling Overview, Floway inc., [En línea]. Disponible: <https://www.floway.us/S-AICD> [Acceso: jul.14,2021].

- ❖ Inflow Control: Así mismo con las compañías anteriores, las válvulas autónomas controladoras de flujo (AICV) son dispositivos que tienen un control de los fluidos no deseados aumentando de esta manera la producción de petróleo. Sin embargo, la compañía Inflow Control cuenta con un funcionamiento que se basa en la caída de presión proporcionada por cada uno de los fluidos del yacimiento, es decir, cuenta con un pistón que permite la apertura o cierre de la válvula de acuerdo al fluido que traviese el elemento de flujo laminar.

Figura 5.

Autonomous Inflow Control Valves (AICV) de Inflow Control.



Nota. En la figura se muestra la válvula autónoma controladora de flujo presentada por la compañía Inflow Control S.A., [En línea]. Disponible: <https://www.inflowcontrol.no/aicv-technology/> [Acceso: jul.14,2021].

En este trabajo de grado se evaluará la implementación de la válvula autónoma controladora de flujo por la compañía Inflow Control y debido a esto se hará mayor énfasis en esta válvula, la cual se compone de los siguientes ítems.

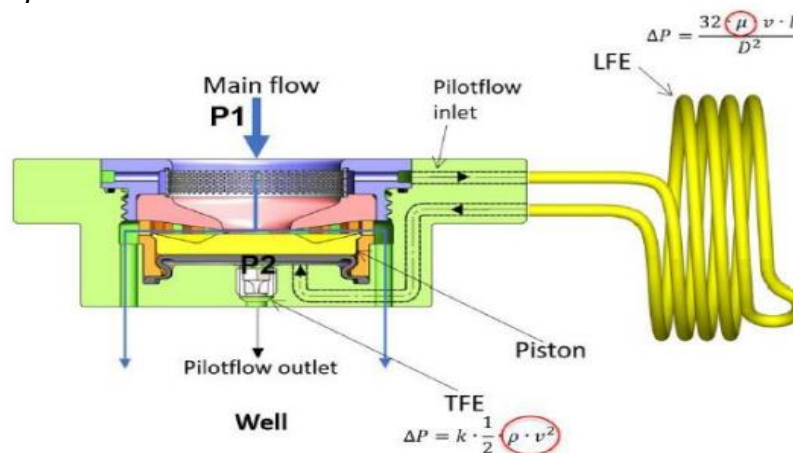
1.4.3. Componentes del AICV

Las válvulas Autónomas de Control de Flujo (AICV) se componen de algunos elementos que son de gran importancia para lograr su adecuado funcionamiento. En este orden de ideas, las AICV's se componen de:

- ❖ Elemento de Flujo Laminar (LFE): elemento por el que pasa el 3% del flujo total que atraviesa la válvula, Este elemento es el que permite la conexión del flujo de entrada hacia el pistón para su apertura o cierre, según el fluido presente.
- ❖ Elemento de Flujo Turbulento (TFE): permite la salida del flujo que atraviesa el elemento de flujo laminar para evitar la acumulación del fluido en la parte inferior del pistón, logrando un adecuado funcionamiento de la válvula.
- ❖ Pistón: dispositivo que permite el cierre o apertura de la válvula dependiendo a las condiciones de caída de presión obtenida por el fluido presente.
- ❖ Entrada de flujo piloto: flujo que entra al elemento de flujo laminar, para lograr las diferentes caídas de presión dependiendo de su viscosidad.
- ❖ Salida de flujo piloto: flujo que sale por la parte inferior del pistón

Estos elementos que componen las AICV's se pueden observar en la siguiente figura:

Figura 6.
Componentes de AICV's.



Nota. La figura representa los elementos que conforman una Válvula Autónoma de Control de Flujo (AICV's). Tomado de: Inflow control, [En línea]. Disponible: https://www.inflowcontrol.no/media/1132/moc_o_01_reservoir_112.pdf [Acceso: jun.17,2021].

1.4.4. Funcionamiento

Las AICV's son una serie de dispositivos que se instalan a lo largo de la tubería de producción del pozo en el que se quiere tener un control de los fluidos no deseados. Su funcionamiento se basa principalmente en la caída de presión que se presenta en los diferentes fluidos del yacimiento, la cual depende al comportamiento del flujo:

- ❖ Flujo Laminar: corresponde al flujo ordenado y suave que se relaciona al movimiento de fluidos de baja viscosidad a una baja velocidad, estos fluidos se mueven en laminas paralelas en donde cada partícula sigue su trayectoria sin entrelazarse entre ellas [3]. La caída de presión generada por un flujo laminar se representa como:

$$\Delta p = f x \frac{L * \rho * v^2}{2D}$$

Al ser flujo laminar, el factor de fricción se determina como:

$$f = \frac{64}{Re}$$

Donde f es el factor de fricción, L es la longitud del elemento de flujo laminar, ρ la densidad del flujo, v la velocidad del fluido y D el diámetro del elemento de flujo laminar.

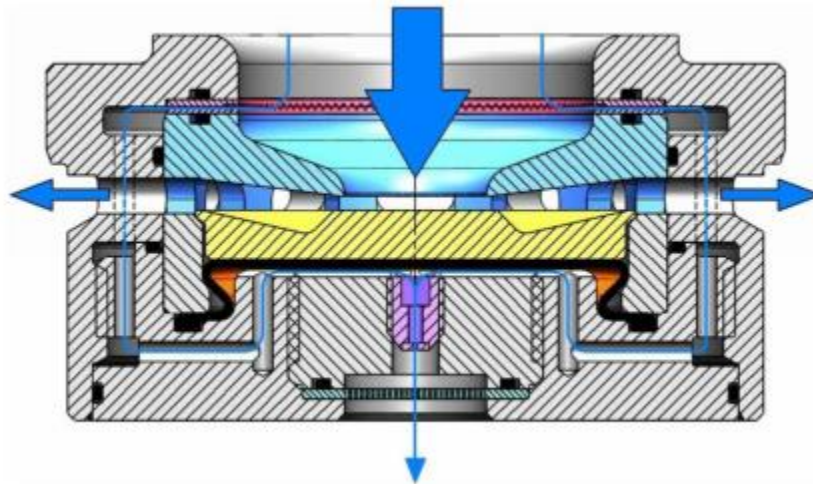
- ❖ Flujo turbulento: Se conoce como flujo turbulento aquella corriente que se mueve de manera desordenada, en donde las partículas toman trayectorias en diferentes direcciones ocasionando remolinos periódicos en el flujo, y sucede cuando se trabaja con fluidos viscosos a altas velocidades [3]. La caída de presión generada por este tipo de flujo se expresa matemáticamente así:

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

Donde k es la constante geométrica, ρ y v la densidad y velocidad del fluido respectivamente

La válvula permite un paso hasta del 99% del fluido que la atraviesa, una vez es instalada, su apertura y restricción al paso de los fluidos es automática sin la necesidad de un operador accionándola desde superficie. El mecanismo de funcionamiento de las AICV's se debe a la caída de presión generada en el elemento de flujo laminar y turbulento. El flujo que pasa a través del elemento de flujo laminar (LFE) crea una fuerza hacia arriba sobre el pistón, y esta caída de presión depende a la viscosidad y densidad del fluido que este fluyendo en ese momento, teniendo un comportamiento proporcional. En el caso del petróleo, al pasar por el elemento de flujo laminar tiene una caída de presión alta debido a que su viscosidad también lo es, lo que crea una fuerza baja hacia arriba del pistón logrando que la válvula permanezca abierta como se observa en la Figura 6, permitiendo el paso de petróleo. [17]

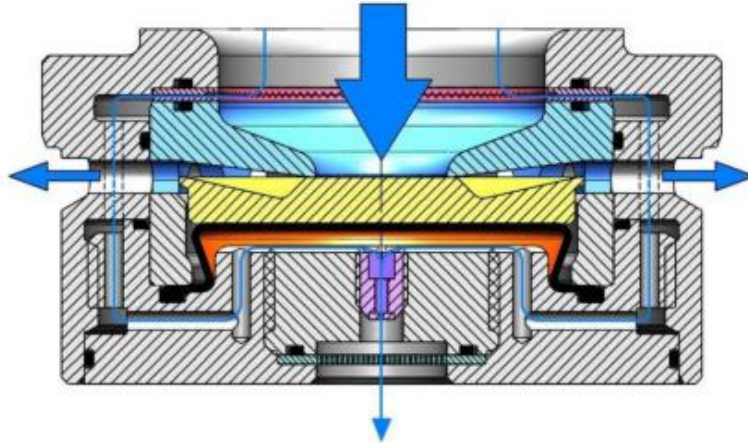
Figura 7.
Válvula en posición abierta.



Nota. La figura representa la válvula en posición abierta en donde permite el paso del flujo. Tomado de: Society of Petroleum Engineers (SPE-171141-M), [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.2118/171141-MS> [Acceso: jun.17,2021].

Ahora bien, cuando el fluido que entra en contacto con la válvula se trata de agua o gas, al ser fluidos menos viscosos que el petróleo, crean una baja caída de presión al pasar a través del elemento de flujo laminar, lo que genera una alta fuerza hacia arriba del pistón, la cual es capaz de levantarlo en su totalidad, logrando que la válvula se cierre y evite de este modo el paso del flujo principal, en este caso agua o gas. [17]

Figura 8.
Válvula en posición cerrada.



Nota. La figura representa la válvula en posición cerrada en donde restringe en paso del flujo. Tomado de: Society of Petroleum Engineers (SPE-171141-M), [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.2118/171141-MS> [Acceso: jun.17,2021].

De este modo, es posible la apertura y cierre de la válvula de manera reversible y autónoma, de tal manera que cuando exista presencia de petróleo, la válvula tendrá una apertura total permitiendo el paso de este, y cuando hay presencia de gas o agua, la válvula se cerrará automáticamente evitando la producción de estos fluidos.

1.4.5. Clasificación

Como se mencionó anteriormente, la viscosidad junto con la gravedad API son propiedades que afectan el adecuado funcionamiento de las válvulas autónomas. Por consiguiente, es importante conocer los rangos de acuerdo a la viscosidad en la que se puede usar cada una de las válvulas. [18]

- ❖ Petróleo ultra liviano: diseñado para viscosidades de crudo menor a 2 cP a condiciones de yacimiento, con ° API mayor a 34.
- ❖ Petróleo liviano: válvula diseñada para viscosidades de petróleo entre 1,5 – 5 cP a condiciones de yacimiento, que cuentan con grados API comprendidos entre 31 - 34.
- ❖ Petróleo Mediano: válvula diseñada para funcionar adecuadamente con grados API entre 22 y 21, junto con viscosidades comprendidas entre 5 - 50 cP.

- ❖ **Petróleo Pesado:** diseñada para aumentar la producción de crudo en zonas ricas de petróleo con viscosidad mayor a 50 cP a condiciones de yacimiento y grados API mayores a 10 y menores a 22.
- ❖ **Petróleo extra pesado:** está diseñada para yacimientos con presencia de crudo bitumen con grados API menores a 10.

A continuación, se presenta la clasificación de las AICV's según la viscosidad y grados API del crudo:

Tabla 3.
Clasificación de las AICV's.

AICV® Ultra Light Oil	1. Ultra Light Oil, API > 34 Gas and water shut - off, Reservoir viscosity less than 2 cP.
AICV® Light Oil	2. Light Oil, 31 < API < 34 Gas an ater shut - off, Reservoir viscosity 2 - 5 cP
AICV® Medium Oil	3. Medium Oil, 22 < API < 31 Gas and water shut - off, Reservoir viscosity 5 - 50 cP.
AICV® Heavy Oil	4. Heavy Oil, 10 < API < 22 Gas and water shut - off, Viscosity larger than 50 cP
AICV® Extra Heavy Oil	5. Extra Heavy Oil / Bitumen, API < 10 Steam and water shut - off for SAGD

Nota. La tabla muestra un resumen de la clasificación de las AICV's en relación a los grados API y viscosidad del crudo. Tomado de: PGE: Petróleo&Gas, No. 012. ISSN 1390 - 8812, [En línea]. Disponible: https://issuu.com/aihecuador/docs/revistas_petroleo_gas_marzo_2017 [Acceso: jun.19,2021].

1.4.6. Beneficios

Las Válvulas Autónomas de Control de Flujo (AICV's) se caracterizan por la gran variedad de beneficios que ofrecen para cuidar la integridad del pozo y mejorar la producción de petróleo. Dentro de sus beneficios se encuentra [11]:

- ❖ **Autónomas:** las AICV's no requieren una operación manual que permita su cierre o apertura ya que lo hacen automáticamente sin necesidad de un operador en superficie que este pendiente de esta acción.

- ❖ Reversibles: una vez existe la presencia de petróleo, la válvula se abre de manera automáticamente, así mismo, al cambio de la caída de presión creada por la presencia de agua o gas, la válvula se cierra.
- ❖ Control de producción: permite el paso del petróleo, evitando el paso de los fluidos no deseados siendo estos el agua y gas presentes en el yacimiento.
- ❖ Reduce costos: al tener un control de los fluidos no deseados, los costos en cuando al manejo y tratamiento de agua en superficie se reducen significativamente.
- ❖ Versatilidad: las Válvulas Autónomas de Control de Flujo esta diseñadas de acuerdo a las condiciones del yacimiento y de las propiedades del fluido.
- ❖ Re – adaptable: pueden ser utilizadas en pozos tanto nuevos, como aquellos que ya han sido completados.

1.4.7. Empaques

Los empaques son herramientas utilizadas en la industria petrolera para sellar el espacio anular entra la tubería y el yacimiento con el objetivo de asilar diferentes zonas. Dentro de los diferentes tipos de empaques se encuentran:

- ❖ Empaques mecánicos: requieren de una sarta que tenga el peso adecuado para mantenerlo asentado, estos empaques pueden ser de tensión o compresión y su funcionamiento de sellado se basa de acuerdo a la manipulación de la sarta de tubería, es decir que requieren de la rotación de dicha sarta junto con su peso o tensión para lograr el sellado. Debido a su acción mecánica este tipo de empaques son adecuados para pozos verticales o desviación moderada [19].
- ❖ Empaques Hidráulicos: son aquellos empaques que no requieren manipulación mecánica. Para ser activados y lograr fijar el empaque, se le debe aplicar presión hidráulica al fluido de la sarta, de modo que al momento de liberar el diferencial de presión este permanezca fijo [20].
- ❖ Empaques hinchables: los empaques son elastómeros comúnmente usados para lograr el aislamiento entre las zonas después de entrar en contacto con los fluidos del yacimiento, de esta manera, al exponerse a dichos fluidos como agua y petróleo, mediante procesos tales como la absorción y adsorción, el elastómero de expande automáticamente sellando el anular cubriendo los espacios vacíos y aislando de esta

manera las zonas. El tiempo para su expansión depende de la temperatura del fluido, espesor y diámetro externo e interno [21].

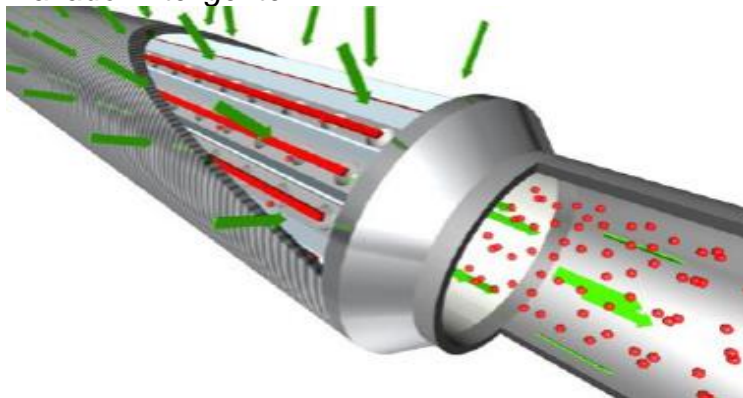
1.4.8. *Compartimientos*

Para los completamientos que utilizan válvulas autónomas controladoras de flujo, se requiere de varios compartimientos a lo largo del pozo, es decir, intervalos de perforados separados por empaques. Estos empaques son determinados mediante una simulación de acuerdo a las condiciones del yacimiento. Es necesario conocer el número adecuado de compartimientos de acuerdo a la capacidad de producción correspondiente a cada pozo, debido a que estos no puede ser modificados una vez sea instalado, de esta manera, al requerir de mayor cantidad de compartimientos, los beneficios de un completamiento de AICV's se reducen, y así mismo, al requerir menos compartimientos en relación a los instalados, se genera una mayor caída de presión en el completamiento generando su inadecuado funcionamiento [1].

1.4.9. *Trazadores*

Las trazadores son polímeros que cuenta con gran variedad de formas y pueden ser incorporados en el completamiento. Se pueden instalar en sand screen, revestimientos, tubería de producción o como en este caso en el completamiento por AICV's

Figura 9.
Trazador inteligente.



Nota. La figura muestra los trazadores inteligentes incorporados en el revestimiento. Tomado de: Resman: Products & Services, [En línea]. Disponible: <https://www.resman.no/products-services/resman-intelligent-tracers/how-it-works/> [Acceso: jul.19,2021]

Estos trazadores contienen químicos identificables de forma única, siendo utilizados para determinar la producción de petróleo, agua o gas. Los trazadores son diseñados para ser sensibles a los fluidos del yacimiento y de esta manera permanecer inactivos hasta entrar en contacto con el fluido para el cual fue diseñado. Al entrar en contacto con el fluido objetivo, el polímero libera continuamente pequeñas cantidades de moléculas trazadoras con una identificación única como se observa en la figura 9, donde se recolectan en superficie y mediante análisis de laboratorio, se puede conocer la información sobre la producción del pozo [22]. Los trazadores cuentan con una serie de beneficios que facilitan su uso y los hacen rentables dado que al ser polímeros robustos tienen una vida útil hasta de 10 años siendo resistentes a altas condiciones [23].

1.5. Control de arena

La producción de arena se ha convertido en uno de los inconvenientes más comunes en la etapa productiva del pozo, esto se debe a la gran cantidad de yacimientos que cuentan con formaciones poco consolidadas en donde al entrar en contacto con los fluidos del yacimiento, los sólidos desprendidos de las formaciones llegan a superficie afectando negativamente la integridad del pozo. La arena producida obstruye las zonas cañoneadas y causan daños a los equipos con los que está completado previamente el pozo, es decir, sistemas de levantamiento artificial, bombas tipo jet pump y equipos de superficie. Una vez llegan a superficie, su desecho causa altos costos debido al tratamiento y los lineamientos que se debe cumplir para tal fin. De esta manera, la mejor forma para trabajar con sólidos es evitar su alta producción en superficie, y lograr un control de estos desde el pozo para que su producción se reduzca y generar que la vida útil de las herramientas utilizadas en el pozo sea mayor.

1.5.1. Consecuencias de la producción de arena

Tener un control adecuado de arena de acuerdo a las condiciones del pozo, beneficia económicamente la rentabilidad del pozo al igual que su integridad, debido a que la producción de arena puede ocasionar diversos problemas, tales como [24]:

- ❖ Reducción en la producción de los fluidos presentes en el yacimiento.
- ❖ Daños en los equipos de producción y de completamiento del pozo.

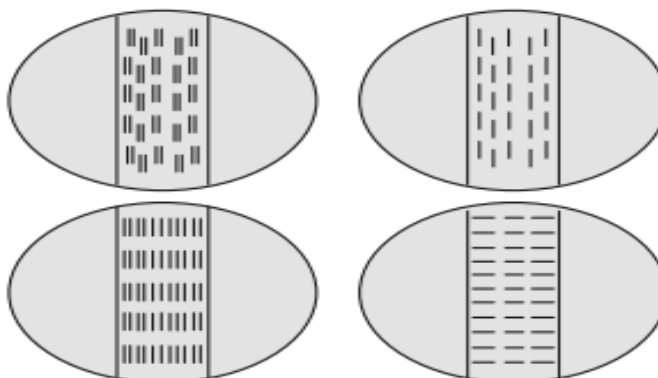
- ❖ Daños y obstrucciones en las instalaciones de superficie como válvulas, separadores, choke manifold, entre otros equipos que hacen parte de las facilidades del yacimiento.
- ❖ Disminución de la permeabilidad en pozos vecinos.
- ❖ Problemas en el tratamiento y manejo de los sólidos producidos.

