

## ACIPET

### Aprovechamiento de activos de la compañía y aseguramiento de integridad en conversiones de pozos productores a inyectoros.

E. Mora, Ecopetrol. R. Romero, Ecopetrol. G. Acosta, Ecopetrol. C. Hernandez, Ecopetrol. K. Flórez, Ecopetrol

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.  
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

#### Resumen

Debido a la necesidad de incrementar los volúmenes de inyección en el campo Llanito para la recuperación secundaria de crudo, se planeó la estrategia económica de utilizar pozos existentes, que suplieran la necesidad de inyección en las zonas y áreas del yacimiento requeridas. Se incluyeron criterios de integridad y condición mecánica que viabilizaran la operación de workover de una manera económica y que en tiempos cumpliera con los requerimientos de inicio de inyección. En ese sentido, se hizo una evaluación de pozos existentes, con rangos de entre 9 a 60 años de antigüedad, productores inactivos o activos de baja productividad. Con esto se evitó la perforación de nuevos pozos, contribuyendo con la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, utilizando las áreas ya intervenidas en el campo y mejorando considerablemente la economía del proyecto.

El mayor reto fue planear la intervención de los pozos, que debido a su antigüedad tenían información limitada en cuanto a registros de calidad de cemento, integridad del revestimiento, presencia de restricciones, y cabezales cuya nomenclatura antigua dificultaba la consecución de accesorios y retaban las condiciones de integridad durante la operación y la nueva vida operativa del pozo como inyector. Estas condiciones generaban incertidumbre en cuanto a la intervención y a la efectividad de correr sartas de inyección a la profundidad requerida, alcanzar la eficiencia vertical y operar un pozo de inyección de agua a las presiones y caudales de diseño y que cuente con la integridad efectiva durante su vida operativa bajo los estándares de Ecopetrol.

Para ello fue necesario garantizar una intervención segura por medio de una estricta planeación y aseguramiento de procesos, cubriendo todas las posibles contingencias que se pudieran presentar durante la operación, obteniendo como resultado pozos inyectoros operativos, con integridad efectiva, apalancando la economía circular por medio del aprovechamiento de activos de la compañía.

#### Introducción

En el activo Llanito se observa la necesidad de mantenimiento de presión de yacimiento, disposición de agua producida y barrido de producción por medio de la recuperación secundaria de agua, prioritaria para el desarrollo del activo en corto tiempo. Por lo que se visualizó la estrategia de aprovechar pozos antiguos inactivos o activos con baja productividad con el fin de convertirlos a pozos inyectoros y darles una utilidad a los activos de la compañía y aportar a la economía circular.

La información requerida para iniciar el proceso de planeación presentaba grandes incertidumbres relacionadas a la antigüedad de los pozos, data de difícil acceso, falta de información, desconocimiento del estado de integridad de los pozos, entre otros, lo cual planteaba un reto para lograr el objetivo de integridad y servicio de inyección, por lo que se generó una estrategia detallada para la planeación y ejecución del proyecto.

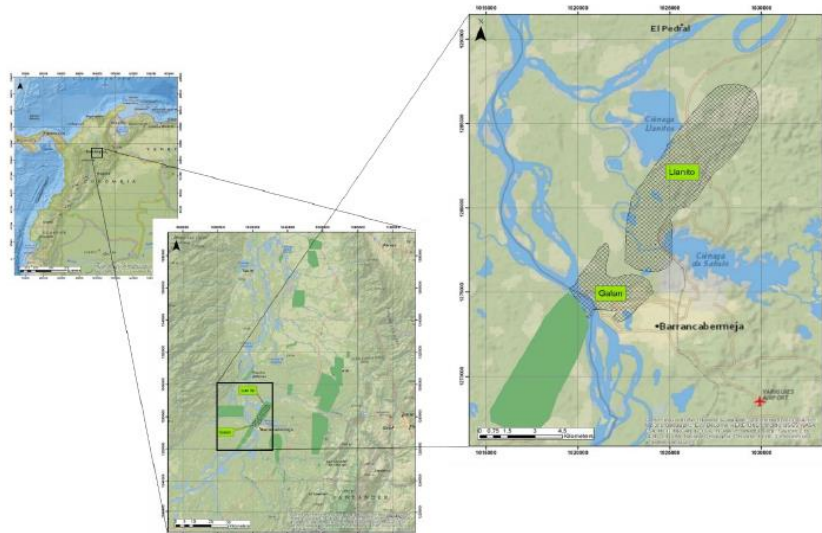
De acuerdo con lo anterior, se plantea la ejecución de las conversiones asegurando los siguientes puntos:

- ✓ Reducción de incertidumbre por medio de consecución de información histórica y verificación del estado en superficie de cada pozo.
- ✓ Aseguramiento en la planeación por medio de revisión de integridad actual del pozo, bases de diseño para cada servicio a ejecutar, visualización de posibles contingencias operativas con sus respectivos controles, todo esto revisado y avalado por autoridades técnicas de cada servicio, área de yacimientos, ingeniería de producción del activo, planeación y ejecución de completamiento.
- ✓ Estricto seguimiento del programa y árbol de decisiones planeado durante la ejecución de las intervenciones y materialización de contingencias asegurando el objetivo de cada pozo.