1.5.2. Métodos de control de arena

Dentro de los métodos más comunes que existe en la industria petrolera para tener un control de arena en el fondo del pozo se encuentran:

- ❖ Liner ranurado: este método hace referencia a un tubo con diversas ranuras ya sean perpendiculares u horizontales dependiendo a las necesidades y condiciones del yacimiento. Estas ranuras permiten tener un control de arena. Es importante mencionar que el pozo que tenga este tipo de completamiento, es porque el tamaño de los sólidos obtenidos de la formación es pequeño. Al no ser así, la arena de grano grande puede obstruir este revestimiento reduciendo su vida útil. [25]

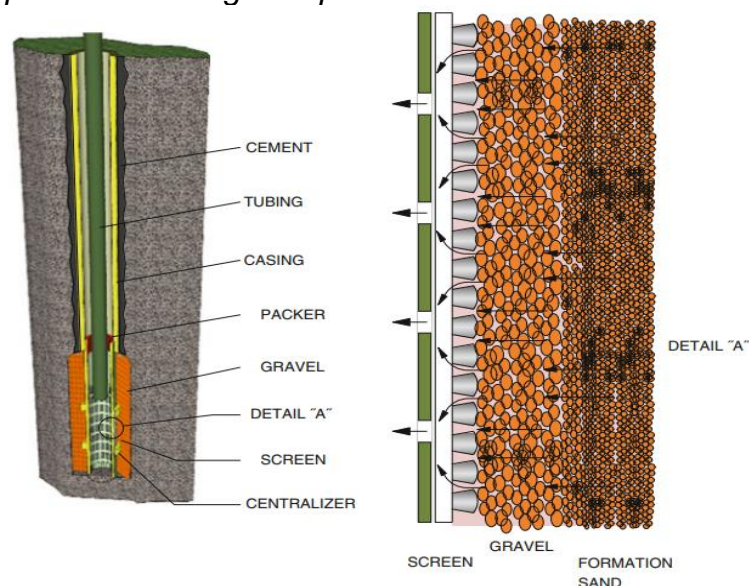
Figura 10.
Tipos de liner ranurado.



Nota. La figura representa los diferentes liner ranurados. Tomado de: Sand Control in Well Construction and Operation. [En línea]. Disponible: https://books.google.co.ve/books?id=oOJd8vLZXNMC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false [Acceso: jun.22,2021].

- ❖ Gravel pack: este tipo de completamiento es el más utilizado para el control de arena, y consiste en la instalación de una malla y grava en la zona rica de petróleo, junto con ello se satura la formación de la zona productora con grava que sea 5 - 6 veces mayor al tamaño de los sólidos obtenidos de la formación como se muestra en la Figura 11. En el gravel pack se busca que el empaque de grava forme un arco dándole estabilidad a la formación y funcionando como un filtro, el cual permita el paso de los fluidos por medio de los espacios vacíos, y así mismo evitando el paso de los sólidos dado a su grado de empaquetamiento, obteniendo un control sobre ellos. [24]

Figura 11.
Completamiento de gravel pack.



Nota. La figura representa el funcionamiento de un completamiento por gravel pack. Tomado de: Sand Control in Well Construction and Operation. [En línea]. Disponible: https://books.google.co.ve/books?id=oOJd8vLZXNMC&prints ec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false [Acceso: jun.22,2021].

- ❖ Screens o mallas de control de arena: son utilizadas en las zonas productoras de hidrocarburo para lograr un control sobre los sólidos. Estas mallas estas hechas principalmente de acero inoxidable para evitar el paso de la arena y evitar la erosión y efectos negativos que pueda causar en equipos de superficie y completamiento. Es importante mencionar que el uso de Sand Screen no debe limitar la producción

de petróleo, por lo que es necesario conocer los diferentes tipos de mallas que existen y seleccionar la adecuada de acuerdo a las condiciones del yacimiento, teniendo en cuenta la resistencia de la malla y el daño, tamaño de apertura y resistencia al taponamiento. [25]

1.5.3. Control de arena en AICV's

En muchas ocasiones el controlar únicamente los fluidos no deseados, no se convierte en una solución para mejorar la integridad y rentabilidad del pozo. Los yacimientos que cuentan con formaciones no consolidados con alta producción de agua y gas no solo requieren de la implementación de las Válvulas Autónomas Controladoras de Flujo, si no que requieren también de un control de arena para que no obstruyan la entrada de la válvula y de esta manera proteger los equipos de completamiento y de superficie. En este orden de ideas, es recomendable el uso de las AICV's junto con un Sand Screen que asegure el control de los sólidos de la formación. Existen dos tipos de control de arena en los AICV:

- ❖ **Wire – Wrapped Sand Screen:** estas mallas consisten de una tubería interior perforada la cual cuentan con una cubierta exterior en alambre de acero que se ponen en la base de esta tubería para posteriormente ser soldada y dar estabilidad al diseño. Es importante mencionar que estos diseños están hechos con materiales de alta resistencia a la corrosión. [25]

- ❖ **Premium Mesh Sand Screen:** esta malla posee tejidos integrales entrelazados en alambre, las cuales forman un filtro elástico en el que se distribuye el flujo para su respectivo control, Esta malla puede ser diseñada con una o varias capas de mallas para lograr un filtro resistente dependiendo de las condiciones del yacimiento. Estas mallas están incorporada en las válvulas para lograr un control de arena y evitar que sólidos no deseados entren en la Válvula Autónoma de Control de Flujo [26]. Para este trabajo de grado el control de arena utilizado para el Campo Acordionero se basa en mallas Premium. El completamiento hace uso de la técnica Stand Alone, la cual es una técnica comúnmente utilizada para el control de arena dado a su rentabilidad y simplicidad. La técnica Stand Alone funciona como una malla que entra

en contacto directo con la formación de las zonas prospectivas, y cuenta con un tamaño de mesh referente al tamaño de grano que se encuentre en dicha formación [27]. Usualmente se diseña la malla según el D10 del tamaño de la arena de formación.

Figura 12.
Control de arena con Premium mesh.



Nota. La figura muestra las diferentes capas de mallas para el control de arena correspondiente a una malla Premium [En línea]. Disponible: <https://www.pfilter.net/sand-control-screens/> [Acceso: jun.22,2021].

Una vez conocidas las bases teóricas para la comprensión adecuada del completamiento a implementar, se procede a conocer las condiciones y propiedades de los fluidos del yacimiento del Campo Acordionero junto con los dispositivos a utilizar mencionados en este capítulo.

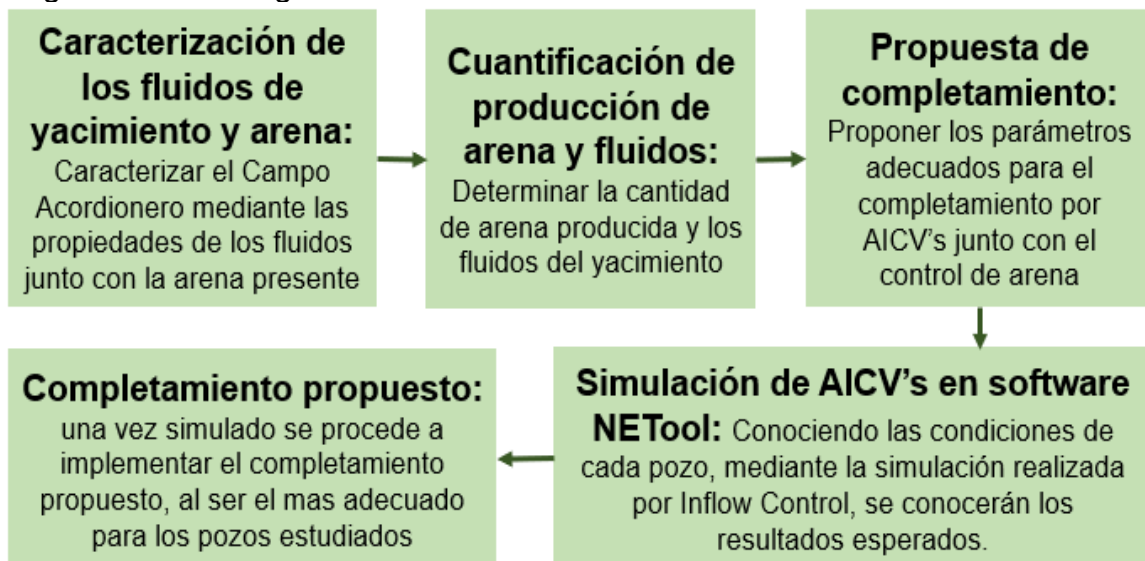
2. METODOLOGIA Y DATOS

El desarrollo de este trabajo de grado se basa principalmente en la evaluación de la implementación de un completamiento de AICV's en pozos verticales con formaciones no consolidadas, siendo los pozos A y B los candidatos con una profundidad total de 10015 y 8728 ft respectivamente. Los pozos pertenecen al Campo Acordionero del Valle Medio de Magdalena y producen por levantamiento artificial tipo bomba electrosumergible (ESP).

El completamiento que se propone cuenta con un control de agua y gas mediante las válvulas autónomas controladoras de flujo diseñadas por la compañía Inflow Control, y también cuentan con un sistema de control de arena incorporado tipo Stand Alone Screen (SAS) mediante mallas premium. Para la elaboración del proyecto de grado, se desarrollará es siguiente diagrama metodológico:

Figura 13.

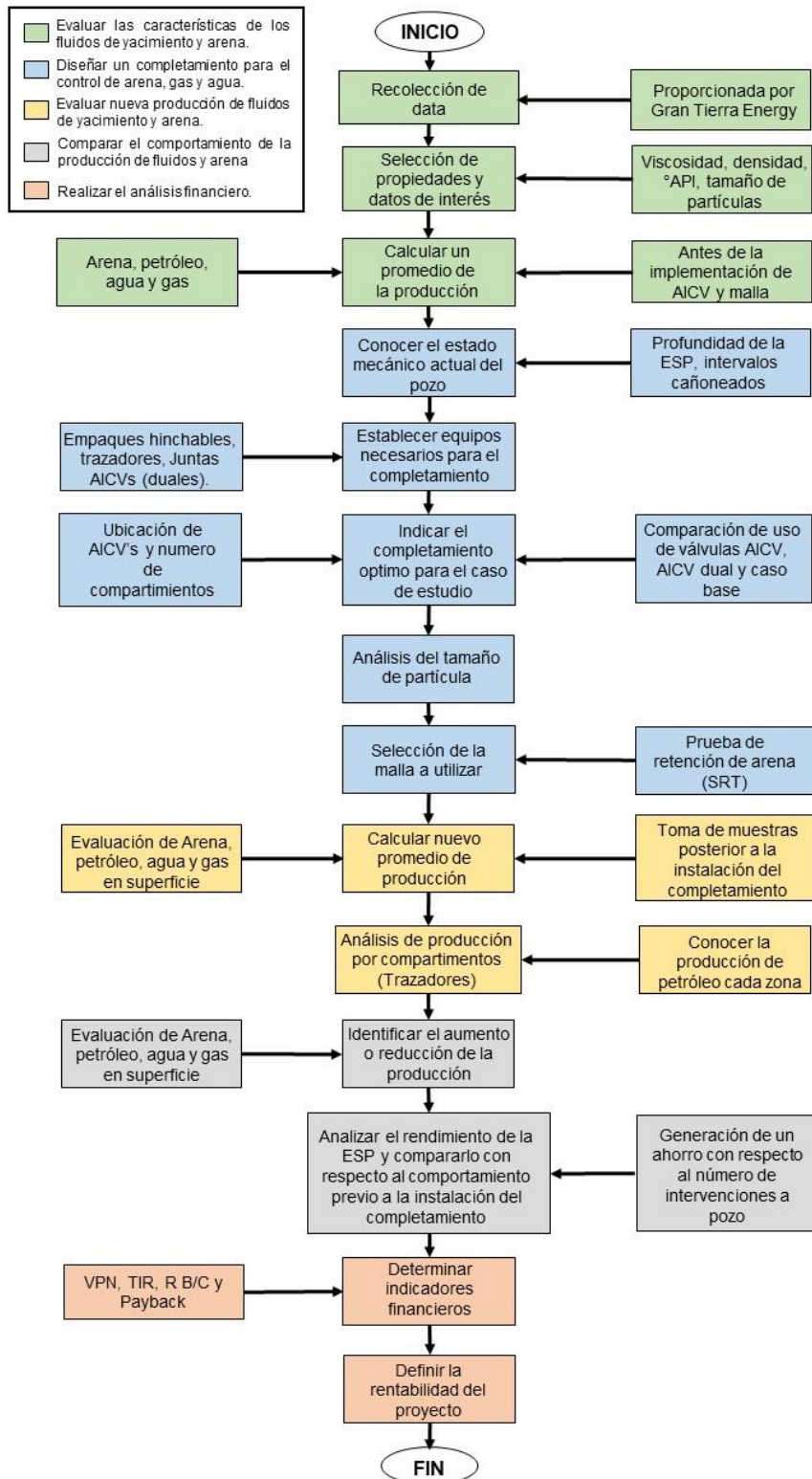
Diagrama metodológico.



Nota. La figura muestra el diagrama con los parámetros a seguir para el cumplimiento de los objetivos.

Seguido a esto, para indicar como se hará el cumplimiento de cada uno de los objetivos planteados anteriormente y la metodología llevada a cabo, se mostrará un diagrama de flujo el cual presenta los pasos a seguir, indicando los pasos pertenecientes a cada objetivo.

Figura 14.
Metodología.



Nota. La figura muestra la metodología llevada a cabo para el cumplimiento de cada uno de los objetivos planteados.

2.1. Caracterización de los fluidos de yacimiento y arena

La caracterización de la arena producida por los pozos y los fluidos de yacimiento, son un factor importante para determinar el completamiento más adecuado que cumpla con los requerimientos necesarios al igual que funcione adecuadamente de acuerdo a las condiciones del pozo, por ello es importante conocer inicialmente las características del pozo tales como las propiedades del fluido deseado siendo el petróleo, fluidos no deseados como agua y gas y el tamaños de la arena producida por los pozos en estudio.

2.1.1. Propiedades de los fluidos

El correcto funcionamiento de las AICV's se basa principalmente en conocer las propiedades de los fluidos del yacimiento. A continuación, se presentan las propiedades tales como densidad, viscosidad, gravedad específica y gravedad API para cada una de las formaciones del Pozo A.

Tabla 4.
Propiedades del pozo A.

Formación 1	μ_o (cP)	165-210	Formación 2	μ_o (cP)	8
	μ_w (cP)	0,431		μ_w (cP)	0,393
	μ_g (cP)	0,0138 - 0,0145		μ_g (cP)	0,0139 - 0,0145
	ρ_o (lb/ft ³)	56,55		ρ_o (lb/ft ³)	52,25
	ρ_w (lb/ft ³)	62,9		ρ_w (lb/ft ³)	63,11
	ρ_g (lb/ft ³)	4,339		ρ_g (lb/ft ³)	3,447
	SG gas	0,65		SG gas	0,67
	°API	15		°API	23,5

Nota. La tabla presenta las propiedades de los fluidos de yacimiento del Pozo A.

Del mismo modo, se indican las propiedades que caracterizan al pozo B para definir el tipo de fluidos que están presentes en el yacimiento

Tabla 5.
Propiedades del Pozo B.

Formación 1	μ_o (cP)	94 - 115	Formación 2	μ_o (cP)	7,44
	μ_w (cP)	0,424		μ_w (cP)	0,393
	μ_g (cP)	0,0138 - 0,0145		μ_g (cP)	0,0139 - 0,0145
	ρ_o (lb/ft ³)	55,87		ρ_o (lb/ft ³)	51,69
	ρ_w (lb/ft ³)	62,8		ρ_w (lb/ft ³)	63,11
	ρ_g (lb/ft ³)	3,498		ρ_g (lb/ft ³)	3,433
	SG gas	0,6		SG gas	0,6
	°API	16		°API	24

Nota. La tabla presenta las propiedades de los fluidos de yacimiento del Pozo B.

2.1.2. Características de la formación

Los pozos A y B se encuentran ubicados en el Valle Medio del Magdalena en donde se encuentra la formación Lisama que es una formación no consolidada conformada por areniscas. El Pozo A cuentan con partículas entre 25 micrones siendo el tamaño más pequeño también cuenta con partículas mayor a 300 micrones. Mediante la producción del Pozo A se ha determinado la cantidad promedio de las partículas de acuerdo a su tamaño como se muestra a continuación:

Tabla 6.
Tamaño de partículas del Pozo A.

Tamaño de partículas			
25 - 75 Micrón	75 - 150 Micrón	150 - 300 Micrón	> 300 Micrón
26,95%	28,94%	20,69%	23,42%

Nota. La tabla indica la cantidad porcentual de la producción de arena del Pozo A de acuerdo al tamaño.

El Pozo A y Pozo B pertenecen a la misma formación Lisama. El tamaño de las partículas detectadas varía entre 25 micrones y mayor a 300 micrones que, mediante la producción promedio del Pozo B, se determinó la cantidad porcentual de las partículas de acuerdo a su tamaño como lo indica la siguiente tabla:

Tabla 7.
Tamaño de partículas del Pozo B.

Tamaño de partículas			
25 - 75 Micrón	75 - 150 Micrón	150 - 300 Micrón	> 300 Micrón
23,39%	25,79%	32,90%	17,91%

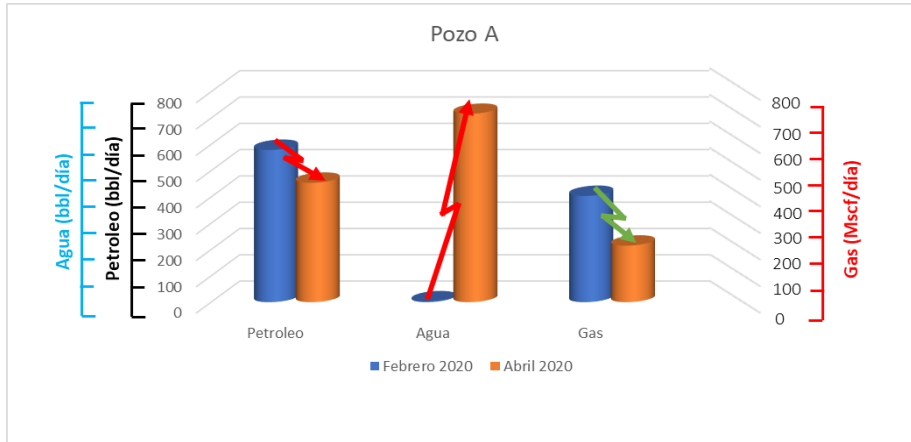
Nota. La tabla indica la cantidad porcentual de la producción de arena del Pozo B de acuerdo al tamaño.

2.2. Cuantificación de la producción de arena y fluidos de yacimiento

Mediante los datos registrados en el histórico de producción de los pozos del Campo Acordionero (proporcionados por Gran Tierra Energy) se determinó que el pozo A inició en febrero de 2020 con una producción de 579 bbl/día de petróleo, 404 MSCF/día de gas y 3,19 bbl/día de agua para el mes de febrero de 2020. Dos meses después disminuyo

la producción de petróleo y la producción de gas y aumentó la producción de agua siendo de 454 bbl/día, 215 MSCF/día y 716 bbl/día de petróleo, gas y agua respectivamente.

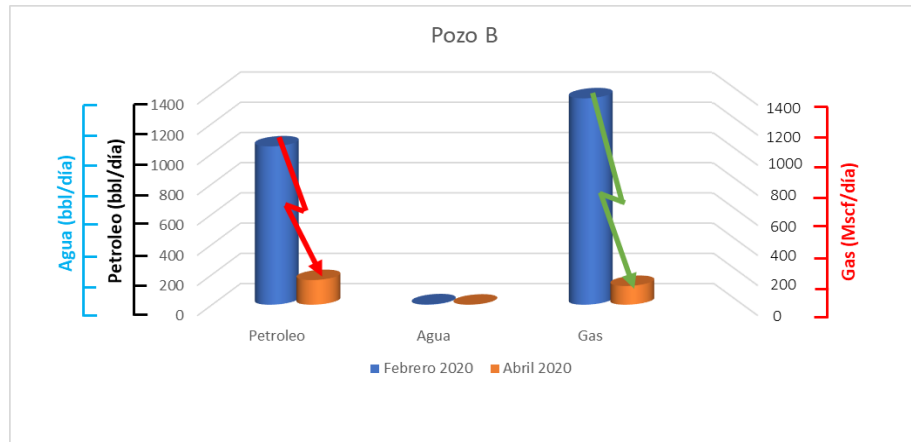
Figura 15.
Producción de los fluidos del Pozo A.



Nota. La figura representa la producción de los fluidos de yacimiento antes de los AICV del Pozo A.

En cuanto al pozo B, inició con una producción de 1048 bbl/día de petróleo, 1366 MSCF/día de gas y 2,6 bbl/día de agua. Dos meses después disminuyó su producción a 163 bbl/día de petróleo, 124 MSCF/día de gas y 0,4 bbl/día de agua.

Figura 16.
Producción de los fluidos del Pozo B.



Nota. La figura representa la producción de los fluidos de yacimiento antes de los AICV del Pozo A.

También es necesario conocer la cantidad de arena producida y el tamaño del grano para de esta manera incorporar el control de arena más adecuado. Esto evitará daños

en la bomba electrosumergible y equipos de superficie. Durante la producción del Pozo A se ha detectado una cantidad de arena que varía entre 1193,7 gr/h y 12,8 gr/h junto con una concentración que se encuentra entre 106,18 lb/1000 bbl y 0,67 lb/1000 bbl. Para el Pozo B se detectó una cantidad de arena que varía entre 294 gr/h y 29 gr/h, junto con una concentración entre 41,8 lb/1000 bbl y 1,87 lb/1000 bbl, respectivamente.

2.3. Selección del completamiento

Una vez se ha evaluado la producción de arena, se prosigue a determinar el mejor completamiento para obtener una mayor producción de petróleo y así mismo mediante la Válvula Autónoma Controladora de Flujo tener un adecuado control de agua y gas. Para esto es necesario conocer los compartimientos, número y ubicación de las válvulas reguladoras de flujo y sus respectivos trazadores.

2.3.1. Selección de screen o malla

La selección del tipo y tamaño de malla se fundamentó en la prueba SRT (Sand Retention Test). Se realizó un test de retención de arena con la compañía Candalab usando cupones de malla de la compañía HP Well Screen. Se usaron núcleos obtenidos de este yacimiento para determinar la mejor malla y control de arena de acuerdo a las condiciones del pozo.

Figura 17.

Núcleos (plugs) de la formación Lisama.



Nota. La figura muestra los núcleos de la formación Lisama utilizados para la prueba de retención de arena. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia. [Acceso: jul.23,2021].

Se evidencia que el control de arena a utilizar son mallas tipo PoroLock de 300 micrones mostrando permeabilidad retenida. Los valores de retención obtenidos fueron de 100% y 97% respectivamente como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 8.

Datos de retención de arena.

	Formación			Resultados		
	d10	d50	d50 / Screen	Permeabilidad retenida de la malla (%)	Sólidos producidos (lb/ft ²)	Tamaño de sólidos producidos
Formación 1	238	136	0,026	100+	0,222	123
Formación 2	124	45	0,005	97	0,382	108

Nota. La tabla representa los datos relacionados a la formación 1 y 2 de Lisama, junto con su respectiva retención.

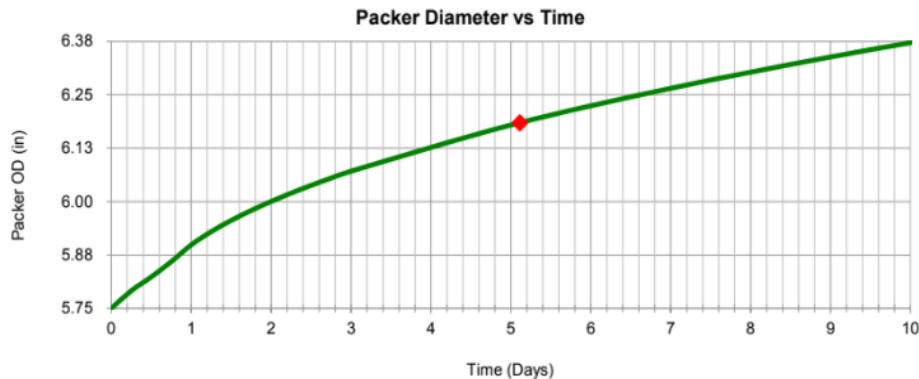
2.3.2. Determinación de empaques

De acuerdo al capítulo anterior, los empaques que se utilizarán para este completamiento son de tipo hinchable debido a su facilidad de instalar. Estos empaques logran aislar las zonas al entrar en contacto con los fluidos de yacimiento. Para determinar las condiciones de los empaques que favorezcan al Campo Acordionero y lograr un correcto sellado, se realiza una gran variedad de pruebas por la compañía NOV-TAM. Las pruebas se basan en determinar si dichos empaques sellarán las zonas dada la tolerancia de expansión permitida. Igualmente se realiza una prueba final para verificar si en presencia de altas temperaturas el empaque sigue sellando.

Para el pozo A se utiliza un empaque de 5.75 in de diámetro externo, 4.5 in de diámetro interno y 3 ft de longitud, el cual se activa al entrar en contacto con agua a 13000 ppm de salinidad.

Figura 18.

Diámetro del empaque Vs. Tiempo de hinchamiento en el Pozo A.

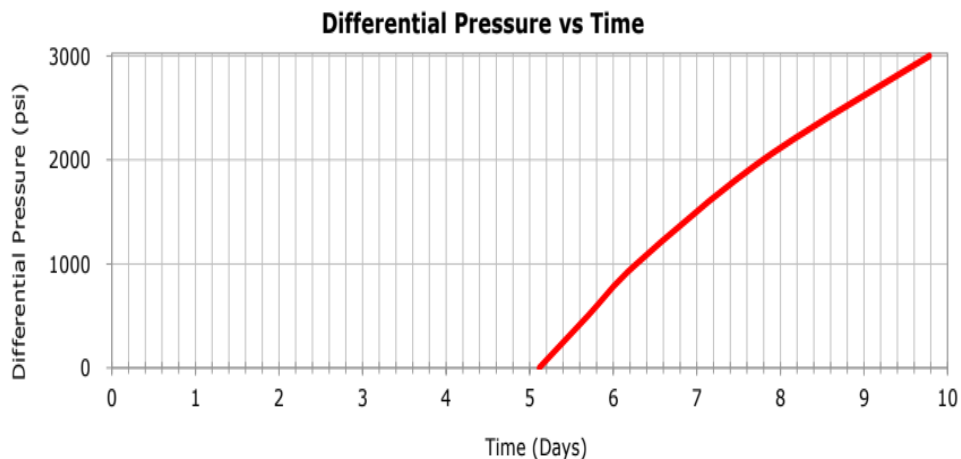


Nota. La figura muestra el cambio del diámetro del empaque hinchable del Pozo A al entrar en contacto con el fluido al paso de los días.

La figura anterior muestra la gráfica obtenida del cambio de diámetro externo del empaque al paso de los días al entrar en contacto con agua. Se observa que una vez entra en contacto con dicho fluido, el empaque dura 5.1 días para lograr hincharse a un diámetro externo de 6.18 in y así lograr contacto con el casing para sellar completamente el anular.

Una vez pasados los 5,1 días para lograr el sellado, se obtiene una presión diferencial de 0 psi, es decir el primer contacto con el casing. El empaque sigue aumentando su diámetro externo al seguir en contacto con el fluido de activación hasta lograr una presión diferencial requerida de 3000 psi. Esto lo logra al pasar 9.8 días desde el día cero como se muestra en la siguiente figura.

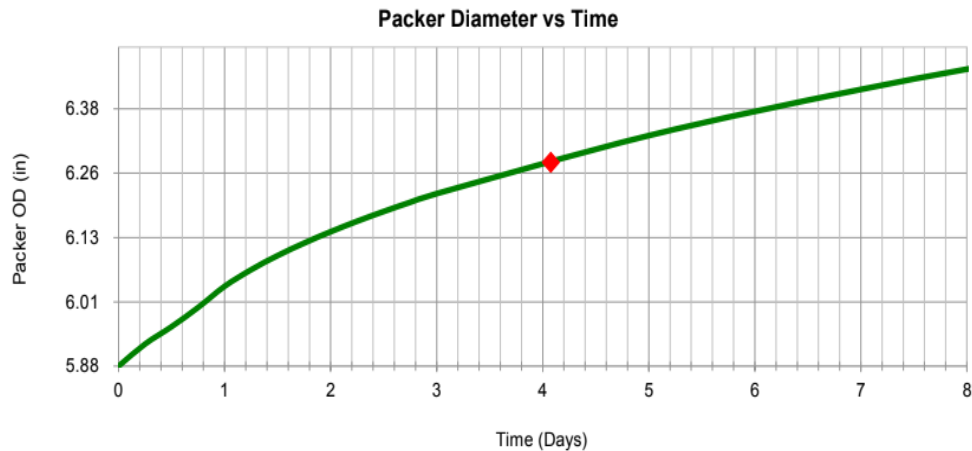
Figura 19.
Presión diferencial Vs Tiempo Pozo A.



Nota. La figura muestra la presión diferencial del empaque del Pozo A al entrar en contacto con el fluido al paso de los días.

Ahora bien, para el pozo B se utiliza un empaque de 5,88 in de diámetro externo, 4,5 de diámetro interno y 3 ft de longitud. Este empaque está diseñado para ser activado al entrar en contacto con petróleo entre 15 y 23 °API. En la siguiente figura se representa el cambio del diámetro externo con el paso de los días y se evidencia que, al pasar el tiempo, el diámetro externo aumenta debido al contacto con el fluido de activación. A los 4.1 días el empaque lograra un diámetro externo de 6.28 in logrando sellar el anular en su totalidad.

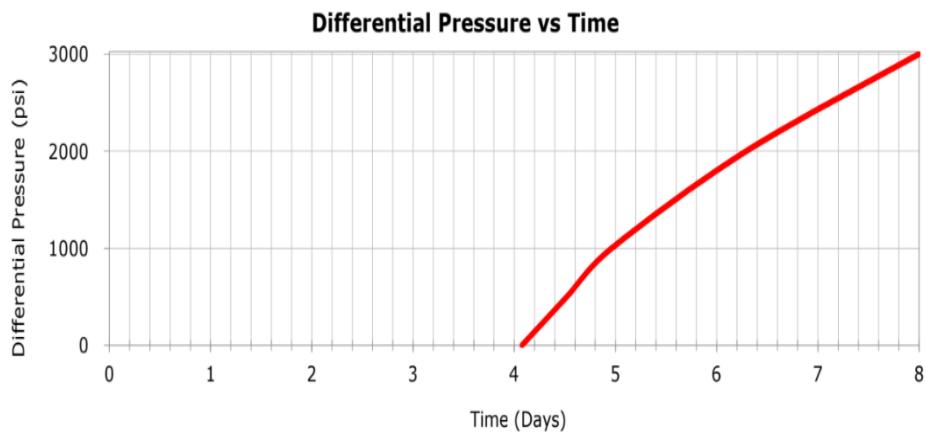
Figura 20.
Diámetro del empaque Vs. Tiempo del Pozo B.



Nota. La figura muestra el cambio del diámetro del empaque hinchable del Pozo B al entrar en contacto con el fluido al paso de los días.

Una vez en contacto con el casing, se inicia una presión diferencial de 0 psi la cual aumenta con el paso de los días. A medida que el empaque sigue aumentando su diámetro externo al seguir en contacto con petróleo, se logra una presión diferencial requerida de 3000 psi. Este diferencial de presión se logra a los 8 días.

Figura 21.
Presión diferencial Vs Tiempo del Pozo B.



Nota. La figura muestra la presión diferencial del empaque del Pozo B al entrar en contacto con el fluido al paso de los días.

La activación del empaque hinchable al agua se logra principalmente por efectos de la salinidad y temperatura. Así mismo, la activación del empaque hinchable al crudo se logra principalmente por efectos de viscosidad y temperatura.

2.3.3. Selección de trazadores

Para conocer con mayor certeza la producción de los fluidos de yacimiento de cada una de las zonas prospectivas, es decir, los compartimientos, Gran Tierra hace uso de trazadores inteligentes de la compañía RESMAN. Esta compañía proporciona trazadores en forma de barra que son incorporados en las AICV's para mayor trazabilidad, de esta manera se busca conocer si el completamiento logra la reducción de fluidos no deseados en las zonas donde su producción es alta.

Figura 22.
Trazadores.



Nota. La figura muestra la forma de los trazadores utilizados.

La instalación de los trazadores se realiza dentro del espacio entre el base pipe y la malla en cada AICV.

Figura 23.
Instalación de trazadores.



Nota. La figura representa la instalación de los trazadores en el completamiento a utilizar.

2.3.4. Número de compartimientos y válvulas

El número de compartimientos y de válvulas a utilizar se basa en los requerimientos de cada pozo, su profundidad junto con la ubicación y producción de cada zona. De esta manera es importante conocer y revisar el estado mecánico de los pozos a estudiar teniendo en cuenta las zonas productivas, zonas cañoneadas y su ubicación.

En la siguiente tabla se muestra específicamente la ubicación de los 13 intervalos correspondiente a las zonas cañoneadas del Pozo A, indicando el tope y base de cada una de estas.

Tabla 9.
Zonas cañoneadas del Pozo A.

Perforados	Intervalos (ft)	
	Inicio	Fin
1	7528	7671
2	7679	7879
3	7926	8053
4	8058	8068
5	8078	8327
6	8330	8506
7	8510	8662
8	9156	9194
9	9199	9248
10	9318	9340
11	9367	9381
12	9396	9448
13	9471	9523

Nota. La tabla representa los intervalos de las zonas cañoneadas del Paso A. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia.

Dichas zonas se ven representadas gráficamente en el estado mecánico de este Pozo que se muestra a continuación, el cual presenta una trayectoria vertical, y una profundidad total de 10015 pies. Se evidencia la bomba electrosumergible en la parte superior del pozo, junto con un separador de gas. El Pozo A cuenta con la formación Lisama con dos zonas en estudio, la formación 1 y la formación 2 las cuales son areniscas no consolidadas. El yacimiento tiene una temperatura de 158°F con presión de yacimiento promedio de 1380 psi.

Figura 24.
Estado mecánico del Pozo A.

Sección de superficie

Hueco 12-1/4" de superficie a 3410'
 Casing 9-5/8" Superficie – 3410'
 Casing 9-5/8" - 47 lb/ft
 Casing 9-5/8" - 43,5 lb/ft

Casing float collar 9-5/8" (3322' – 3320')
 Reamer Shoe 9-5/8" (3410' – 3407,5')

Sección de producción

Hueco 8-1/2" de 3410' a 10015'
 Casing 7" – 29 lb/ft

Separador de gas

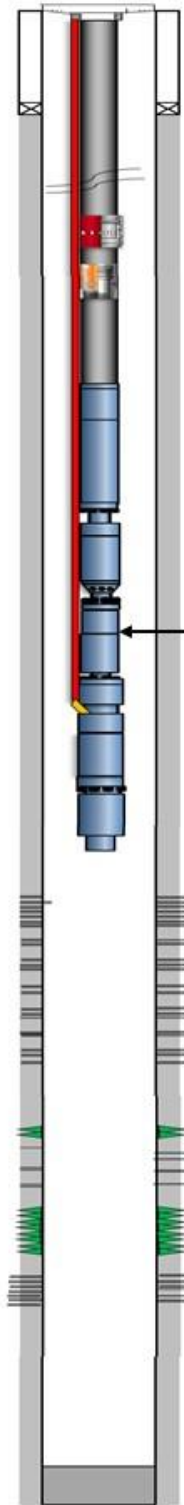
Formación 1

7528' - 7671'
 7679' - 7879'
 7926' - 8053'
 8058' - 8068'
 8078' - 8327'
 8330' - 8506'
 8510' - 8662'

Formación 2

9156' - 9194'
 9199' - 9248'
 9318' - 9340'
 9367' - 9381'
 9396' - 9448'
 9471' - 9523'

Fondo del pozo
 @ 10015 ft



Nota. La figura muestra el estado mecánico del Pozo A junto con las zonas cañoneadas. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia. [Acceso: jul.27,2021].

Ahora bien, en la siguiente tabla se detallan las zonas perforadas del Pozo B junto con la especificación de su respectiva profundidad a la que se encuentra el tope y base de cada uno de los 15 intervalos presentes en el pozo de estudio.

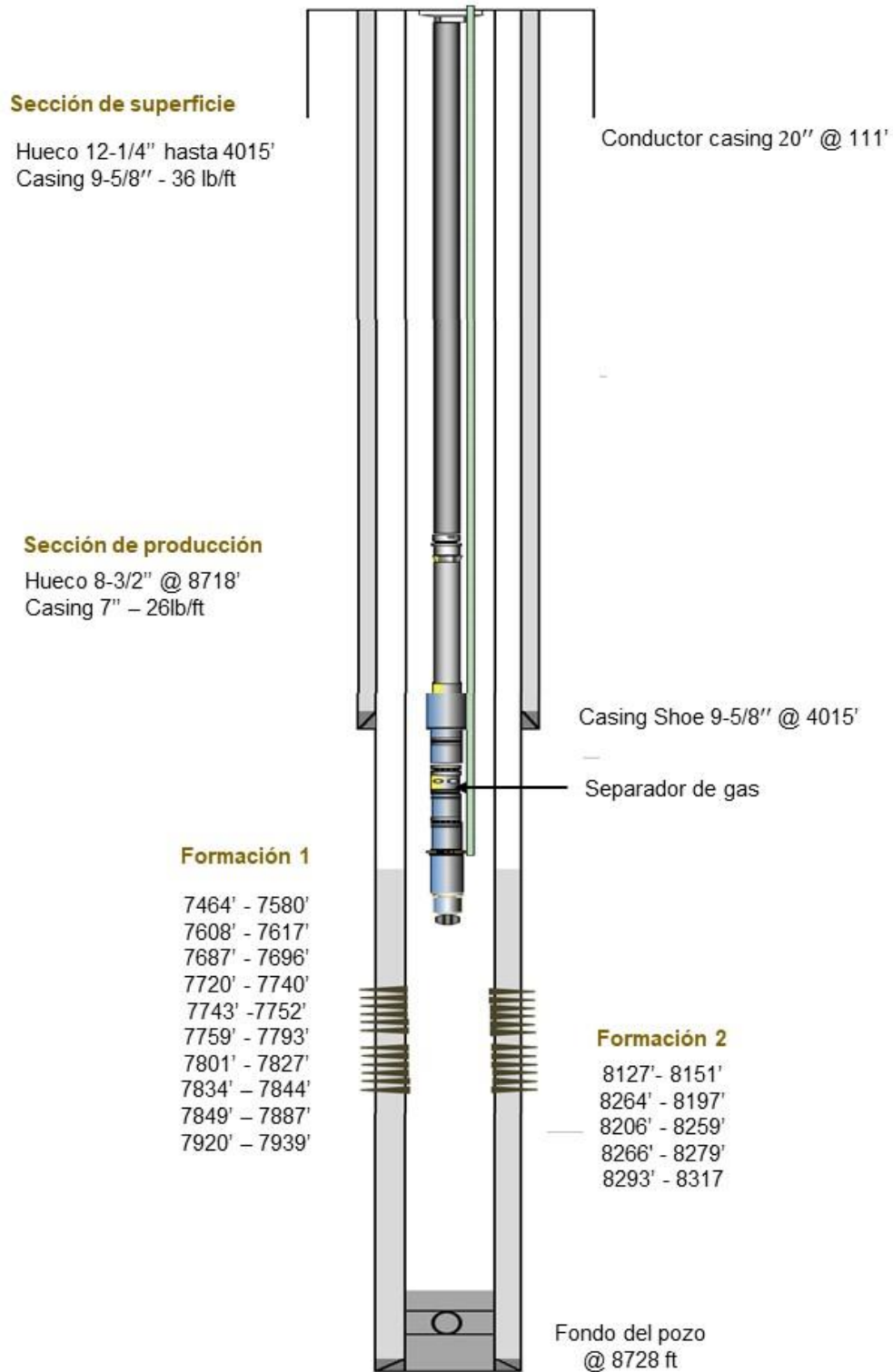
Tabla 10.
Zonas cañoneadas del Pozo B.

Perforados	Intervalos (ft)	
	Inicio	Fin
1	7464	7580
2	7608	7617
3	7687	7696
4	7720	7740
5	7743	7752
6	7759	7793
7	7801	7827
8	7834	7844
9	7849	7887
10	7920	7939
11	8127	8151
12	8164	8197
13	8206	8259
14	8266	8279
15	8293	8317

Nota. La tabla representa los intervalos de las zonas cañoneadas del Pozo B. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia. [Acceso: jul.27,2021].

La ubicación de estas zonas perforadas se muestra gráficamente en la figura 22 que representa el estado mecánico del Pozo B. Allí se observa la ubicación de la bomba electrosumergible utilizada como levantamiento artificial junto con el separador de gas y los centralizadores. Este pozo tiene una trayectoria vertical y profundidad total de 8728 pies y una formación no consolidada de areniscas en donde los primeros 10 intervalos hasta una profundidad de 7939 pies hacen parte de la formación 1. Los siguientes 5 intervalos hasta una profundidad de 8317 pies pertenecen a la formación 2. El yacimiento tiene una temperatura de 155 °F y una presión promedio de 1232 psi.

Figura 25.
Estado mecánico del Pozo B.



Nota. La figura muestra el estado mecánico del Pozo B junto con las zonas cañoneadas. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia.

Una vez conocidos los estados mecánicos de cada pozo, para conocer la cantidad de compartimientos y válvulas autónomas controladoras de flujo (AICV's) a lo largo de estos, la compañía Inflow Control realiza una simulación en el Software NETool. Allí se tiene en cuenta el registro de saturación de los pozos para establecer dichas particiones favoreciendo la producción de petróleo

Tabla 11.
Numero de válvulas y compartimientos.

	Pozo A	Pozo B
Compartimientos	16	14
Válvulas (AICV)	32	17

Nota: La tabla indica la cantidad de compartimientos y válvulas adecuados a emplear en el completamiento.

2.4. Simulación de AICV's en software NETool

Para conocer los posibles resultados del funcionamiento de la implementación de AICV's en el Campo Acordionero, Inflow Control realizara una simulación con las condiciones y parámetros de cada pozo. Dicha simulación hace uso del Software NETool el cual ofrece un modelado del flujo de los fluidos dentro del pozo y en la región cercana al pozo, junto con el diseño y evaluación del desempeño del pozo [28]. La simulación de los AICV en el Software NETool busca estimar el mejor comportamiento del pozo para alcanzar el mayor valor de caudal de petróleo. Con esta simulación, se escogen finalmente los compartimientos del pozo y el tamaño de las válvulas.

2.5. Completamiento propuesto

Una vez realizada la simulación, y conociendo el número de compartimiento y válvulas, junto con el tipo de empaques y trazadores a utilizar, se procede a realizar su adecuada instalación. Para ello es necesario retirar la actual bomba electrosomergible (BES). Posteriormente se baja el completamiento propuesto de los pozos A y B del campo Acordionero representado en la figura 25 y 26, siendo estos los completamientos implementados por Gran Tierra.