### Generalidades del campo Llanito.

El Activo Llanito se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, en jurisdicción del Municipio de Barrancabermeja, corregimiento El Llanito y contempla los campos Llanito, Gala, Galán, Cardales y San Silvestre, ver figura 1.

Este proyecto representó la oportunidad de incrementar 2.1 MMBBL las reservas y aumentar la inyección requerida en el campo en 14.000 BWIPD.



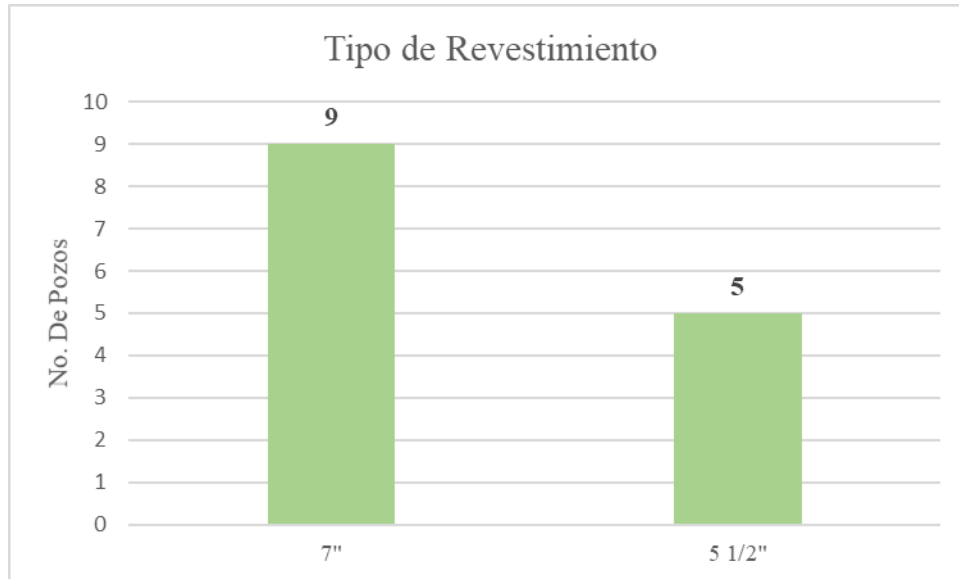
**Figura 1.** Ubicación del campo Llanito.

**Fuente.** Requerimientos mínimos de subsuelo elaborado por el área de yacimiento.

En el proyecto Conversiones del campo Llanito se buscó establecer las oportunidades para aprovechamiento de pozos existentes en el activo mediante la intervención a pozos con baja productividad o inactivos con el fin de reactivarlos operativamente, evitar nuevas perforaciones, disminuyendo costos para la compañía y reducción de tiempo del inicio de inyección del proyecto.

**Historia de los pozos a convertir.**

Luego de contar con el listado de los pozos seleccionados por su ubicación estratégica para la inyección del campo, de acuerdo a la distribución de patrones del mismo, se compiló la información histórica disponible por pozo con el fin de reducir la incertidumbre e iniciar el proceso planeación de la intervención en búsqueda de la estrategia adecuada para lograr los objetivos.



**Figura 2.** Relación de Pozos por tipo de revestimiento.  
**Fuente.** Elaboración propia.

De acuerdo con la figura 2 dentro de la campaña se cuenta con 9 pozos con revestimiento productor de diámetro externo de 7” y 5 de 5 1/2”, este último por su menor tamaño conlleva a riesgos adicionales durante la intervención desde el punto de vista de calibración o rectificación de revestimiento y corrida e instalación de sargas de inyección. A continuación se relaciona el detalle de las características de los pozos para cada revestimiento.

**Revestimiento 7” OD.** A continuación se pueden observar las principales características encontradas para los 9 pozos con revestimiento de 7”.

Pozo	Peso Revestimiento (Lb/ft)	Grado Revestimiento	Presión de estallido (Psi)	Antigüedad (Años)	Condición de pozo	Tiempo Inactividad (Años)	Completamiento del Pozo	Arena Reportada	No. Restricciones Reportadas	No. Tapones a Moler	No. Pescados Reportados
Llanito 87	23	K55	4360	39	INACTIVO	1	Flujo Natural	No	2	-	-
Llanito 101	23	K55	4360	35	ACTIVO	-	Bombeo Mecanico	No	3	1	-
Llanito 102	23	K55	4360	36	ACTIVO	-	Bombeo Mecanico	Si	3	1	-
Llanito 103	23	K55	4360	36	ACTIVO	-	Bombeo Mecanico	No	2	-	-