Figura 26.
Completamiento propuesto del pozo A.

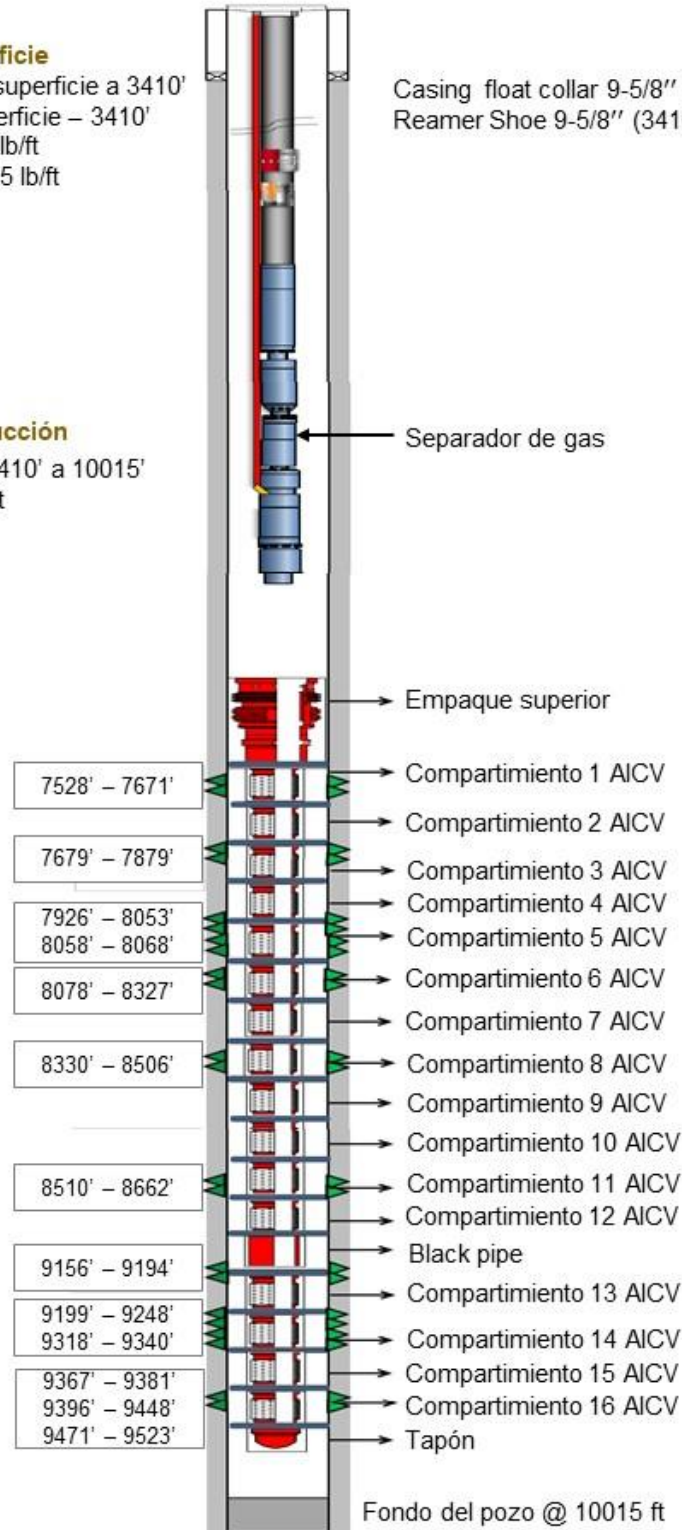
Sección de superficie

Hueco 12-1/4" de superficie a 3410'
 Casing 9-5/8" Superficie – 3410'
 Casing 9-5/8" - 47 lb/ft
 Casing 9-5/8" - 43,5 lb/ft

Casing float collar 9-5/8" (3322' – 3320')
 Reamer Shoe 9-5/8" (3410' – 3407,5')

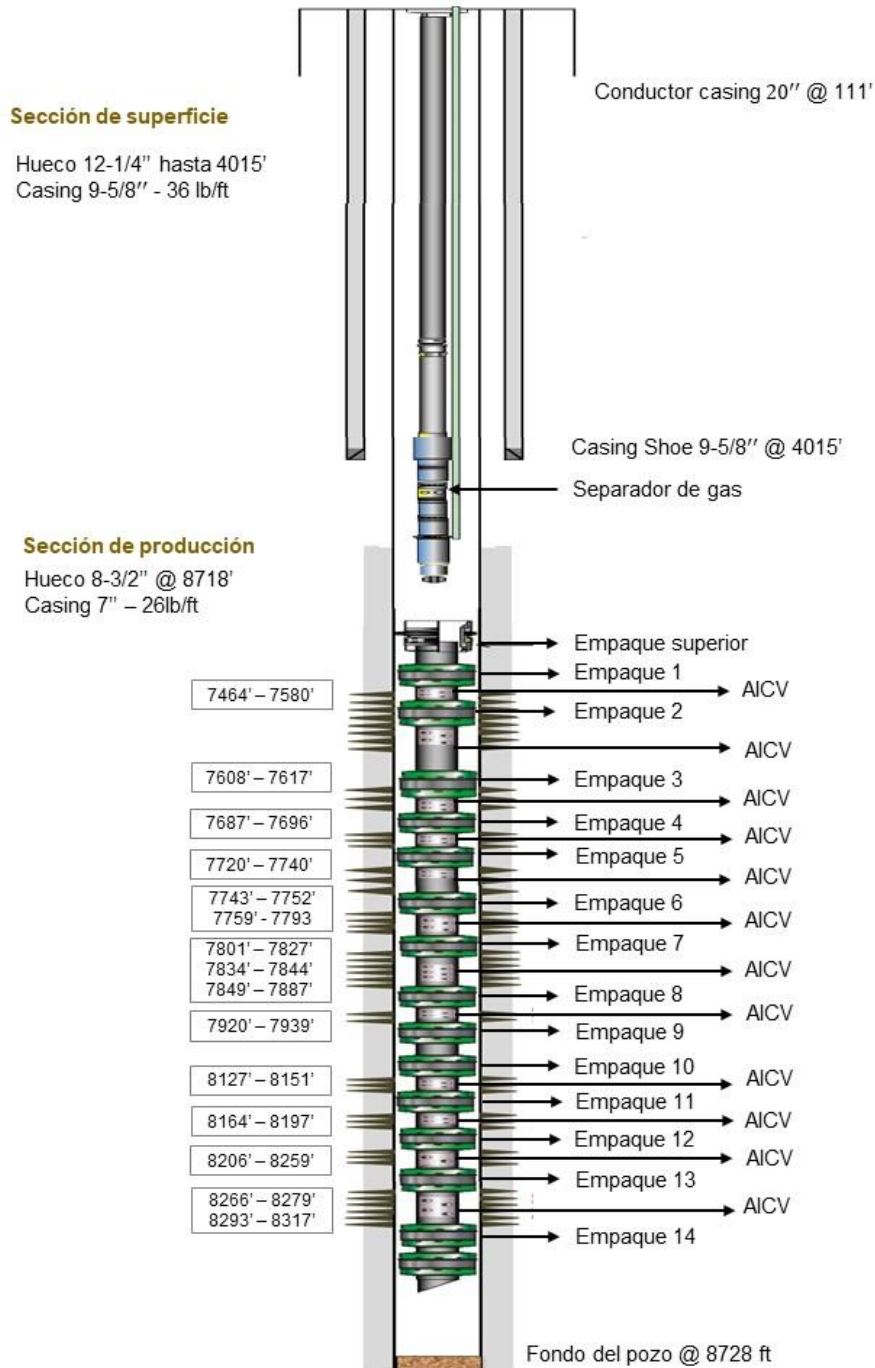
Sección de producción

Hueco 8-1/2" de 3410' a 10015'
 Casing 7" – 29 lb/ft



Nota. La figura representa el estado mecánico con el completamiento de AICV's propuesto para el pozo A. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia.

Figura 27.
Completamiento propuesto del pozo B.



Nota. La figura representa el estado mecánico con el completamiento de AICV's propuesto para el pozo B. Tomado de: Gran Tierra Energy Colombia.

Una vez instalado el completamiento en cada Pozo de estudio, se procede a realizar el respectivo análisis de acuerdo a los datos obtenidos en la producción de fluidos y sólidos no deseados, dicho análisis (producción, sólidos, ΔP) se muestra en el siguiente capítulo.

3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presentan una comparación de los resultados de producción de los fluidos de yacimiento y arena, antes y después de la implementación del completamiento mostrado en el capítulo anterior, junto con los resultados obtenidos de la simulación realizada por Inflow Control. De este modo conocer la viabilidad y rentabilidad económica de la implementación de AICV's junto con el control de arena correspondiente mediante un análisis financiero.

3.1. Resultados de la simulación por NETool

De acuerdo a la simulación realizada por la compañía Inflow Control mediante el uso del software NETool se obtuvo como resultados un flujo de producción de agua, gas y arena esperada respecto al caso base que corresponde a la producción de los fluidos de yacimiento de los pozos estudiados antes de la implementación de las válvulas autónomas de control de flujo (AICV's). Esta simulación se basó en dos casos de estudio; el primer caso es el uso de una AICV en cada compartimiento y el caso dos hace uso de un completamiento dual de AICV, es decir, hace uso de dos AICV en cada compartimiento.

Para el Pozo A, la simulación realizada arrojó mejores resultados en el caso 2, por ende, en este pozo se hizo uso de válvulas dual presentando los resultados arrojados en la tabla 10, en donde se establece una reducción de GOR de 3049 SCF/bbl hasta 381 SCF/bbl junto con una reducción en el corte de agua desde 78.8% a un 66.4%.

Tabla 12.

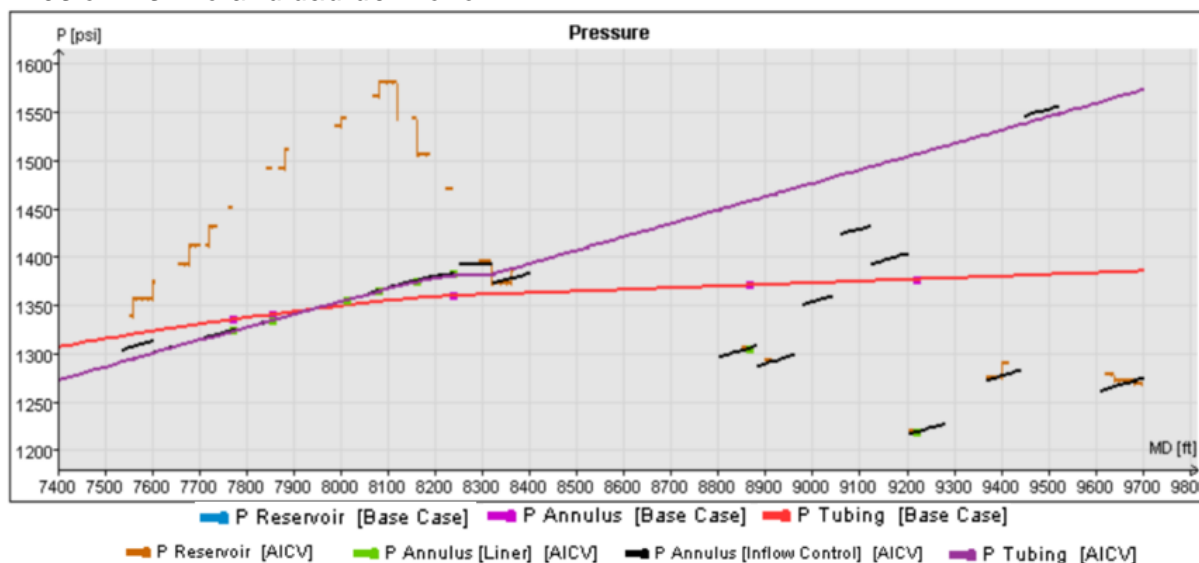
Resultados de la simulación del Pozo A.

Time		FBHP	Oil rate	Gas rate	Water Rate	GOR	Water Cut %	GOR Reduction	Incremental Oil
Month		[psi]	[STB/day]	[MSCF/day]	[STB/day]	[SCF/STB]			[STB/day]
02 / 2020	Base Case	1306	623	362	0	581	0		
	AICV 1	1272	630	95	0	152	0	74%	
	AICV 2	1190	1071	158	0	148	0	75%	448
04 / 2020	Base Case	1232.3	222	677	824	3049	78.8		
	AICV 1	1060	233	111	657	479	73.8	84%	
	AICV 2	1000	360	137	712	381	66.4	88%	138

Nota. La tabla muestra los resultados obtenidos de la simulación del Pozo A realizada por Inflow Control en NETool.

En la simulación realizada para este pozo también se obtuvo la gráfica de la variación de la presión respecto a la profundidad del pozo. Se evidencia una reducción en la presión de aproximadamente 350 psi frente a la arena con una producción de petróleo de 630 STB/día y un GOR de 152 SCF/bbl.

Figura 28.
Presión Vs Profundidad del Pozo A.



Nota. La figura representa el cambio de la presión del Pozo A antes y después de la implementación de AICV en NETool.

En cuanto al Pozo B, el Software NETool arrojó los resultados mostrados en la tabla 11, en donde se realizó una simulación en febrero de 2020 y una segunda simulación en abril del mismo año. La simulación muestra una reducción del GOR desde 838 SCF/bbl hasta 424 SCF/bbl.

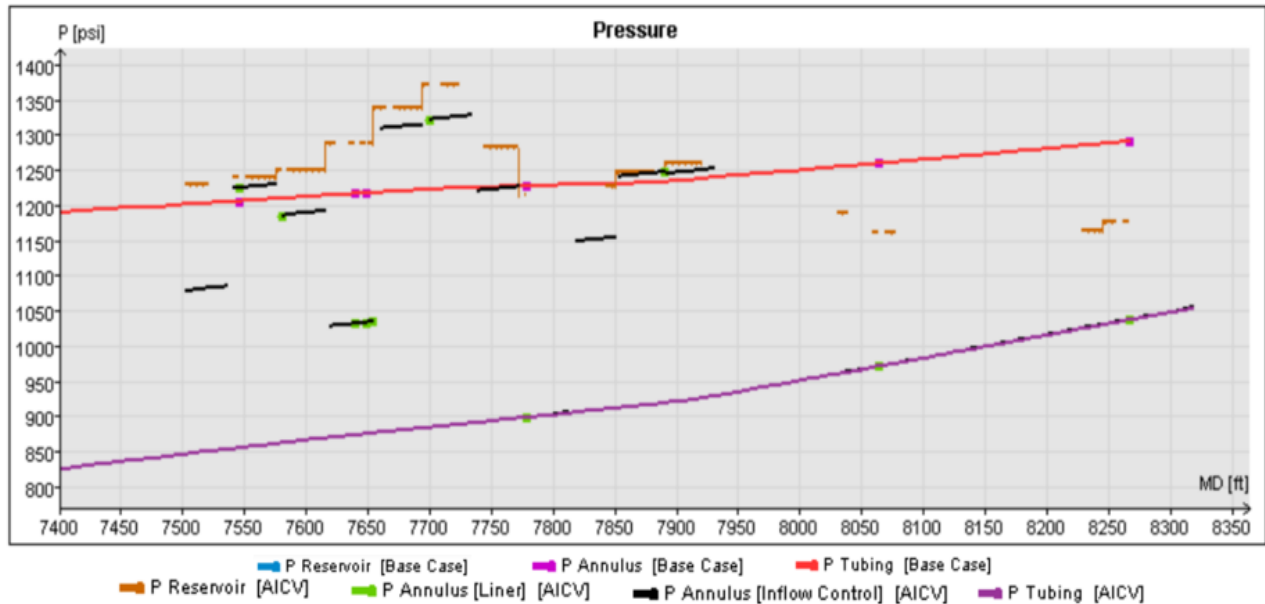
Tabla 13.
Resultados de la simulación del Pozo B.

Time		FBHP	Oil rate	Gas rate	Water Rate	GOR	Downhole rate	GOR Reduction	Incremental Oil
Month		[psi]	[STB/day]	[MSCF/day]	[STB/day]	[SCF/STB]	[RB/day]		[RB/day]
02 / 2020	Base Case	1190	1012	1479	3	1461	4330		
	AICV 1	825	1013	361	3	357	2001	75%	
	AICV 2	700	1203	406	3	338	2577	77%	191
04 / 2020	Base Case	1172	73	61	0	838	203		
	AICV 1	1259	73	43	0	583	149	30%	
	AICV 2	1120	500	212	1	424	898	49%	427

Nota. La tabla muestra los resultados obtenidos de la simulación del Pozo A realizada por Inflow Control en NETool.

Por otra parte, dentro de las gráficas que muestra la simulación para el pozo B, se identifica que la implementación de la válvula autónoma controladora de flujo reduce alrededor de 450 psi de presión a lo largo la superficie de arena, manteniendo una tasa de petróleo de 1013 STB/día y un GOR de 357 SCF/STB.

Figura 29.
Presión Vs Profundidad del Pozo B.



Nota. La figura representa el cambio de la presión del Pozo B antes y después de la implementación de AICV en NETool.

3.2. Trazadores

Los trazadores fueron instalados en cada pozo con el fin de determinar la producción de cada una de las zonas prospectivas, de esta manera conocer que zona tiene mayor producción. Para los pozos en estudio, los trazadores instalados son activados con petróleo indicando la producción de este fluido.

En cuanto al Pozo A, al tener alta producción de agua no se tienen resultados establecidos por parte de los trazadores, ya que son activados por petróleo. Por otra parte, es importante mencionar que, al ser trazadores de petróleo, no se puede determinar exactamente mediante sus resultados la zona que está produciendo mayor cantidad de agua.

Por otra parte, el Pozo B ha logrado buenos resultados sobre los trazadores en donde se indica que todas las zonas prospectivas son productoras de petróleo y por ende no hay zonas las cuales estén produciendo un 100% de gas dado a que es el fluido no deseado de este pozo. Los resultados arrojados por los trazadores se indican en la siguiente tabla en donde se detalla los trazadores representadas en cada formación Lisama. Igualmente se incluye el porcentaje de flujo obtenido con cada uno de los trazadores implementados en el completamiento.

Tabla 14.
Producción de petróleo por zona.

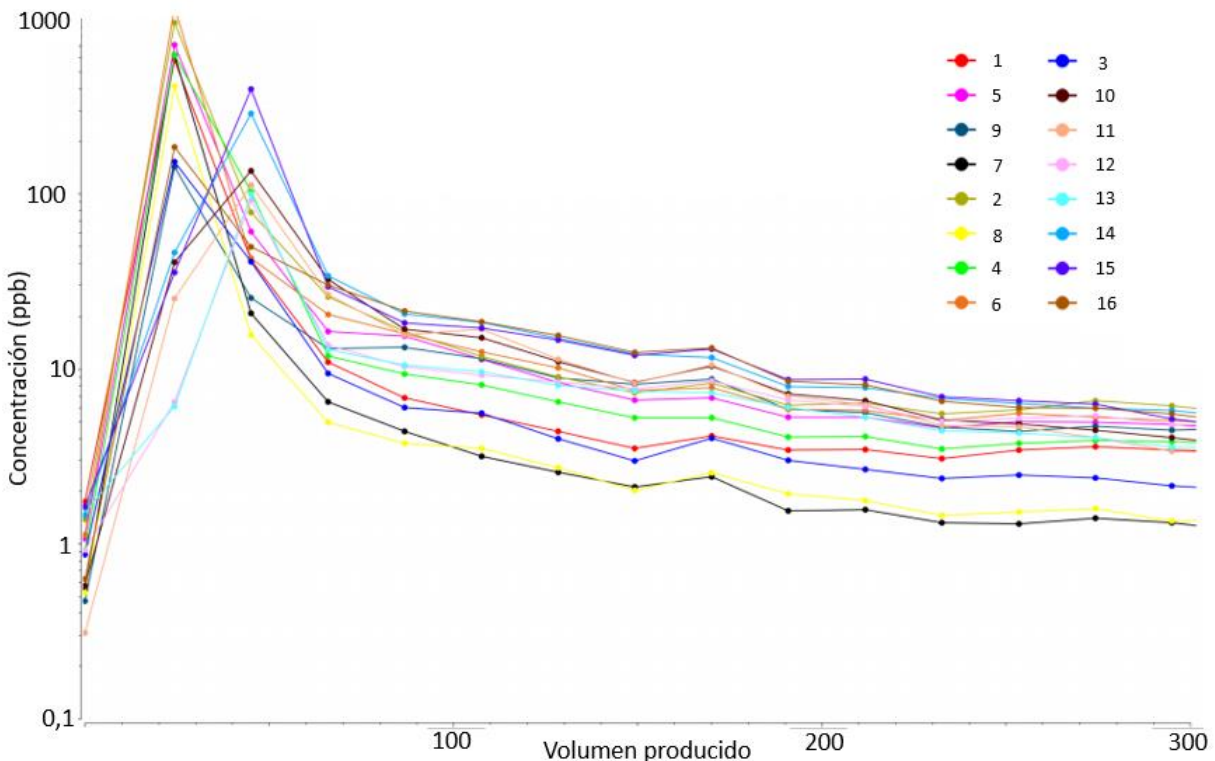
	Inicio (ft)	Fin (ft)	Trazadores	Flujo
Formación 1	7450	7482	1	8%
	7513	7576	2	8%
	7586	7618	3	8%
	7649	7681	4	4%
	7701	7732	5	4%
	7742	7774	6	8%
	7774	7805	7	17%
	7805	7868	8	13%
			9	3%
	7900	7931	10	4%
Formación 2	8089	8120	11	4%
	8172	8203	12	4%
	8203	8235	13	3%
	8235	8266	14	3%
	8266	8329	15	3%
			16	3%

Nota. La tabla representa la ubicación de los trazadores inteligentes junto con los resultados del porcentaje de flujo del Pozo B.