**Tabla 1.** Relación de Pozos con revestimiento 7” con antigüedad mayor a 20 años.  
**Fuente.** Elaboración propia.

Pozo	Peso Revestimiento (Lb/ft)	Grado Revestimiento	Presión de estallido (Psi)	Antigüedad (Años)	Condición de pozo	Tiempo Inactividad (Años)	Completamiento del Pozo	Arena Reportada	No. Restricciones Reportadas	No. Tapones a Moler	No. Pescados Reportados
Llanito 121	29	P110	11220	12	INACTIVO	1	Bombeo Mecanico	No	-	1	-
Gala 1N	29	P110	11220	17	INACTIVO	1	Bombeo Mecanico	No	1	-	-
Gala 34	29	P110	11220	9	ACTIVO	-	Bombeo Mecanico	Si	-	-	-
Llanito 131	29	P110	11220	13	ACTIVO	-	Bombeo Mecanico	No	-	1	-
Gala 33	29	P110	11220	11	ACTIVO	-	Bombeo Mecanico	Si	-	1	-

**Tabla 2.** Relación de Pozos con revestimiento 7” con antigüedad menor a 20 años.  
**Fuente.** Elaboración propia.

Los pozos mas antiguos son los que refieren mayor criticidad debido a que el revestimiento instalado es de menor resistencia a esfuerzos de estallido y presentan mayores restricciones en el revestimiento reportadas, lo cual hace compleja la operación y limita el objetivo final de inyección e integridad por las altas presiones que manejan este tipo de pozos.

**Revestimiento 5 1/2” OD.** A continuación se pueden observar las principales características encontradas para los pozos con revestimiento de 5 1/2”.

Pozo	Peso Revestimiento (Lb/ft)	Grado Revestimiento	Presión de estallido (Psi)	Antigüedad (Años)	Condición de pozo	Tiempo Inactividad (Años)	Completamiento del Pozo	Arena Reportada	No. Restricciones Reportadas	No. Tapones a Moler	No. Pescados Reportados
Llanito 39	15.5	J55	5320	57	INACTIVO	5	Flujo Natural	No	-	1	-
Llanito 29	15.5	J55	5320	58	INACTIVO	1	Bombeo Mecanico	Si	-	-	-
Llanito 11	15.5	J55	5320	60	INACTIVO	14	Flujo Natural	No	-	-	1
Llanito 16	15.5	J55	5320	59	INACTIVO	27	Flujo Natural	Si	2	1	-
Llanito 09	15.5	J55	5320	60	INACTIVO	1	Bombeo Mecanico	Si	1	-	-

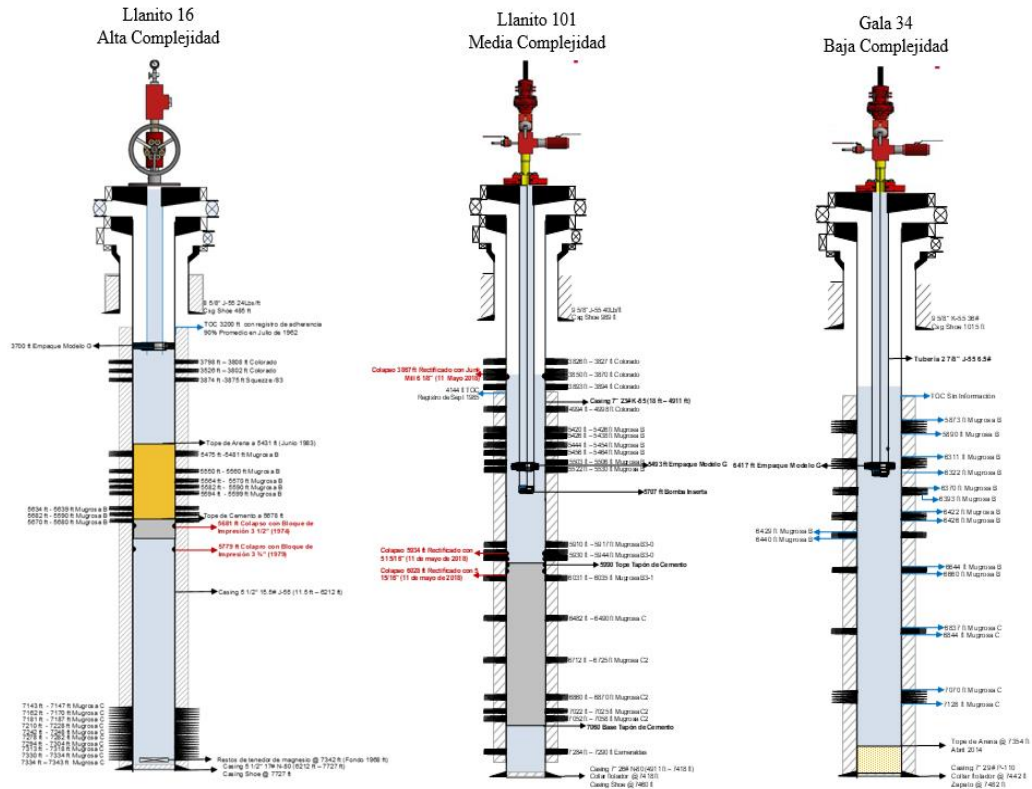
**Tabla 3.** Relación de Pozos con revestimiento 5 1/2”.  
**Fuente.** Elaboración propia.