Los resultados obtenidos por los trazadores se representan en la figura 29. Se evidencia una tendencia a formar dos picos representativos que alcanzan la mayor concentración de cada curva representada con cada trazador, indicando las dos formaciones estudiadas y una mayor producción de petróleo por parte de la formación 1, lo que se representa también en la tabla de resultados dado a que esta zona tiene mayor porcentaje de flujo.

Por otra parte, en el grafico también se evidencia que la formación 1 llega más rápido al pico mencionado anteriormente que la formación 2, lo que indica que los trazadores de esta zona presentaron menor distancia de viaje hasta superficie debido a la profundidad a la que se encuentran las formaciones. Por ende, los resultados obtenidos de los trazadores de la formación 2 tienen una distancia de viaje más larga debido a que se encuentra a mayor profundidad que la formación 1.

Figura 30.
Resultado de los trazadores en el Pozo B.



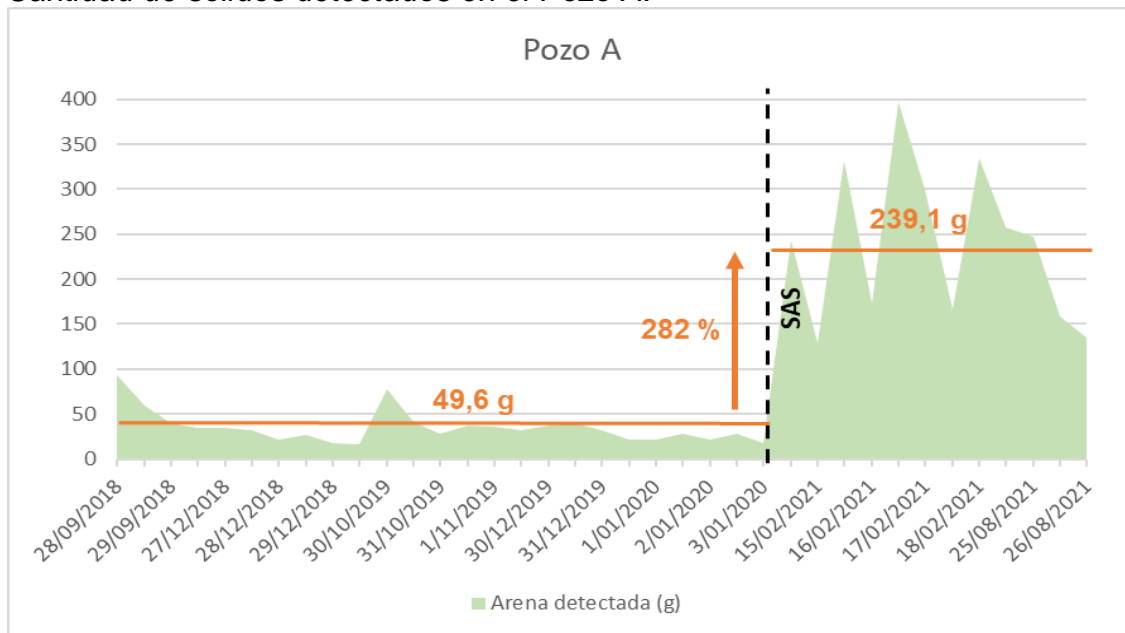
Nota. La figura representa el volumen producido en función de la concentración del fluido de cada uno de los trazadores utilizados en el pozo B.

3.3. Producción de arena

La producción de arena es un parámetro de producción de gran importancia al implementar un completamiento de válvulas autónomas de flujo en una formación poco consolidada como lo es Lisama. Es necesario controlar la arena para evitar daños en los equipos de superficie al igual que evitar obstrucciones en la entrada de las válvulas utilizadas.

Para el Pozo A, se ha evidenciado un aumento en la cantidad de solidos producidos en comparación a la cantidad de solidos obtenidos antes de implementar el control de arena por Stand Alone Screen alcanzando un aumento del 282% pasando de 49,6 gramos de arena detectada a 339,1 g. Esto se debe a la alta producción de agua que ha tenido el pozo dado que un alto flujo de agua arrastra mayor cantidad de solidos producto de la reducción de fuerza cohesivas y cementación entre granos.

Figura 31.
Cantidad de solidos detectados en el Pozo A.

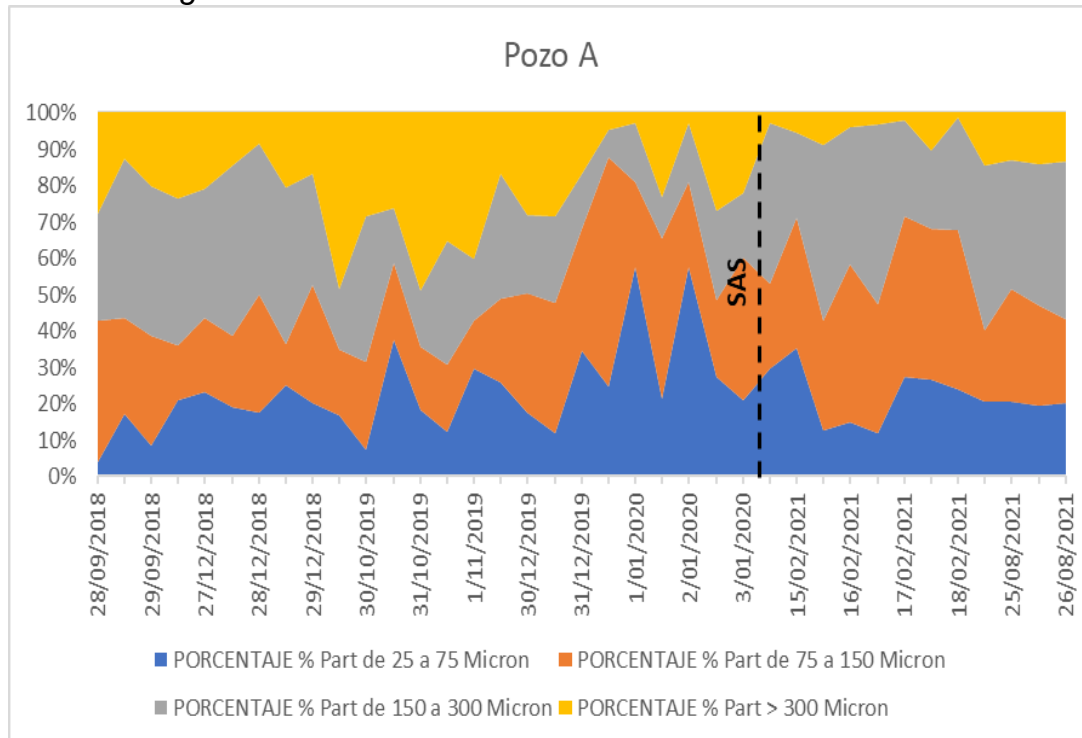


Nota. La figura representa la distribución granulométrica por tamaño de partícula del Pozo A.

Sin embargo, en la figura 31 se evidencia como la producción de partículas mayores a 300 micrones se han reducido gracias a las mallas tipo PoroLock de 300 micrones implementadas en el pozo de estudio dado que anteriormente se tenía una producción promedio de 23.41% de partículas de este tamaño, disminuyendo a una producción promedio actual de 7.73%. Así mismo, se observa un incremento de las partículas que se encuentran entre 75 y 300 micrones debido a que este tipo de partículas son capaces de atravesar las mallas implementadas, logrando llegar a superficie. Mediante los gráficos obtenidos se analiza que las mallas están evitando el paso de partículas

superiores a 300 micrones, pero el pozo está produciendo partículas de menor tamaño lo que causa un incremento en la producción de sólidos.

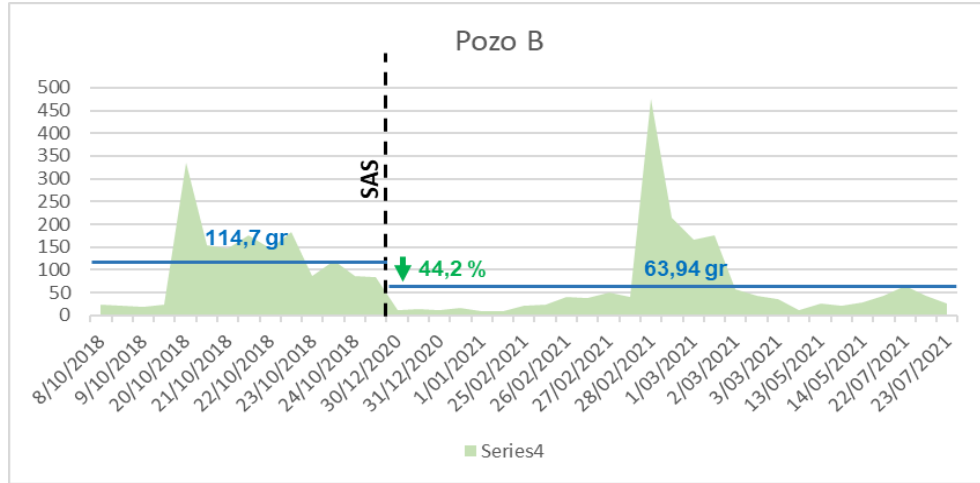
Figura 32.
Distribución granulométrica del Pozo A.



Nota. La figura representa la distribución granulométrica por tamaño de partícula del Pozo A.

En cuanto al Pozo B, se ha observado una reducción en la producción de arena detectada en superficie en comparación a la producción de sólidos obtenida antes de implementar el control de arena Stand Alone Screen (SAS). Se obtuvo una producción promedio de sólidos de 63.94 y 114.7 gramos por hora respectivamente, alcanzando una reducción de alrededor de 44%. En la figura que se muestra a continuación, se evidencia que tiempo después de implementar el control de arena, se logró el mayor pico obtenido de sólidos detectados durante toda la producción del pozo, sin embargo, al paso de los meses se observa una reducción de estos sólidos, obteniendo una producción constante indicando el adecuado funcionamiento de las mallas implementadas en el pozo de estudio.

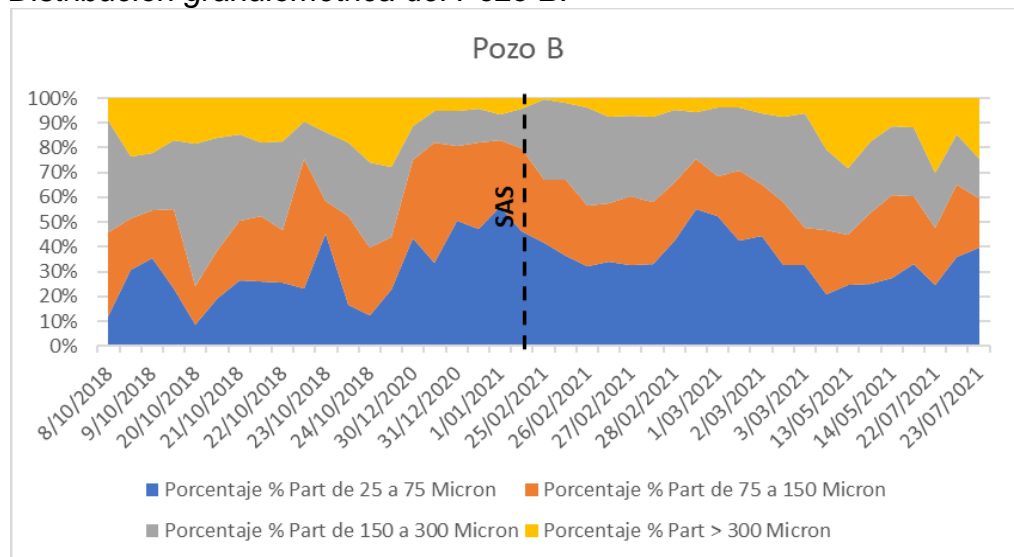
Figura 33.
Cantidad de solidos detectados en el Pozo B.



Nota. La figura representa la distribución granulométrica por tamaño de partícula del Pozo B.

En la siguiente figura se representa la distribución granulométrica del Pozo B antes y después de implementar el control de arena. Se evidencia una reducción en la producción de las partículas mayores a 300 micrones. Antes de los AICV se obtenía una producción promedio de 17.91 % disminuyendo hasta una producción promedio actual de 9.67%, lo cual indica que gran cantidad de particular de este tamaño han sido retenidas por las mallas tipo PoroLock de 300 micrones.

Figura 34.
Distribución granulométrica del Pozo B.



Nota. La figura representa la distribución granulométrica por tamaño de partícula del Pozo B.

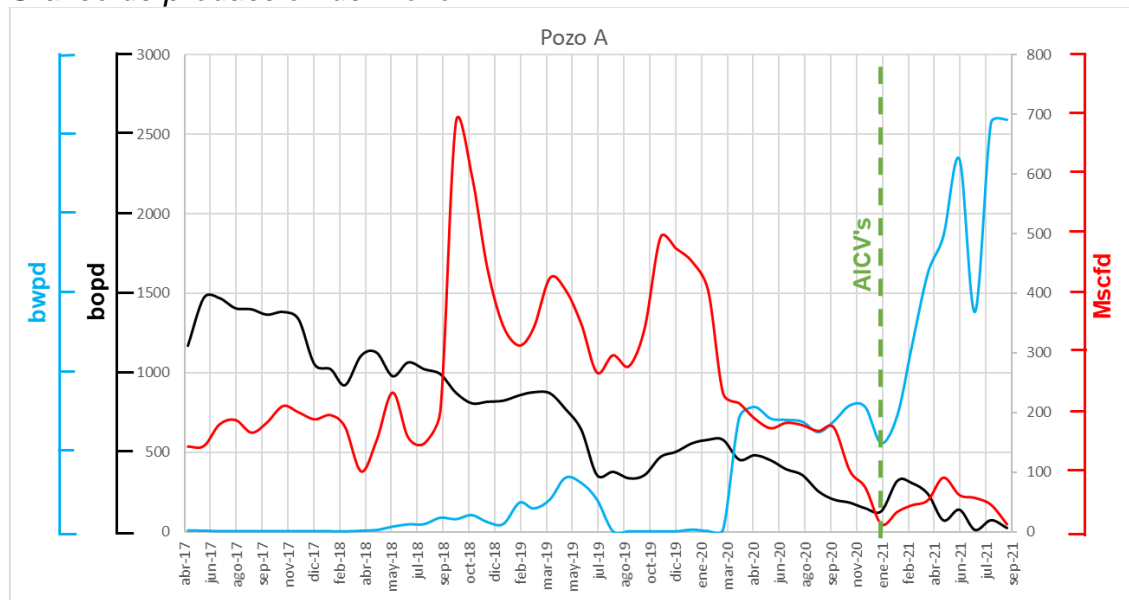
También se observa que la producción de partículas con tamaños entre 25 y 75 micrones ha aumentado debido a que al ser partículas de menor tamaño en relación al tamaño de la malla utilizada permite su paso hasta llegar a superficie.

3.4. Producción de fluidos del yacimiento

Una vez instalado el completamiento propuesto se procede a cuantificar la producción de los fluidos deseados como el petróleo y los fluidos indeseados como lo son el gas y agua. Indicando un comportamiento positivo representado con porcentajes verdes y un comportamiento negativo con porcentajes rojos.

Para el pozo A, los resultados obtenidos no han favorecido la producción de petróleo, debido que para principios del año 2020 el pozo A empezó con una alta producción de agua de 711 bbl/día respecto a 326 bbl/día correspondiente a la producción de petróleo. Después de la implementación del completamiento con válvulas autónomas controladoras de flujo, por daños en la integridad del pozo, dicho completamiento no ha funcionado correctamente llegando a altas producciones de agua y BSW del 98%; por ende, como se evidencia en la figura 34, la curva azul de producción de agua logra un crecimiento significativo.

Figura 35.
Gráfico de producción del Pozo A.



Nota. La figura representa el gráfico de la producción de los fluidos de yacimiento del pozo A antes y después de la implementación del completamiento AICV's.

Es importante mencionar que este pozo no presenta resultados positivos respecto a la producción de los fluidos debido que los trazadores utilizados se rompieron y a través de los fluidos del yacimiento viajaron por la tubería, llegando hasta la entrada de las válvulas utilizadas evitando su cierre autónomo, por ende, la válvula no puede regular los fluidos no deseados, sino que permite el paso de todos los fluidos presentes. Así mismo se estima que el frente de inyección de agua de pozos inyectoros vecinos, irrumpió abruptamente en este pozo. La tabla que se presenta a continuación, muestra la producción promedio mensual de los fluidos de yacimiento después de haber implementado el completamiento establecido, tomando como caso base un promedio en la producción de los fluidos desde el mes de abril hasta el mes de diciembre de 2020 antes de su implementación. Indicando el aumento o reducción respecto al mes anterior.

Tabla 15.

Resultados de producción del Pozo A.

	Petróleo		Gas		Agua	
	(bbl/día)	%	(Mscf/día)	%	(bbl/día)	%
Caso Base	326	-	162	-	721	-
Enero	130,76	-59,89%	12,62	-92,21%	555,39	-22,97%
Febrero	321,51	145,89%	33,45	165,02%	732,08	31,81%
Marzo	307,41	-4,38%	44,40	32,76%	1165,72	59,23%
Abril	239,07	-22,23%	52,77	18,85%	1625,07	39,40%
Mayo	73,26	-69,36%	90,60	71,70%	1859,91	14,45%
Junio	139,90	90,96%	61,40	-32,23%	2341,72	25,91%
Julio	13,08	-90,65%	56,64	-7,75%	1381,05	-41,02%
Agosto	74,19	467,20%	45,24	-20,13%	2570,82	86,15%
Septiembre	25,26	-65,95%	12,50	-72,37%	2589,84	0,74%

Nota. La tabla representa los resultados de producción de los fluidos de yacimiento del pozo A después de la implementación del completamiento AICV's.

En la producción de los fluidos de yacimiento del Pozo A, después de la implementación de las válvulas autónomas controladoras de flujo, se evidencia un decrecimiento en la producción de petróleo en cual disminuye en relación al caso base. Por otra parte, se

observa un aumento significativo en la producción de agua llegando a una producción de 2589,84 bbl/día, en donde se evidencia que no se está logrando la restricción de dicho fluido por parte de las válvulas. En la siguiente tabla se puede identificar la comparación realizada sobre la producción de este pozo, mostrando un caso base que representa la producción antes del completamiento por AICV's, una producción promedio después de su implementación como caso real y los resultados obtenidos por la simulación NETool realizada por Inflow Control.

Tabla 16.

Tabla comparativa de la simulación del Pozo A.

	Caso base	Simulación NETool	Comparación
petróleo (bbl/día)	326	360	10%
Gas (Mscf/día)	162	137	18%
Agua (bbl/día)	721	712	1,25%
GOR (scf/bbl)	538	381	29 %

Nota. La tabla representa la comparación de la data del Pozo A de producción entre el caso base y resultados de la simulación.

En la tabla 16 y 17 se presenta el aumento y reducción que ha tenido los fluidos del yacimiento en relación a la producción antes del completamiento con válvulas autónomas controladoras de flujo y los resultados arrojados por la simulación realizada por Inflow Control en el Software NETool.

Tabla 17.