Los 5 pozos relacionados en la tabla 3, cuentan con una antigüedad mayor a 57 años, de los cuales todos refieren una alta criticidad debido a que el revestimiento instalado es de baja resistencia a esfuerzos de estallido, y presentan inactividad entre 5 a 27 años en 3 de ellos, los cuales producían en flujo natural, esto hace que la incertidumbre del estado mecánico sea mayor. Dentro de la información encontrada se observan dos pozos con restricciones reportadas en el revestimiento, lo que incrementaba los riesgos de la intervención. Todo lo anterior representaba gran complejidad tanto para lograr el objetivo final de inyección e integridad.

De los tres grupos de pozos mencionados anteriormente, se agruparon según su complejidad:

- ✓ Alta complejidad: pozos de 5 1/2” con antigüedad mayor a 57 años.
- ✓ Media complejidad: pozos de 7” con más de 20 años de antigüedad.
- ✓ Baja complejidad: pozos de 7” con menos de 20 años de antigüedad.

En la figura 3 se presenta un esquemático ejemplo de pozo para cada grupo mencionado.



**Figura 3.** Esquemáticos de Pozos según el criterio de complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.

**Proceso de Planeación y estrategia implementada.**

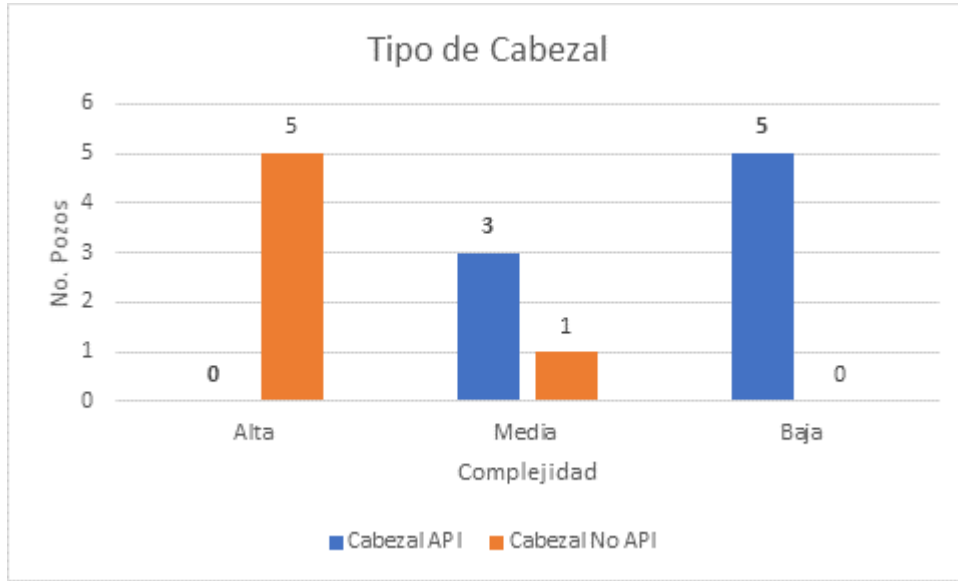
Luego de realizar la compilación histórica de los pozos y categorizarlos de acuerdo a su complejidad, se observó que todavía existía incertidumbre de alguna información, en mayor medida en los pozos de alta y media complejidad debido a su antigüedad, donde no se contaba con registros de cemento ni de integridad, o con uno de ellos muy antiguo, pozos con inactividad de bastantes años o pozos activos con su última intervención de varios años atrás, configuración y estado de cabezales desconocidos, entre otros, que no permitían conocer el estado actual de los pozos y por ende el estado de su integridad. Es por ello que para lograr los objetivos propuestos de poner el pozo en servicio como inyector y cumplir con los requerimientos de integridad, se planteo la siguiente estrategia de planeación:

- ✓ Inspección de cabezales.
- ✓ Evaluación de integridad.
- ✓ Bases de diseños para cada servicio de la intervención.
- ✓ Riesgos operativos y evaluación de contingencias.
- ✓ Programa y árbol de decisión detallado.

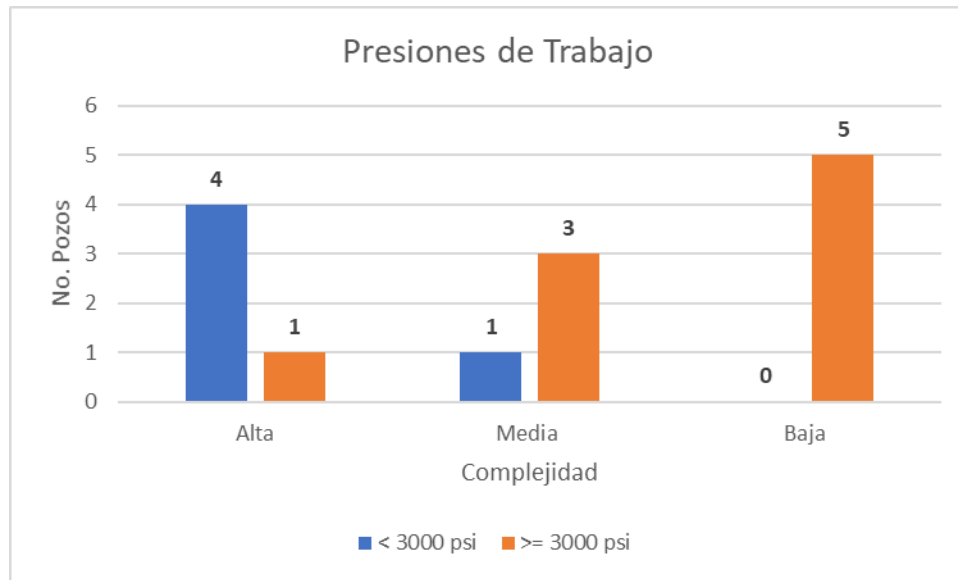
**Inspección de Cabezales.** Esta sección consistió en realizar una inspección en campo de cada cabezal, donde se desarrolló una revisión visual, caracterización de cada sección de cabezal (descripción, marca, estado y presiones de trabajo), verificación de presiones anulares y recomendación del cambio de cabezal.

Se clasificó el tipo de cabezal, así:

- ✓ API y NO API, donde estos últimos son cabezales antiguos, roscados, regidos por la norma ANSI, ver en la figura 4.
- ✓ Presión de trabajo mínima del cabezal siendo esta mayor o menor a 3000 psi, debido a que el rating requerido por el campo es de 3000 psi. Ver figura 5.



**Figura 4.** Caracterización del tipo cabezales.  
**Fuente.** Elaboración propia.



**Figura 5.** Presión mínima de trabajo de los cabezales.  
**Fuente.** Elaboración propia.

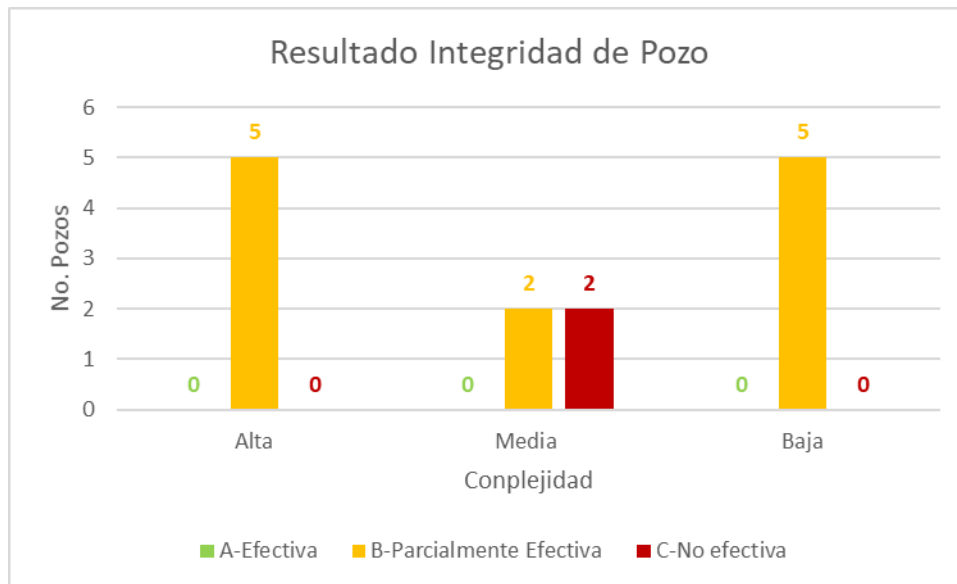
Al comparar la complejidad que está relacionada con la antigüedad de los pozos, se puede observar que los de alta y media presentan cabezales NO API y presiones de trabajo menores a 3000 psi, característicos de la época en las cuales fueron instalados, con base a la inspección realizada, se visualizó la necesidad del cambio del árbol de producción, por árbol de inyección, cambio en la sección B en aquellos donde las presiones de trabajo eran menores a 3000 psi o No API, realizar inspección y verificación de funcionamiento de las válvulas de las sección A del cabezal.

**Evaluación de Integridad.** La integridad de pozo se define como la contención y prevención de escape de fluidos tanto a formaciones subterráneas como a superficie. Aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de liberación de fluidos de formación durante todo el ciclo de vida del pozo. Para ello la compañía ha creado una serie de lineamientos para evaluar

la integridad de un pozo y crear una serie de acciones para mitigar los riesgos de acuerdo a la fase del ciclo de la vida en que se encuentra el pozo, como sigue:

- ✓ Determinar las envoltantes de barreras y cada uno de los elementos que la conforman.
- ✓ Determinar el nivel de degradación de cada una de las barreras. Siendo A-Efectiva (dispuesta, disponible, efectiva), B-Parcialmente Efectiva (dispuesta, disponible, efectividad reducida, sin información operacional) y C- No Efectiva, no disponible, apagada, desactivada o inexistente).
- ✓ Calcular y definir de límites de Máximas presión Operativa permitida en cabeza de pozo.
- ✓ Acciones para mitigar / disminuir el riesgo de las barreras en todos los pozos.
- ✓ Avalado por la Autoridad técnica del area.

De acuerdo con lo anterior, se realizó la evaluación de integridad determinando el nivel de degradación de cada pozo, lo cual se relaciona en la figura 6.