Tabla comparativa de la producción actual del Pozo A

	Caso base	Caso real	Comparación
petróleo (bbl/día)	326	147,16	55%
Gas (Mscf/día)	162	45,51	72%
Agua (bbl/día)	721	1646,84	128%
GOR (scf/bbl)	538	871,59	62%

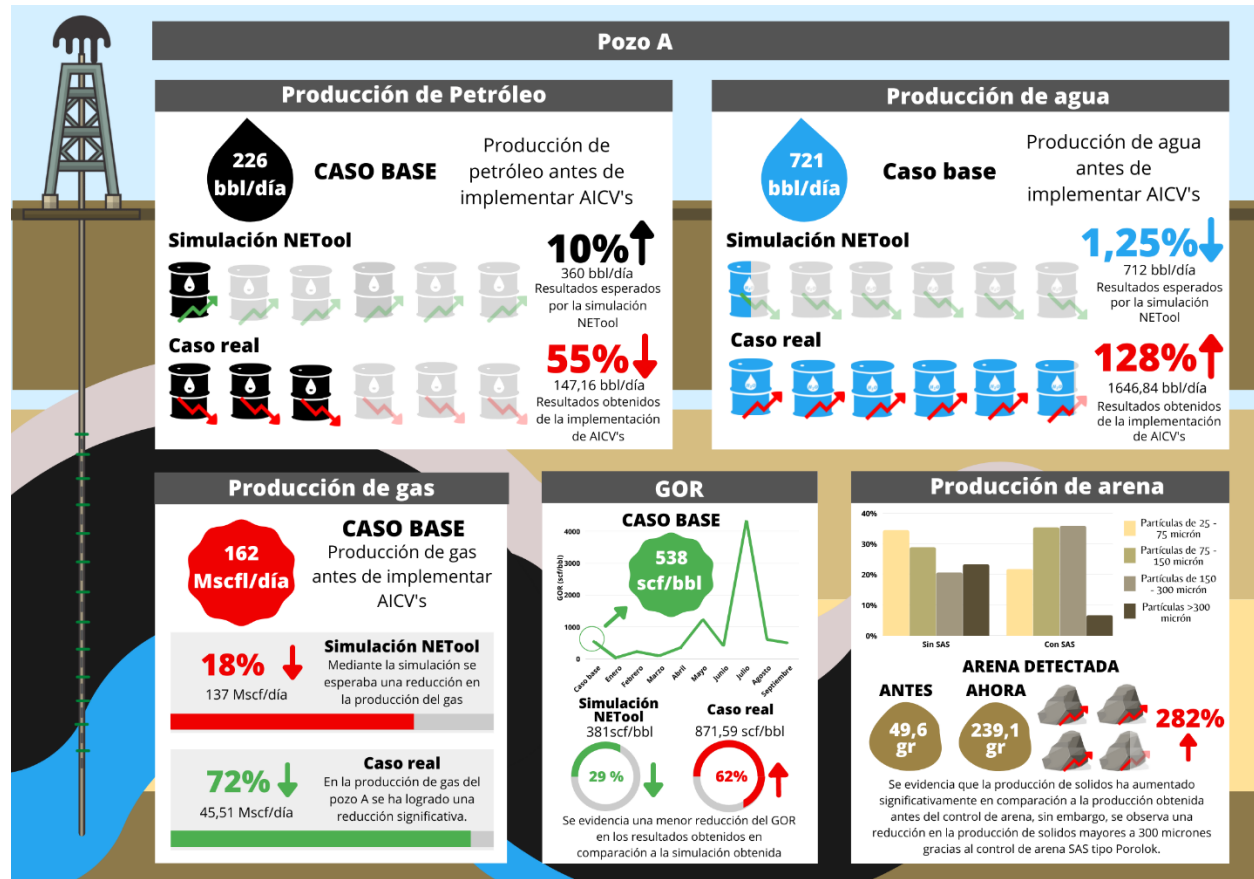
Nota. La tabla representa la comparación de la data de producción entre el caso base y la producción actual del Pozo A.

Mediante los resultados obtenidos se observa un aumento del 128% de agua producida pasando de 721 bbl/día a una producción promedio actual de 1646,84 bbl/día. También

se evidencia una reducción de petróleo de 326 bbl/día a 147 bbl/día equivalente a un 55% menos en relación al caso base, indicando que las válvulas implementadas no están cumpliendo su función adecuadamente permitiendo el paso del agua sin restricciones. En cuanto a los resultados de la simulación se evidencia una mayor reducción del gas de la que se esperaba logrando una producción de 45,51 Mscf/día con una disminución del 72%. Sin embargo, presenta mayor GOR con un incremento del 62% pasando de 538 scf/bbl obtenido antes de la implementación del completamiento a 871,59 scf/bbl con la producción actual del pozo.

A continuación, se presenta de manera representativa los resultados obtenidos por el Pozo A en relación a la producción de los fluidos de yacimiento, la relación gas-petróleo (GOR) y producción de sólidos.

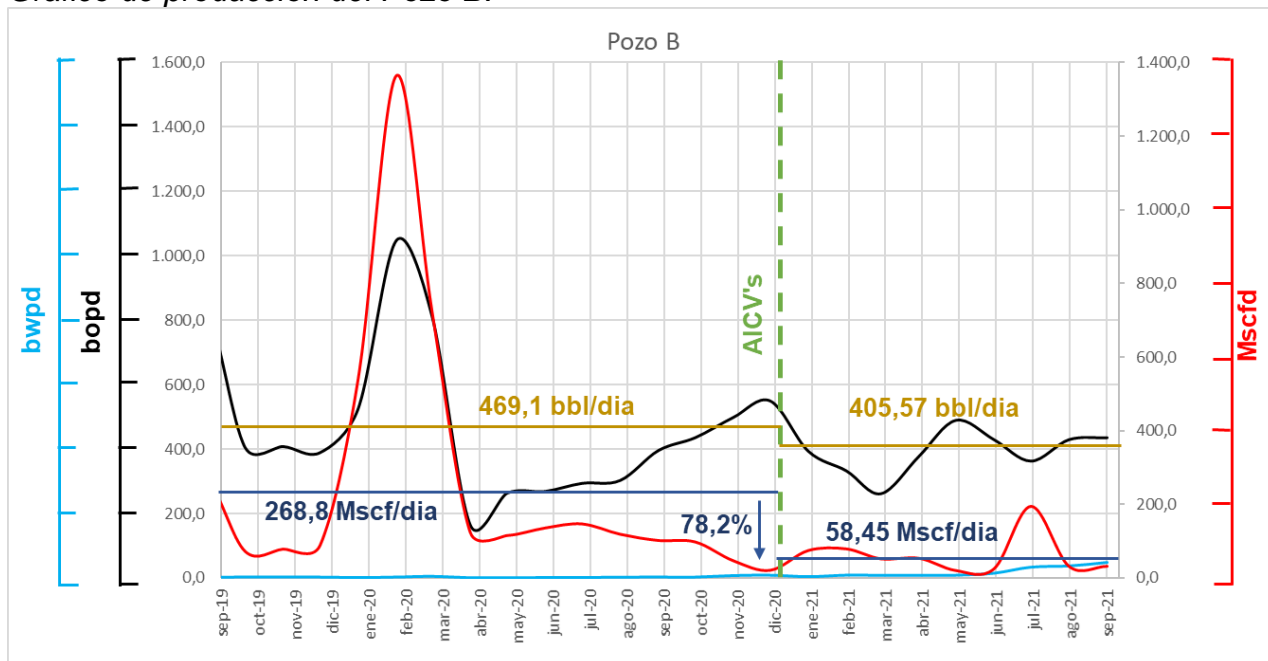
Figura 36.
Resultados del Pozo A.



Nota. La figura representa el comportamiento de los resultados del Pozo A en relación a la simulación por NETool y la data real.

Por otro lado, el Pozo B presenta resultados positivos en cuando a la implementación de las válvulas autónomas controladoras de flujo en donde se ha logrado evidenciar una reducción en la producción de gas. La siguiente figura representa los cambios que se ha obtenido a partir de la producción de los fluidos de yacimiento tales como la producción de petróleo y los fluidos no deseados, agua y gas.

Figura 37.
Gráfico de producción del Pozo B.



Nota. La figura representa el gráfico de la producción de los fluidos de yacimiento del pozo B antes y después de la implementación del completamiento AICV's.

Se evidencia una reducción significativa en la producción de gas el cual era objetivo primordial en el uso de AICV para este pozo. Esto indica que la válvula está funcionando adecuadamente restringiendo el paso de los fluidos no deseados, lo que se logra a partir de la diferencia de viscosidades de estos fluidos, generando la caída de presión adecuada para permitir el cierre de la válvula cuando existe presencia de gas. También se observa que la producción de petróleo se ha mantenido constante en relación a la producción que ha tenido el pozo desde el año 2019.

A continuación, se presenta la producción de los fluidos de yacimiento que ha tenido el Pozo B, después de la implementación del completamiento por AICV indicando el caso

baso que representa un promedio de la producción antes de la implementación de las válvulas a partir de mes de abril hasta el mes de noviembre de 2020, realizando la comparación en relación al mes anterior.

Tabla 18.
Resultados de producción del Pozo B.

	Petróleo		Gas		Agua	
	(bbl/día)	%	(Mscf/día)	%	(bbl/día)	%
Caso base	350	-	130	-	2,57	-
Diciembre	549,30	57%	21,00	-84%	8,39	226%
Enero	392,85	-28%	74,87	257%	3,91	-53%
Febrero	331,65	-16%	79,13	6%	8,64	121%
Marzo	260,71	-21%	52,06	-34%	7,78	-10%
Abril	377,37	45%	53,66	3%	7,59	-2%
Mayo	489,06	30%	20,31	-62%	8,46	11%
Junio	428,78	-12%	25,01	23%	14,70	74%
Julio	362,09	-16%	194,84	679%	33,60	129%
Agosto	428,88	18%	31,67	-84%	37,30	11%
Septiembre	435,00	1%	32,00	1%	48,33	30%

Nota. La tabla representa los resultados de producción de los fluidos de yacimiento del pozo A después de la implementación del completamiento AICV's

Conociendo la producción del Pozo B, se observa que la producción de petróleo ha aumentado significativamente en comparación al caso baso incrementándose en un 55%, sin embargo, se ha logrado menor producción de petróleo de la que se esperaba mediante el simulador. Por otra parte, en cuanto al gas se evidencia una reducción significativa en relación a los resultados arrojados por el simulador y la producción antes de la implementación de AICV como se muestra en el caso base.

A continuación, se presenta una comparación de los resultados obtenidos del caso baso en relación a los resultados arrojados por la simulación realizada por Inflow Control mediante el software NETool.

Tabla 19.*Tabla comparativa de la simulación del Pozo A.*

	Caso base	Simulación NETool	Comparación
Petróleo (bbl/día)	350	500	43%
Gas (Mscf/día)	130	212	63%
Agua (bbl/día)	2,57	1	61%
GOR (scf/bbl)	372	424	14%

Nota. La tabla representa la comparación de la data del Pozo B de producción entre el caso base y resultados de la simulación.

La tabla 20 representa los porcentajes de reducción y aumento de la producción de cada uno de los flujos del yacimiento y la relación gas petróleo que presenta el pozo actualmente en relación a lo que se presentaba en el caso base.

Tabla 20.*Tabla comparativa de la producción actual del Pozo B.*

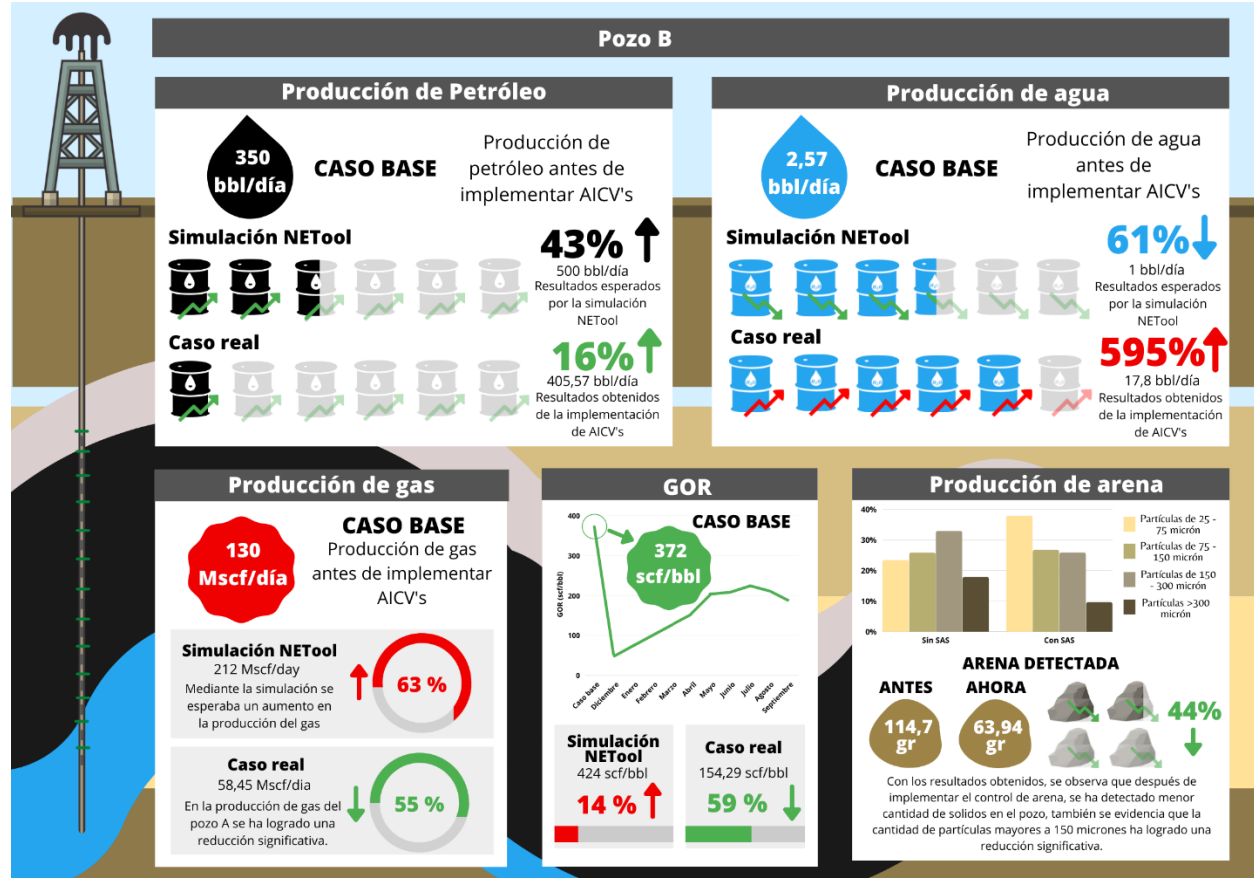
	Caso base	Caso real	Comparación
Petróleo (bbl/día)	350	405,57	16%
Gas (Mscf/día)	130	58,47	55%
Agua (bbl/día)	2,57	17,87	595%
GOR (scf/bbl)	372	154,29	59%

Nota. La tabla representa la comparación de la data de producción entre el caso base y la producción actual del Pozo B.

Con los resultados obtenidos, se observa como el completamiento implementado en el Pozo B ha logrado reducir la producción de gas en un 55% llegando a una producción promedio de 58,47 Mscf/día comparada con la anterior producción de 130 Mscf/día. También se evidencia un aumento del 16% en la producción de petróleo logrando la producción promedio de 405,57 bbl/día junto con una reducción en la relación gas petróleo (GOR) en un 59%.

Mediante la siguiente figura se muestra de manera ilustrativa la reducción o aumento que se ha obtenido en producción de petróleo y fluidos no deseados establecidos en la tabla 19 y 20, junto con la producción de arena del Pozo B, antes y después de la implementación de los AICV con el control de arena incorporado.

Figura 38.
Resultados del Pozo B.



Nota. La figura representa el comportamiento de los resultados del Pozo B en relación a la simulación por NETool y la data real.

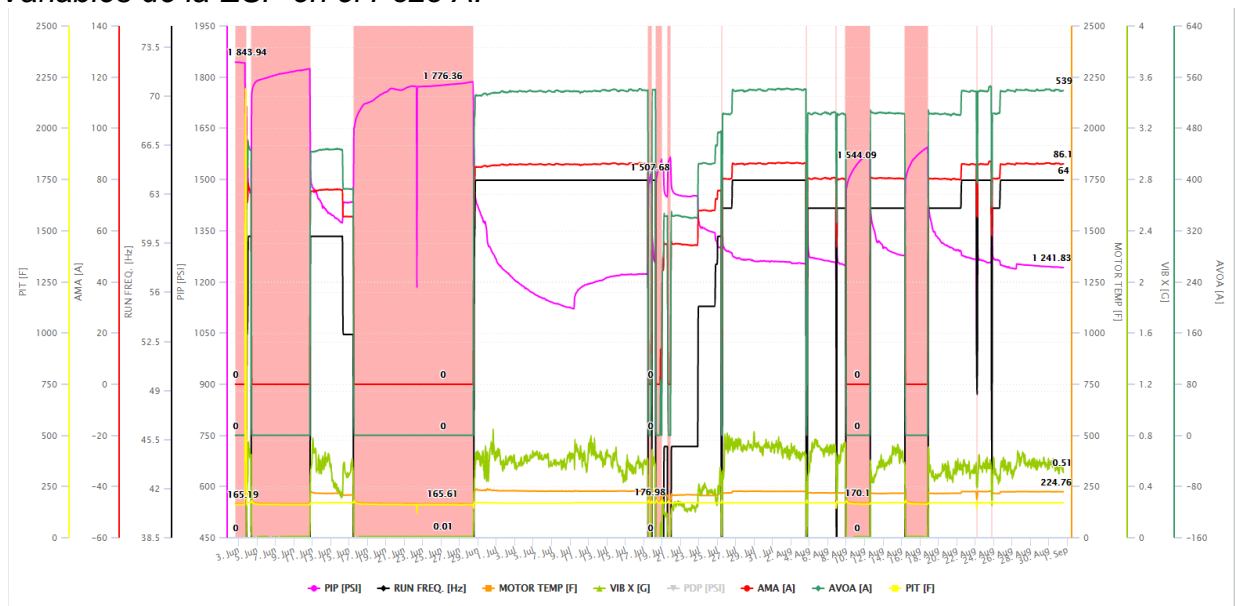
3.5. Rendimiento de la ESP

El control de los fluidos no deseados tales como el gas y arena son factores importantes que determinan la vida útil del sistema de levantamiento artificial. En este caso la bomba electrosumergible se ve afectada mecánicamente debido a la alta producción de arena y gas y por consiguiente se afecta el rendimiento de la misma, así como la producción del pozo y la rentabilidad del mismo. Como parte del análisis de resultados es necesario conocer el rendimiento de la bomba con la instalación del completamiento propuesto.

Para el Pozo A, no se logra identificar resultados positivos hacia la bomba electrosumergible debido que al estar afectada la integridad del pozo la producción de agua ha incrementado llegando hasta un BSW del 98%. En la figura 38 se presentan los cambios de las variables de la bomba electrosumergible, desde el mes de junio hasta el

mes de agosto, allí se evidencian las paradas que ha tenido desde el 7 de junio al 13 de junio. Posteriormente al reiniciar la bomba no se obtuvo resultados positivos, y se decidió apagar nuevamente la bomba del 18 de junio al 1 de julio mostrando un incremento de la PIP (Presión de entrada de la bomba) la cual se representa por la curva rosada. Esta curva PIP presenta cambios significativos llegando hasta presiones de entrada de 1843,94 psi. También se evidencian los cambios de frecuencia con la que trabaja la bomba generando mayor consumo energético, así como las diferentes paradas del dispositivo en las zonas rojas.

Figura 39.
Variables de la ESP en el Pozo A.

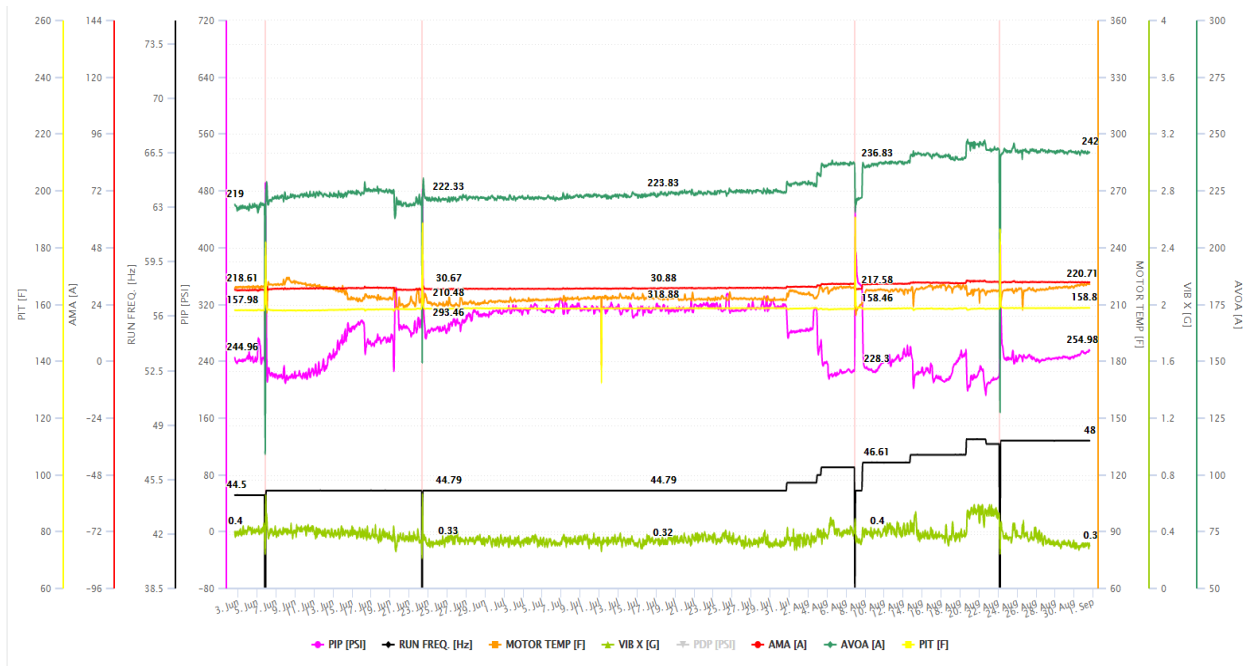


Nota. La figura indica los cambios de las variables de la bomba electrosumergible desde el mes de junio hasta septiembre del Pozo A.