**Figura 6.** Resultado Evaluación de Integridad.

**Fuente.** Elaboración propia.

Se puede observar que del total de los pozos, 12 dieron como resultado nivel de degradación B-Parcialmente efectivo debido a que no se contaba con información o la misma era muy antigua, lo que causa incertidumbre en la evaluación de integridad, y los dos pozos restantes con nivel C-No Efectivo, por tener intervalos abiertos en zona donde no se conocía el estado del cemento en el revestimiento productor del pozo.

De manera general las recomendaciones de acciones para la operación de intervención como resultado de la evaluación de integridad son:

- ✓ Tomar registros modo cemento y modo corrosión.
- ✓ Cambio de sección B del cabezal cuando se requiera.
- ✓ Cambio de árbol de producción por árbol de inyección.
- ✓ Realizar calibración del revestimiento para garantizar que los empaques de la sarta de inyección se puedan correr.
- ✓ Pruebas de integridad del casing, cabezal sección C y B, anular y tubing durante la corrida de la sarta de inyección.
- ✓ Asegurar integridad de las dos barreras con la sarta de inyección, ajustar los elementos de barrera.
- ✓ Monitoreo de presiones anulares antes de la intervención.
- ✓ Realizar simulación de cargas con los nuevos valores de especificaciones técnicas o presiones de trabajo reportados en los registros de integridad.

**Bases de diseño para cada servicio de la intervención.** Después de contar con la información y evaluación de integridad de los pozos se realizó las bases de diseño donde se detalla las especificaciones técnicas de cada una de las siguientes secciones de las intervenciones:

**Cabezales.** En las Bases de diseño se tiene en cuenta, el aseguramiento en el funcionamiento de las válvulas de la sección A, la instalación del manómetro donde se requiera, con el fin de hacer seguimiento a las presiones anulares.

Para la sección B del cabezal y teniendo en cuenta sus principales objetivos, de ofrecer una barrera de seguridad de procesos para una eventual arremetida de pozo y asegurar integridad de los pozos durante las operaciones de inyección e intervención durante el ciclo de vida del pozo.

Se avaló con autoridad técnica las siguientes especificaciones con sus respectivas premisas:

- ✓ PSL 1: Presiones de trabajo para pozos inyectoros máximo de 2500psi, sin presencia de H<sub>2</sub>S.
- ✓ PR1: Condiciones normales de operación presión y temperatura ambiente.
- ✓ Selección de materiales EE (acero aleado con internos inoxidable con control de dureza).

Descripción de la sección B:

- ✓ Tubing Head 11"-3000-RX53 Bottom Flange x 7-1/16"-3000 RX45 (Pozos: Llanito 101, 87, 102, 121, 103, 131 Gala 33 y 34).
- ✓ Tubing Head 11"-3000-RX53 Bottom Flange x 7-1/16"-3000 RX45 + Reducer Bushing 7 X 5-1/2 CSG Ext. Seal (Pozos: Llanito 39, 11, 29, 16 y 9).
- ✓ Tubing Head 11"-5000-RX54 Bottom Flange x 7-1/16"-3000 RX45 (Pozo: Ga- Norte 1).

Para el árbol de inyección y teniendo en cuenta sus principales objetivos, de garantizar el control de la presión e inyección de fluidos del pozo, trabajar con seguridad y control durante la inyección e intervención, para ofrecer una barrera de seguridad de procesos para una eventual arremetida de pozo.

Se aseguraron las siguientes especificaciones con sus respectivas premisas, avalado con autoridad técnica:

- ✓ Árbol de inyección con rating de presión 3K psi diseñado con base a la presión de inyección, resultado del cálculo de diseño de cabezales.
- ✓ Tubing Hanger de 7 1/16"; 5 1/2" x 2 7/8" EU.
- ✓ Dos salidas laterales bridada de 2".
- ✓ 4 válvulas 2 9/16" 3 K (Swab, 2 Master y 1 Lateral).
- ✓ Nivel de especificación del Producto: PSL 1, presión de trabajo (inyección): 2000 - 2500 PSI.
- ✓ Requerimiento de desempeño: PR 1, No existen condiciones extremas de trabajo que afecten el diseño, temperaturas bajas, servicio estándar.
- ✓ Material EE (Acero aleado con internos inoxidable con control de dureza).
- ✓ Temperatura API: Clasificación U.

**Fluidos.** La principal función del fluido de completamiento es permitir un buen control de la presión de formación y a su vez, minimizar posibles daños inducidos por la interacción de fluido-fluido o fluido-roca de la formación, evitar mecanismos de daño como la invasión de partículas finas, invasión de filtrados, hidratación y de floculación de arcillas, taponamiento por bacterias, cambio de la mojabilidad natural, bloqueo por emulsiones, precipitaciones de compuestos orgánicos e inorgánicos, corrosión de los materiales de la sarta de completamiento y revestimiento.

Después de la revisión y aval por autoridad técnica se determinó que el tipo de fluido de completamiento para la campaña es cloruro de sodio NaCl (fluido caracterizado en el área y validado por los protocolos de pruebas en el ICP).

**Pruebas de Inyectividad.** Se realizan pruebas de inyectividad, sea una prueba a todo el pozo o pruebas selectivas, con el fin de caracterizar gradientes de fractura y restricciones en el borde de pozo, y estimar rango de operación para caudal máximo matricial. A continuación, se detallan las principales características avaladas por el área de yacimientos, ingeniería de subsuelo del campo y autoridad técnica:

- ✓ Fluidos a inyectar: Agua de captación.
- ✓ Caudales mínimos y máximos para inyectar en cabeza: 500 a 2000 BWIPD
- ✓ Presión de inyección en cabeza mínima y máxima: 1500 – 2400 psi.
- ✓ Zonas para inyectar: Formaciones Fósiles, Mugrosa y Esmeraldas, Entre 1 y 8 zonas por pozo.
- ✓ Caudales de prueba: entre 0.3 y 8 bpm.
- ✓ Presiones de prueba: Menor a 3000 psi.
- ✓ Tiempos de prueba: entre 15 y 20 minutos por step.



**Estimulación.** Con el fin de asegurar que las zonas de inyección requeridas por yacimientos reciban la inyección de agua y de acuerdo con el resultado que se obtengan durante las pruebas de inyectividad, se requiere poder realizar remoción de daño por medio de una estimulación matricial y/o tratamiento con proppante a bajo volumen. Todo esto con el aval del área de yacimientos, ingeniería de subsuelo del campo y autoridad técnica.

**Registros.** De acuerdo a las recomendaciones dadas por integridad se debe evaluar el sello anular con el registro de cemento, revisar espesor de pared, ovalidad y desgaste del revestimiento productor con los registros de integridad y correr registro gyro con el fin de determinar el perfil direccional de los cuales se tiene incertidumbre.

Después de la revisión y ser avalado por autoridad técnica se determino realizar los siguientes registros:

- ✓ Registro Ultrasónico evaluación de cemento y corrosión ultrasónico CBL-VDL-GR-CCL para revestimiento de 7" y 5 1/2". De contar con nivel de fluido.
- ✓ Registro caliper multifinguer, con el fin de revisar la integridad del revestimiento cuando no se tiene el suficiente nivel de fluido para tomar el registro ultrasónico.
- ✓ Registro Gyro de alta exactitud, con análisis de tortuosidad y DLS.

**Cañoneo y Recañoneo.** El cañoneo se realiza con el fin de conectar el pozo con la formación de interés para el objetivo final de inyección de agua y mantener presiones en el yacimiento requeridas para asegurar producción en pozos correspondientes al patrón.

Después de la revisión y ser avalado por autoridad técnica determino realizar el siguiente cañoneo:

- ✓ Para revestimiento de 7": cañoneo 4 1/2" – 4 5/8" 5 TPP alta penetración, con técnica casing gun.
- ✓ Para revestimiento de 5 1/2": cañoneo 3 3/8" 6 TPP alta penetración, con técnica casing gun.

**Tubería y Sarta de Inyección.** Con el objetivo de conducir los fluidos de inyección hacia la formación, realizar la selectividad requerida, eficiencia vertical y de barrido, y que la tubería y sarta de inyección soporten las condiciones de inyección de alta presión y caudal, se realizó el análisis de esfuerzos para determinar las especificaciones técnicas de tubería y cada herramienta a instalar.

Después de la revisión y aval por autoridad técnica se determinó lo siguiente:

Para Revestimiento de 7":

- ✓ Tubería y BHA 2 7/8" N-80 6.5 lb/ft EUE.
- ✓ Empaques hidráulicos de liberación por rotación 7" x 2 7/8" 23-32 lb/ft, conexión EUE, con envolvente operativa que cumpla el análisis de esfuerzos.
- ✓ Mandriles de inyección inferior, orientados con camisa discriminadora, para latch RK, conexión 2 7/8" EUE, con bolsillo para válvula de 1 1/2".
- ✓ Accesorios y equipos para la sarta con diferencial mínimo de presión de 6000 psi.

Para Revestimiento de 5 1/2":

- ✓ Tubería de 2 7/8" 6.5 lb/ft N-80 EUE y BHA 2 3/8" N-80 4.7 lb/ft EUE.
- ✓ Empaques hidráulicos de liberación por rotación 7" x 2 3/8" 14-17 lb/ft, conexión EUE, con envolvente operativa que cumpla el análisis de esfuerzos.
- ✓ Mandriles de inyección inferior, orientados con camisa discriminadora, para latch RK, conexión 2 3/8" EUE, con bolsillo para válvula de 1 1/2".
- ✓ Accesorios y equipos para la sarta con diferencial mínimo de presión de 6000 psi.