Por otra parte, en el Pozo B se ha evidenciado una mejoría representativa en cuanto al rendimiento de la bomba electrosumergible, debido a la reducción en la producción de gas. La reducción del gas se ha presentado gracias a la implementación de las válvulas controladoras de flujo (AICV's). Esto se puede observar mediante la figura 39 en donde se evidencia un comportamiento constante, así como la PIP y frecuencia. Se observa que para comienzos de junio se inicia con una PIP de 244,96 psi logrando un aumento hasta 293,46 psi el 25 de junio y luego permanece constante hasta finales de julio cayendo nuevamente a 228,3 psi. En cuanto la temperatura del motor se evidencia una corriente constante entre temperaturas de 218,61 y 220.71 °F.

Este pozo ha tenido grandes beneficios desde la implementación del completamiento con respecto al rendimiento de la bomba electrosumergible. Antes del uso de AICV, es decir, durante el año 2020 se presentaron 25 bloqueos de gas correspondientes a la alta producción de este fluido, lo cual causó fallas eléctricas en la bomba por sobrecalentamiento del motor. Ahora bien, después de la implementación, la bomba no ha sufrido ningún bloqueo de gas indicando una disminución en su consumo energético, así como un alto rendimiento en la vida útil del dispositivo gracias al uso de los AICV en fondo.

Figura 40.
Variables de la ESP del Pozo B.



Nota. La figura indica los cambios de las variables de la bomba electrosumergible desde el mes de junio hasta septiembre del Pozo B.

3.6. Diseño de desarrollo del trabajo

Una vez obtenidos los resultados después de la implementación de las válvulas autónomas controladoras de flujo, se desea determinar las condiciones y parámetros óptimos en el Campo Acordionero para conocer aquellos pozos en los que se podría hacer uso de estas válvulas con posibles resultados positivos.

Tabla 21.*Parámetros óptimos del Campo Acordionero.*

Parámetros	Condiciones óptimas		Descripción
Net pay	> 250		Entre mayor sea la cantidad de zonas prospectivas del pozo, se logra mayor área de drenaje por parte de las AICV's obteniendo mejores resultados
Saturación de agua (Sw)	Formación 1	Formación 2	Aquellos pozos en los que se tiene alta saturación de agua, la permeabilidad relativa no funciona adecuadamente para el uso de AICV. En la formación 2 se soporta mayor saturación de agua debido que la invasión es uniforme y corre mayor cantidad de petróleo.
	< 45%	< 55%	
ΔP	Presión < Presión de burbuja		Aquellos pozos ubicados en altas zonas de la estructura tienen presiones por debajo de la presión de burbuja, por lo que la viscosidad permite un mejor funcionamiento de la AICV
Drawdown crítico geomecánico	Bajos		La formación 2 es una formación más consolidada que la formación 1, en donde se recomienda controlar la bomba para no obtener drawdown muy altos
GOR	Cercano al Rs		Aquellos pozos en los que se produce gas en solución y evita el gas libre logrando ΔP más bajos
Heterogeneidad	Alta		Un yacimiento uniforme puede provocar canalizaciones de fluidos no deseados, por lo cual se recomienda la aplicación de AICV's en yacimientos con alta heterogeneidad

Nota. La tabla representa las diferentes variables a tener en cuenta para la implementación de AICV en el Campo Acordionero.

3.7. Actuales compañías

En este ítem se busca establecer un análisis teórico sobre algunos parámetros importantes para conocer las ventajas y desventajas de las válvulas autónomas de las tres compañías mencionadas en el primer capítulo como Tendeka, Floway e Inflow Control.

Inicialmente es necesario mencionar que las válvulas de las tres compañías funcionan con el objetivo de reducción de fluidos no deseados como gas y agua, y lograr un aumento en la producción de petróleo. Estos dispositivos trabajan a partir del diferencial de viscosidades existente entre los flujos con los que se trabaje; sin embargo, la válvula de Inflow Control contiene mayor rango de operación en crudos dependiendo del °API y viscosidad dado que ofrece 5 tipos de válvulas. Por el contrario, el dispositivo Flosure AICD y S-AICD de Tendeka y Floway respectivamente, trabajan con tres 3 válvulas en que manejan grandes rangos generando mayor incertidumbre.

Por otra parte, la válvula de Inflow Control trabaja con pérdidas de presión que causa el flujo al pasar por el pistón y también por el elemento de flujo laminar y de esta manera las caídas de presión se basan en el flujo laminar (capilar) y flujo turbulento (pistón). Para el caso de Flosure AICD de la compañía Tendeka, ésta funciona mediante fuerzas ejercidas por los fluidos. Estas fuerzas son: La fuerza asociada con el cambio de impulso creado por el fluido que fluye a través de la boquilla de la placa superior; la fuerza asociada con la diferencia neta de presión por encima y por debajo del disco creada por la caída de presión, y la fuerza asociada con la sustentación creada por el aumento de la velocidad del fluido basado en el principio de Bernoulli:

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho V_1^2 = P_2 + \frac{1}{2}\rho V_2^2$$

El gas de baja viscosidad reduce la presión de fricción y provoca una velocidad muy alta succionando el disco de levitación contra el asiento, restringiendo el flujo de gas; mientras que el aceite de alta viscosidad aumenta la presión de fricción empujando el disco lejos del asiento y aumentando el flujo de aceite.

En cuanto a las curvas de rendimiento generadas por la simulación tanto Inflow Control como Tendeka hacen uso del Software NETool en donde se requiere tener en cuenta las siguientes constantes:

$$f(\rho, \mu) = \frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}} * \frac{\mu_{cal}^y}{\mu_{mix}}$$

$$\rho_{mix} = \alpha_{oil} * \rho_{oil} + \alpha_{water} * \rho_{water} + \alpha_{gas} * \rho_{gas}$$

$$\mu_{mix} = \alpha_{oil} * \mu_{oil} + \alpha_{water} * \mu_{water} + \alpha_{gas} * \mu_{gas}$$

Donde, ρ es la densidad, μ es la viscosidad de los fluidos, q es la tasa de flujo y α son los coeficientes de AICD. De esta manera se puede determinar los resultados esperados.

Por otra parte, el dispositivo de la compañía Floway al igual que la válvula de Tendeka, funciona mediante el principio de Bernoulli debido que trabaja mediante un capilar que recibe el flujo para lograr la apertura y cierre de la válvula.

A continuación, se presenta una matriz de selección que se busca realizar un análisis de las actuales compañías que manejan AICV's en donde se tiene la siguiente escala:

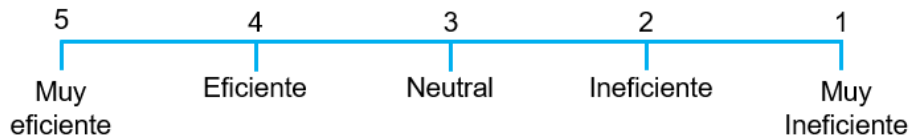


Tabla 22.
Matriz de selección.

Parámetro	Inflow Control	Tendeka	Floway
Uso en crudos de diferentes °API	5	3	4
Restricción de los fluidos no deseados	5	5	5
Uso de simuladores para curvas de rendimiento	5	5	5
Control de arena incorporado	5	5	5
Adaptable al campo que se requiera	5	5	5
Requiere baja diferencia de viscosidad entre los fluidos	5	3	4
Simplicidad en su diseño	4	5	3
No requieren intervención del operario para su activación	5	5	5
Restricción de los fluidos no deseados en su totalidad	4	4	4
Aplicabilidad en pozos horizontales y verticales	3	2	3
TOTAL	46	42	43

Nota. La tabla representa una comparación de diferentes parámetros entre las actuales compañías que manejan válvulas autónomas controladoras de flujo.

Mediante la matriz anterior se determina que las válvulas de las tres compañías estudiadas tienen grandes similitudes en cuanto funcionamiento y aplicabilidad, así mismo, se evidencia que sus diferencias se reflejan en el diseño y en los tipos de válvulas existentes para el uso en diferentes tipos de crudos de acuerdo al °API y viscosidad. Sin embargo, se establece que la válvula de Inflow control tiene mayores ventajas debido a que posee mayor información en cuanto a su aplicación y casos de estudios con resultados positivos en los pozos en los que han sido implementadas.

Figura 41.
Especificaciones de las válvulas actuales.



Nota. La figura representa las ventajas y desventajas de las válvulas que manejan las compañías actualmente junto con sus similitudes.

3.8. Análisis financiero

Finalmente conociendo los datos de producción después de la implementación de las válvulas autónomas controladoras de flujo, se determina la rentabilidad económica de

los dos pozos pilotos pertenecientes al Campo Acordionero. Para establecer la rentabilidad de este proyecto se considerará una comparación del estado financiero establecido como un pronóstico de los resultados esperados junto con el análisis conociendo la producción actual de los pozos. Para esto se llevará a cabo el análisis de parámetros como la inversión, la producción de petróleo y un análisis de los indicadores financieros tales como: el Payback, el vapor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio costo (B/C).

Es importante mencionar que el análisis financiero se hará con mayor detalle para el Pozo B dado que el Pozo A al presentar problemas en su integridad no arroja una evaluación de factibilidad adecuada en la implementación de válvula autónomas controladoras de flujo en pozos verticales.

En consideración al precio del crudo, sus variaciones se basan en los cambios que ha tenido a lo largo del tiempo. Para este precio se realiza un ajuste financiero elaborado por Gran Tierra Energy Colombia de acuerdo a la calidad de crudo producido por el Campo Acordionero, el transporte, almacenamiento y el factor de financiación y cobertura como se muestra a continuación:

Figura 42.

Ajuste al precio del crudo.

$$\begin{array}{c}
 \text{Diferencial} \\
 \text{de calidad} \\
 \text{del crudo} \\
 \uparrow \\
 \text{Precio} \\
 \text{ajustado} = \text{Precio} - DC - T - A - F\&C \\
 \text{Brent} \\
 \downarrow \qquad \qquad \qquad \uparrow \\
 \text{Transporte} \qquad \qquad \text{Almacenamiento} \\
 \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \downarrow \\
 \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \text{Financiación} \\
 \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \text{y cobertura}
 \end{array}$$

Nota. La figura representa el ajuste al precio del crudo producido en el Campo Acordionero.

Para el Pozo A, en cuando a los resultados esperados se establece un costo inicial de 1'450.000 dólares correspondiente a la inversión utilizada para la implementación de completamiento y Workover establecidos. Para el análisis de este proyecto se establece una tasa de interés mensual del 10%.

Tabla 23.*Indicadores financieros del estado original del Pozo A.*

Costo inicial (MUS\$)	VPN (MUS\$)	TIR (%)	Payback (meses)	IP30
1,45	16,4	>150	11	283

Nota. La tabla representa los resultados financieros establecidos a partir de la producción esperada por el Pozo A.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se esperaba una rentabilidad mayor al 150% con un valor presente neto de 16,4 MUS\$ logrando recuperar la inversión inicial en un periodo de 11 meses. En cuanto a la producción de petróleo se establecía una producción de 283 bbl/día la cual actualmente ha disminuido a 33 bbl/día debido a los problemas de integridad que ha tenido el pozo en estudio. Para el análisis financiero establecido a partir de la producción actual, el costo inicial ha aumentado a 3'170.000 US\$ debido a las intervenciones que se le han realizado al Pozo, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 24.*Indicadores financieros del estado actual del Pozo A.*

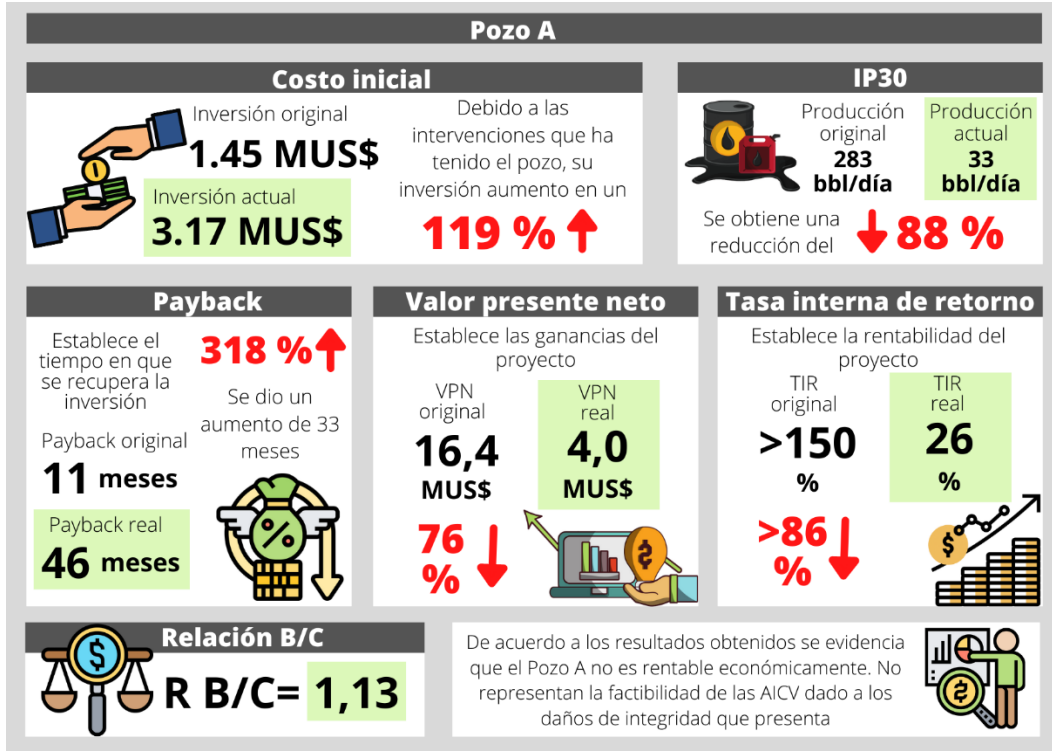
Costo inicial (MUS\$)	VPN (MUS\$)	TIR (%)	Payback (meses)	IP30	R B/C
3,17	4,0	26%	46	33	1,13

Nota. La tabla representa los resultados financieros establecidos a partir de la producción actual por el Pozo A.

Conociendo el análisis financiero actual del Pozo A se establece que, dado al aumento en la inversión del pozo y a la reducción de los barriles producidos se obtiene un incremento en el periodo de recuperación del costo inicial con un Payback de 46 meses. De esta manera se obtiene una reducción en el valor presente neto siendo de 12,4 MUS\$ en relación a lo establecido inicialmente disminuyendo de 16,4 MUS\$ a 4,0 MUS\$. La relación beneficio costo del proyecto es cercana a 1, lo que indica que los ingresos son similares a los egresos; lo que se corrobora en la disminución de su rentabilidad la cual se redujo en más del 83% con una TIR del 26% indicando que el proyecto no es viable debido a la reducción de petróleo que ha producido en los últimos meses.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos mediante el análisis financiero establecido con la producción actual del Pozo A en relación al análisis financiero establecido al inicio del proyecto.

Figura 43.
Análisis financiero del Pozo A.



Nota. La figura muestra la comparación entre los resultados del análisis financiero actual en relación al original del Pozo A.

Por otra parte, en cuanto al Pozo B se toma como base una inversión inicial de 1'275.000 dólares correspondientes a los costos iniciales para la implementación del completamiento establecido. Para los resultados esperados se estableció una producción de 566 bbl/día de petróleo logrando los siguientes resultados tomando como tasa interna mensual de 10%.

Tabla 25.
Indicadores financieros del estado original del Pozo B.

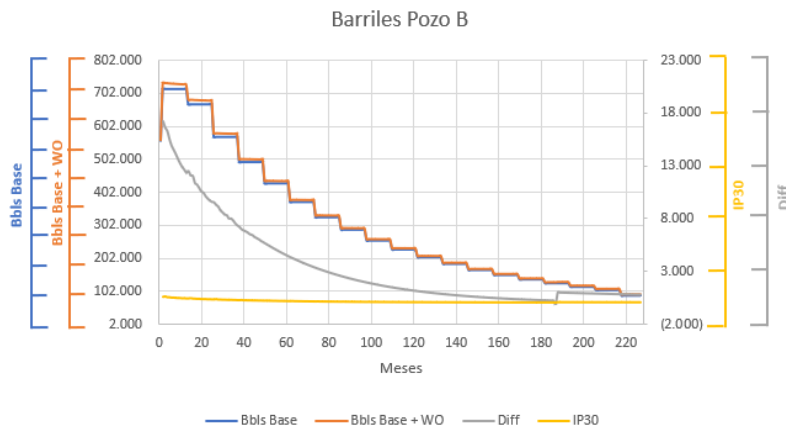
Costo inicial (MUS\$)	VPN (MUS\$)	TIR (%)	Payback (meses)	IP30
1,275	18,8	>150	6	566

Nota. La tabla representa los resultados financieros establecidos a partir de la producción esperada por el Pozo B.

Mediante los resultados esperados se evidencia una rentabilidad del pozo mayor al 150%, obteniendo un valor presente neto de 18.8 MUS\$ junto con un Payback de 6 meses que es el tiempo establecido en el que el proyecto recuperara la inversión inicial.

Para el análisis financiero se tiene en cuenta los barriles de petróleo del Campo Acordionero correspondiente a los barriles base y dichos barriles adicionando el Workover representados en una curva de declinación hasta el año 2039. Seguido a esto busca el incremental del Workover junto con la producción promedio diaria de cada mes.

Figura 44.
Gráfico de barriles del Pozo B.



Nota. La figura presenta la curva de declinación de los barriles de petróleo del Pozo B.

Para los costos se tiene en cuenta el precio del dólar junto con los barriles base mencionados anteriormente en donde se busca un diferencial del costo base y el costo teniendo en cuenta el Workover representado por la curva gris. Mediante este diferencial se determina el costo acumulado el cual representa la recuperación de la inversión inicial.

Figura 45.
Gráfico de costos del Pozo B.



Nota. La figura presenta la curva de declinación de los costos en millones de dólares del Pozo B.

Teniendo en cuenta las variables mencionadas anteriormente y la producción actual del pozo se observa que el costo inicial del proyecto queda constante dado al buen funcionamiento que ha tenido las válvulas autónomas controladoras de flujo y la reducción de gas.

Tabla 26.

Indicadores financieros del estado actual del Pozo B.

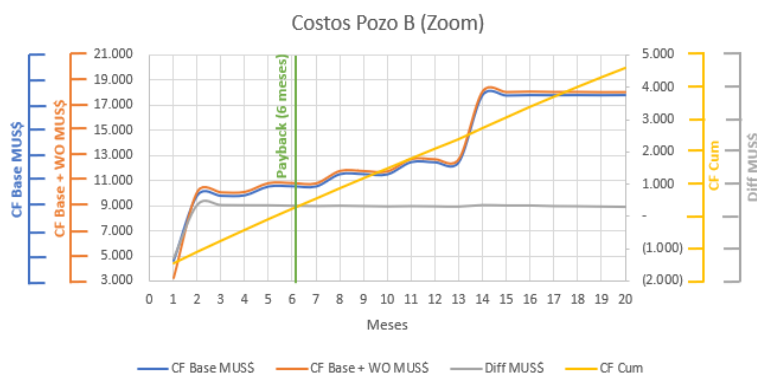
Costo inicial (MUS\$)	VPN (MUS\$)	TIR (%)	Payback (meses)	IP30	R B/C
1,275	18,8	>150	6	488	1,44

Nota. La tabla representa los resultados financieros establecidos a partir de la producción actual por el Pozo A.

Se observa que la producción de petróleo obtuvo una reducción del 14% teniendo una producción de 488 bbl/día. Sin embargo, a pesar de esta reducción se evidencia que no existe un cambio significativo en comparación a los resultados que se esperaban. La relación beneficio costo del proyecto es mayor a 1 dado a que los ingresos obtenidos son mayores a los egresos, esto indica que la implementación de AICV's en un pozo vertical es factible económicamente presentando una rentabilidad de más del 150% con una ganancia de 18,8 MUS\$. Esta información se corrobora con el Payback indicando que la inversión inicial fue recuperada en los primeros seis meses después de la implementación de AICV, presentado por el intercepto generado por el diferencial del costo base y el costo + WO representado con la curva gris y el acumulado del incremental de costos presentado con la curva amarilla como se observa en la siguiente gráfica:

Figura 46.

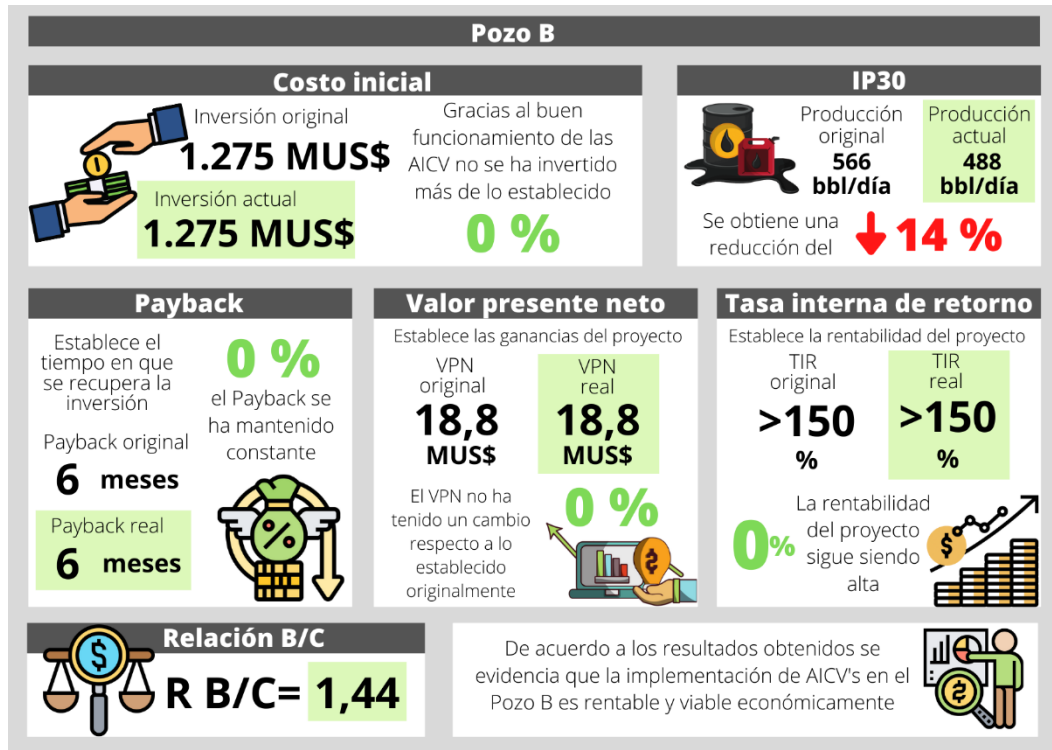
Gráfico de costos del Pozo B en un periodo de 20 meses.



Nota. La figura presenta la curva de declinación de los costos en millones de dólares del Pozo B.

Mediante los resultados establecidos, se realiza una comparación entre los indicadores financieros obtenidos del análisis financiero original con una producción esperada y el análisis financiero actualizada con la producción real del Pozo B.

Figura 47.
Análisis financiero del Pozo B.



Nota. La figura muestra la comparación entre los resultados del análisis financiero actual en relación al original del Pozo B.

Es importante mencionar que de acuerdo a estadísticas realizadas en campos productores de arena con las mismas características del Campo Acordionero, aquellos pozos que presentan 10 bloqueos de gas necesitan de un Workover por los problemas que se generan real en la bomba. Dado a esto, la reducción del 55% en la producción de gas que ha tenido el Pozo B, ha logrado una disminución significativa en los bloqueos de gas en relación a los 25 bloqueos presentados durante el año 2020, evitando realizar de 1 a 2 Workover por año, lo que equivale a un ahorro de aproximadamente 400 a 500 mil dólares dependiendo del requerimiento de la bomba.

A partir de los resultados establecidos para el Pozo B se puede afirmar que la implementación de AICV en pozos verticales es factible económicamente dado que

arroja resultados positivos en cuanto al análisis financiero y también se logrando reducir en gran proporción la producción de gas que era el problema principal del pozo. Sin embargo, en cuanto a los resultados obtenidos del Pozo A no se puede dar una respuesta a la factibilidad económica del completamiento de AICV en pozos verticales cuando se presente problemas de integridad. Lo anterior indica que es primordial garantizar la integridad de cada uno de los compartimientos a través de los empaques y los dispositivos de flujo AICV. Los diferenciales de presión generados en cada compartimiento, la protección de taponamiento del pistón/capilar y la filtración correcta de los sólidos, son factores fundamentales para garantizar la integridad absoluta de los equipos y por ende su éxito técnico - económico.

4. CONCLUSIONES

En relación a los resultados obtenidos para el Pozo A se evidenció un comportamiento negativo con una reducción en la producción de petróleo del 55%, logrando una producción promedio de 147,16 bbl/día en relación con su producción base de 326 bbl/día antes de la implementación del AICV.

En cuanto a la producción de agua se obtuvo un incremento del 128% pasando de una producción de 721 bbl/día a 1646,84 bbl/día afectando negativamente el pozo, dado que presenta daños en su integridad y las válvulas se encuentran obstruidas por partes de trazadores que viajaron hasta la entrada de estas permitiendo libremente el paso del flujo de agua. Esta es una hipótesis no comprobada actualmente, ya que no se han realizado pruebas diagnósticas que incluyen un Workover (intervención con el rig).

En el Pozo B se logró un incremento positivo del 16% de la producción de petróleo pasando de una producción de 350 bbl/día a 405,57 bbl/día, junto con una reducción del 55% en la producción de gas pasando de 130 Mscf/día a 58,45 Mscf/día. Esta disminución en la producción de gas ha permitido mantener la producción de petróleo en niveles constantes.

Se alcanzó una disminución de 59% en la relación gas petróleo (GOR) alcanzando una relación de 154,29 scf/bbl en relación al caso sabe siendo de 372 scf/bbl. Esto se debe al adecuado funcionamiento de la válvula al restringir el paso de gas a superficie y gracias al aumento del 16% en la producción del crudo.

Ahora bien, la producción de sólidos del Pozo A se ha incrementado en un 282% en donde se evidencia una mayor producción de partículas comprendidas entre un tamaño de 75 a 300 micrones. Esto se debe al aumento del flujo de agua producido por el pozo dado que arrastra mayor cantidad de sólidos a superficie.

Sin embargo, el buen funcionamiento de las mallas tipo PoroLock de 300 micrones se evidencia en la reducción que ha tenido la producción de partículas mayores a 300 micrones pasando de una producción de 23,42% a 7,43% de gracias al control de arena tipo Stand Alone Screen.

En cuanto a la arena detectada del Pozo B se observa una reducción del 44% evidenciado el correcto funcionamiento del control de arena implementado. Se observa una reducción en la producción de partículas mayores a 300 micrones dado a que el Pozo inicialmente producía 17,91% de este tamaño de partículas y bajó hasta a 9,67% logrando una disminución del 46%.

Para este pozo la mayor cantidad de partículas producidas se encuentran entre 25 a 50 micrones y 50 a 75 micrones con un aumento de 23,39% a 37,77% y de 25,79% a 26,71% respectivamente. Esto se debe a que al ser partículas de un tamaño menor al de las mallas utilizadas, logran atravesar el completamiento siendo arrastradas por los fluidos hasta llegar a superficie.

Los resultados financieros arrojados por el Pozo A presentan una viabilidad económica baja con un valor presente neto de 4.0 MUS\$ y una rentabilidad del 26%. Se estima un Payback a largo plazo de 46 meses. Sin embargo, este pozo no se puede tomar como precedente en la factibilidad económica de AICV en pozos verticales dado a que presenta daños en su integridad.

La implementación de completamiento de AICV es factible y rentable económicamente para el Pozo B logrando una ganancia de 18.8 MUS\$, con una recuperación de su inversión inicial a los 6 meses de su implementación, obteniendo una rentabilidad mayor al 150% y así mismo ha permitido reducir la producción indeseada de gas, así como altos valores de GOR.

Se logró un ahorro entre 400 y 500 mil dólares por año, equivalentes a los Workover que no han sido necesarios realizar en el Pozo B dado a la reducción de los bloqueos de gas que se ha generado por la disminución del 55% en la producción de este fluido.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. El-fattah, M. H, and V. Mathiesen, “Case Study : Utilizing Of Autonomous Inflow Control Valves Helps to have Better Fahud Wells Production Performance,” pp. 1–11, 2019, [Online]. Available: https://www.inflowcontrol.no/media/1132/moc_o_01_reservoir_112.pdf.
- [2] Schlumberger, “Fluido De Formación,” *Oilfield Glossary*. https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/f/formation_fluid.
- [3] C. A. Jiménez Carballo, “Mecánica De Fluidos: Viscosidad Y Turbulencia,” p. 23, 2016, [Online]. Available: [https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/10194/Dinámica de fluidos viscosos.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/10194/Dinámica%20de%20fluidos%20viscosos.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- [4] M. IHS and (OPIS) Oil Price Information Servis, “Gravedad API.” <https://www.opisnet.com/es/glossary-term/api-gravity/>.
- [5] W. Renpu, “Basis Of Well Completion Engineering,” in *Advanced Well Completion Engineering*, 2011, pp. 1–74.
- [6] P. Duarte and L. Ortiz, “Reconstrucción De La Historia Diagenetica De Las Areniscas De La Formación Lisama En La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena,” 2011.
- [7] UPME, “Evaluación De Las Cuencas y Oferta De Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales,” *Unión Temporal Prospección Upme 2018*, no. 11, p. 393, 2018.
- [8] S. Corredor and R. Gómez, “Identificación De Los Sistemas De Levantamiento Artificial Aplicables a Yacimientos De Crudo Pesado a Alta Profundidad Sometidos a Un Proceso De Combustión In Situ,” 2018.
- [9] S. Rojas and J. S. Ferreira, “Estrategia De Implementación De Sistemas De Levantamiento Artificial Para Yacimientos No Convencionales De La Formación La Luna Sharone,” 2018.

- [10] J. Sánchez, “Estudio Del Sistema De Bombeo Hidráulico Tipo Jet En El Pozo Libertador 123 Del Campo Libertador Para La Producción De Petróleo En El Período 2010”, 2011.
- [11] V. Mathiesen, F. Porturas, and I. As, “Válvulas Autonomas de Control de Flujo (AICV): Tecnología de Punta que Incrementa la Producción de Crudos Pesados,” *Petroleo&Gas*, vol. 12, p. 64, 2017.
- [12] T. C. Emegano, S. A. Baloch, M. M. Al Alrefaai, S. M. Al Nuimi, and E. S. Radwan, “Inflow Control Devices ICD - A Historical Performance Analysis,” *Soc. Pet. Eng. - Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. 2020, ADIP 2020*, 2020, doi: 10.2118/202847-ms.
- [13] B. Prakasa, K. Muradov, and D. Davies, “Rapid Design Of An Inflow Control Device Completion in Heterogeneous Clastic Reservoirs Using Type Curves,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Offshore Eur. Conf. Exhib. OE 2015*, 2015, doi: 10.2118/175448-ms.
- [14] Tendeka, “Tendeka FloSure Autonomous Inflow Control Device - Inflow Control,” 2021. <https://www.tendeka.com/technologies/inflow-control/flosure-aicd-screens/>.
- [15] F. Inc., “Super-Autonomous Inflow Control Device: A New Generation of Water Management,” pp. 1–2, 2020, [Online]. Available: info@floway.us.
- [16] F. Inc., “Super Autonomous Inflow Control Device: Technology And Modeling Overview,” 2020.
- [17] H. Aakre, B. Halvorsen, B. Werswick, and V. Mathiesen, “Autonomous Inflow Control Valve For Heavy And Extra-Heavy Oil,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Heavy Extra Heavy Oil Conf. - Lat. Am. 2014, LAHO 2014*, pp. 62–74, 2014, doi: 10.2118/171141-ms.
- [18] I. As, “AICV Product Range.” <https://www.inflowcontrol.no/products/>.
- [19] W. S. Scott, “Packers Designed For Coiled Tubing Completions, Recompletions, and Stimulation,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Rocky Mt. Pet. Technol. Conf. 2001, RMPTC 2001*, no. ii, 2001, doi: 10.2118/71056-ms.
- [20] Radwan, “Production Packer Types,” *Pet-Oil*, 2019. <https://pet->

oil.blogspot.com/2012/09/completion-packers-lec-8.html.

- [21] T. International, “Inflatable and Swellable Packers,” *world Hqrs.*, p. 255, 2008, [Online]. Available: http://www.pecorpusa.com/TAM_BROCHURES.pdf.
- [22] Resman, “Resman Intelligent Tracers,” *Resman*. <http://www.resman.no/site/products-services/resman-intelligent-tracers/how-it-works/>.
- [23] Resman, “Benefits,” *Resman*. <https://www.resman.no/products-services/resman-intelligent-tracers/benefits/>.
- [24] A. Ludwing, “Control de Arena Aplicado a Pozos Petroleros,” pp. 1–60, [Online]. Available: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>.
- [25] D. Matanovic, M. Cikes, and B. Moslavac, *Sand Control in Well Construction and Operation*. 2012.
- [26] I. As, “Premium Mesh Sand Screen.” <https://www.inflowcontrol.no/products/sand-screen/premium-mesh-sand-screen/>.
- [27] J. N. Furgier, B. Viguerie, E. Aubry, and P. Rivet, “Stand Alone Screens: What Key Parameters Are Really Important For a Successful Design?,” *SPE - Eur. Form. Damage Conf. Proceedings, EFDC*, vol. 2, pp. 869–880, 2013, doi: 10.2118/165170-ms.
- [28] Halliburton, “NETool Software,” 2012. [Online]. Available: http://www.papersearch.net/view/detail.asp?detail_key=10000715.
- [29] Datosmacro, “Precio Petróleo Brent 2021,” *Datosmacro*, 2021. <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/brent>.
- [30] Petróleo Asociación Colombiana de Petróleo, “Costos de Operación 2017 - ACP,” *ACP*, 2017. <https://acp.com.co/web2017/en/costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2019>.

ANEXOS

ANEXO 1

PRUEBA DEL EMPAQUE HINCHABLE DEL POZO A



Customer: Gran Tierra
 Well Name: Pozo A
 Date: 02-Sep-20
 Packer Description: 4.50 (in) x 5.75 (in) x 3 (ft)
 Packer Type: FREECAP II
 Elastomer Type: Slow Water Swell -- FSC-34
 Activation Fluid: 13,000 ppm brine

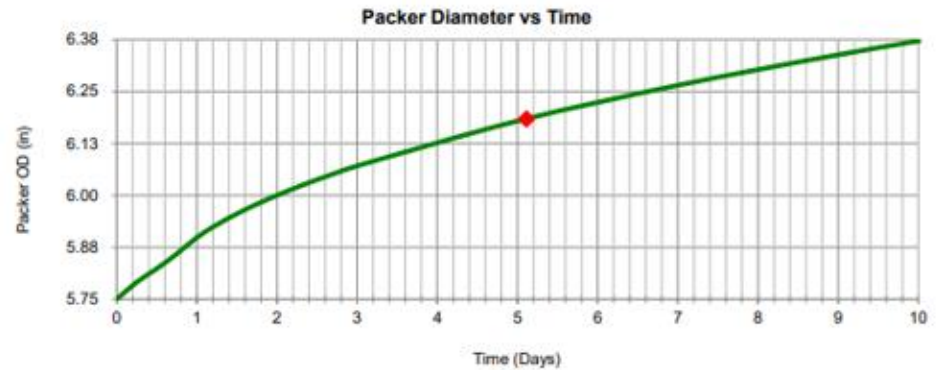
Input Parameters

Casing Size	4.50	in.	114.3	mm
Minimum Restriction	6.18	in.	157.1	mm
Sealing ID - Minimum	6.18	in.	157.1	mm
Sealing ID - Maximum	6.18	in.	157.1	mm
Maximum Δ Pressure	3,000	psi	206.9	bar
Wellbore Deviation	0.0	deg	0.0	deg
Setting Depth Temperature	158	deg F	70.0	deg C
Setting Depth	8,300	ft.	2,530	meter
RIH Time	24.00	hr.		

Output Parameters

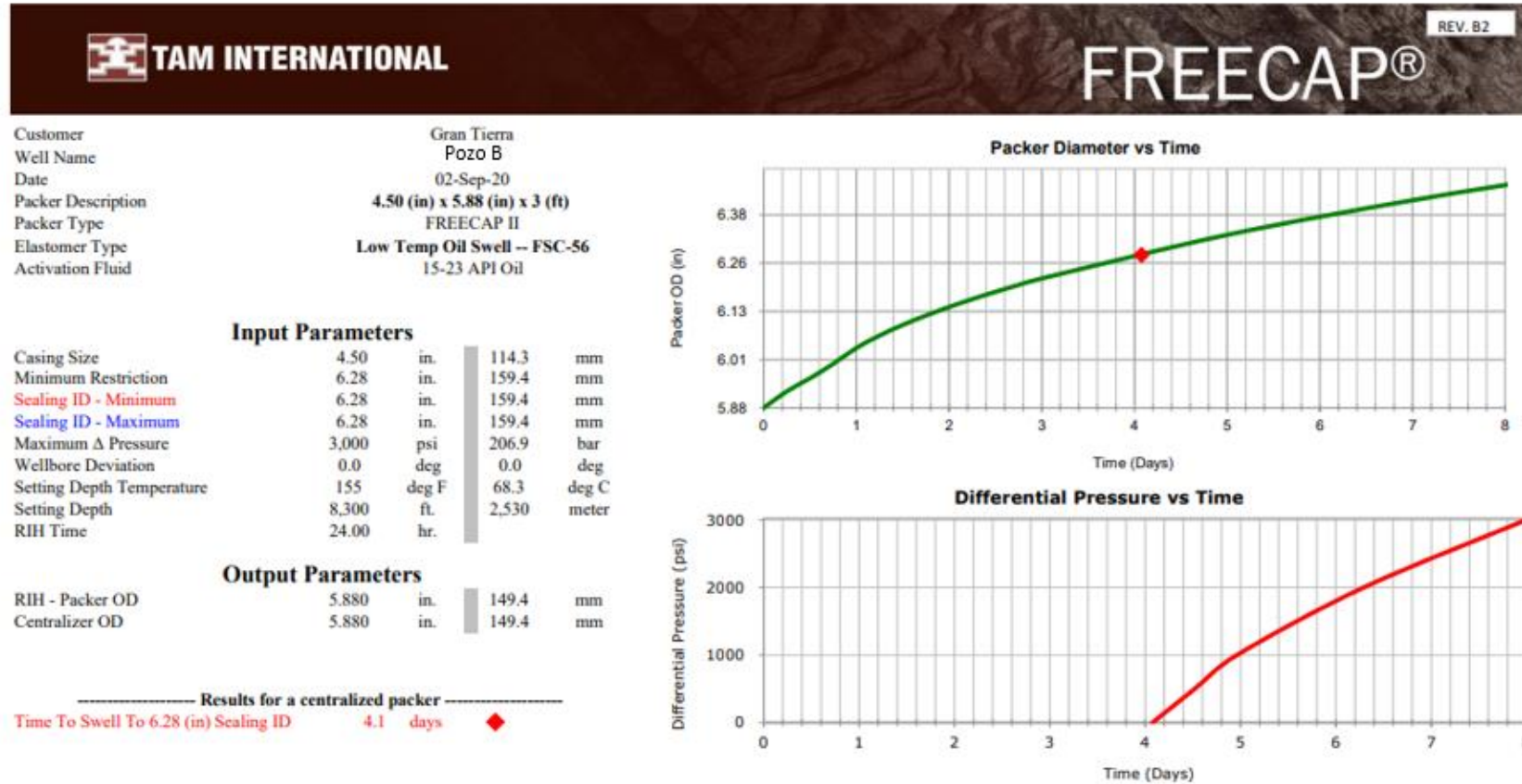
RIH - Packer OD	5.750	in.	146.1	mm
Centralizer OD	5.750	in.	146.1	mm

----- Results for a centralized packer -----
 Time To Swell To 6.18 (in) Sealing ID: 5.1 days



ANEXO 2

PRUEBA DEL EMPAQUE HINCHABLE DEL POZO B



ANEXO 3

RECOMENDACIONES

Para lograr resultados más certeros en cuanto a la producción de arena después de la implementación de Stand Alone Screen con mallas tipo PoroLock, se recomienda realizar captura de data con mayor constancia para su respectivo análisis. De ser posible, tomar medidas de volumen diarias y tamizajes semanales.

Se recomienda evaluar el control de arena utilizado teniendo en cuenta el tamaño de las partículas de cada zona y las pruebas Sand Retention Test (SRT). De esta manera reducir en mayor porcentaje la detección de arena en superficie y evitar daños en los equipos del pozo. Es recomendable revisar la opción de usar mallas 250 micrones y con múltiples tipos de mallas o capa filtrante.

Se recomienda realizar un análisis con mayor profundidad en cuanto a las consecuencias del aumento en la producción de agua en los dos pozos de estudio, específicamente en el Pozo A dado que no hay justificación verídica (solo hipotética) para el aumento de agua producida.

Analizar la rentabilidad de las Válvulas Autónomas Controladores de Flujo (AICV) en un pozo vertical con alta producción de agua que no tenga problemas de integridad para conocer realmente la factibilidad que tiene este completamiento en este tipo de pozos.

Evaluar un completamiento similar haciendo uso de otras válvulas controladoras de flujo existente en el mercado, para determinar el dispositivo más adecuado para el control de fluidos no deseados partiendo de condiciones similares a los pozos de estudio, y así construir y evaluar la curva de aprendizaje.

Se sugiere hacer uso de trazadores inteligentes con firma química al entrar en contacto con agua en aquellos pozos que tienen alta producción de este fluido no deseado con el objetivo que conocer con exactitud la zona que debe ser aislada para reducir su producción. Actualmente solo se han usado trazadores al aceite.

Es importante establecer un recubrimiento con malla en los trazadores utilizados con el fin de evitar que al romperse el trazador, los trozos viajen por el yacimiento obstruyendo las válvulas utilizadas ocasionando efectos negativos en su funcionamiento.

Se sugiere cuantificar el ahorro en el manejo de agua generado por la reducción en la producción de este fluido en aquellos pozos verticales en los que se evidencie un buen funcionamiento del completamiento AICV con el objetivo de determinar los beneficios obtenidos por la compañía al disminuir costos.