**Riesgos Operativos y evaluación de contingencias.** Se evaluaron los riesgos asociados a la intervención de conversiones del campo Llanito, siendo los siguientes los más críticos, debido a la incertidumbre de la información histórica de los pozos y a la antigüedad, con sus respectivas acciones de mitigación:

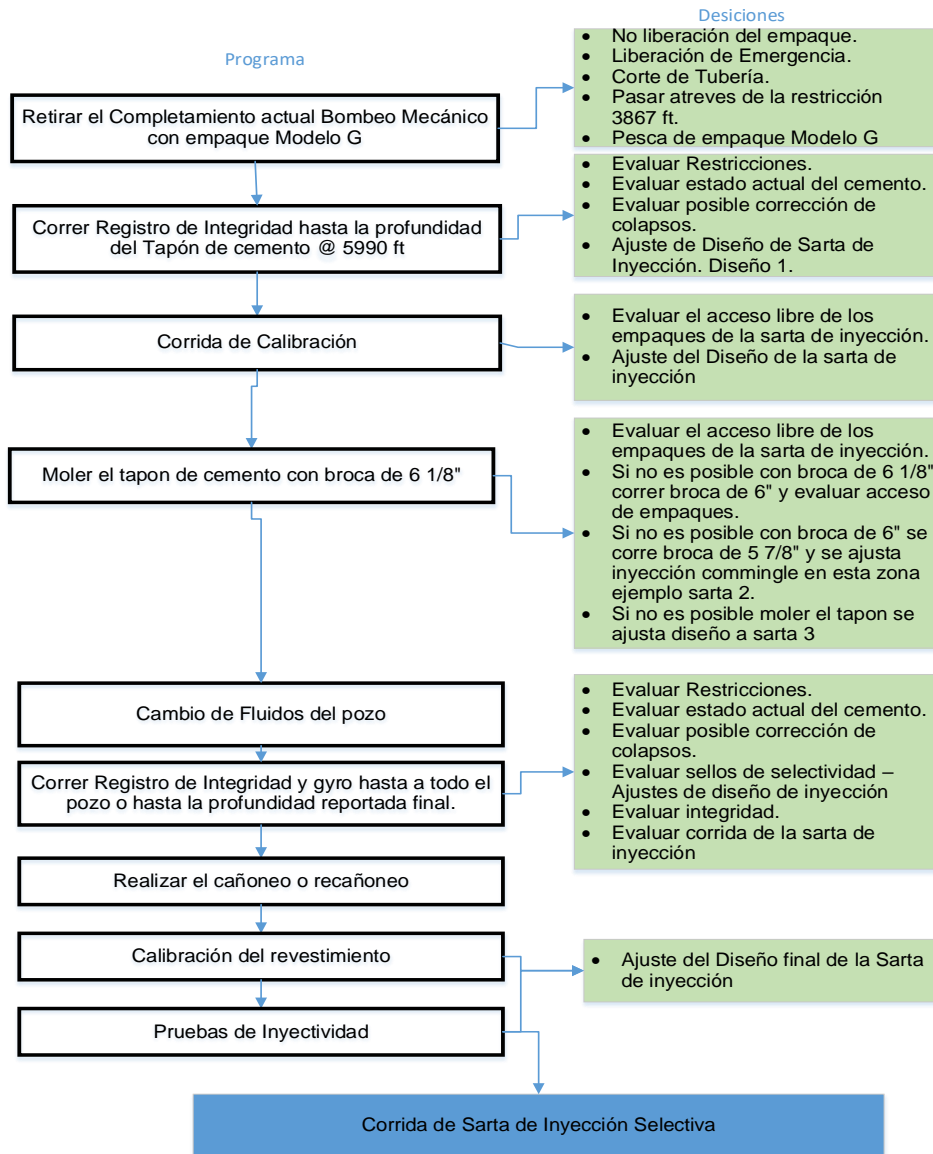
Riesgo	Acción de Mitigación
Dificultad de pasada con herramientas a través del pozo.	Se planea la verificación del diámetro interno del revestimiento y diseño adecuado de la sarta.
Mala Calidad de cemento en las formaciones objetivo / Mal estado de revestimientos.	Se planea evaluar calidad de cemento por medio de toma de registros eléctricos y realizar pruebas de inyektividad.
Problemas de integridad en el estado mecánico, que involucre, pobre aislamiento de la zona de interés por mala cementación y/o fugas en el revestimiento.	Se planea revisión en intervención de fallas detectadas durante planeación de pozo y realizar registros de calidad de cemento y de integridad previo a la corrida de la sarta de inyección para definir estado de revestimiento y posterior toma de decisión.
Imposibilidad de llevar la sarta de completamiento a profundidad.	Se planea analizar condición mecánica de los pozos previo a la corrida de la sarta de inyección selectiva, se realizan simulaciones de torque y arrastre y análisis de esfuerzos.
Durante las operaciones se puede presentar evento de control de pozo.	Como acción de mitigación se planea asegurar cumplimiento de las especificaciones del API Std 53 y API Rp16D.
Incumplimiento a la promesa de valor del proyecto, por baja inyektividad de los pozos.	Se planea el estricto control de los costos durante la operación y contar con pozo reemplazo.

**Tabla 4.** Relación de Pozos con revestimiento 5 1/2”

**Fuente.** Elaboración propia.

**Programa y árbol de decisión.** Luego de los aseguramientos previos relacionados con la planeación y logística, se realiza el programa detallado de cada pozo, el cual especifica los objetivos de la intervención, descripción detallada de la historia del pozo, simulación y diseños para cada operación, árbol de decisiones para las posibles contingencias que se puedan presentar durante la ejecución con las diferentes opciones de estados mecánicos según cada materialización del riesgo visualizado. A continuación, se muestra el árbol de decisión del pozo Llanito 101 como ejemplo, ver figura 7.

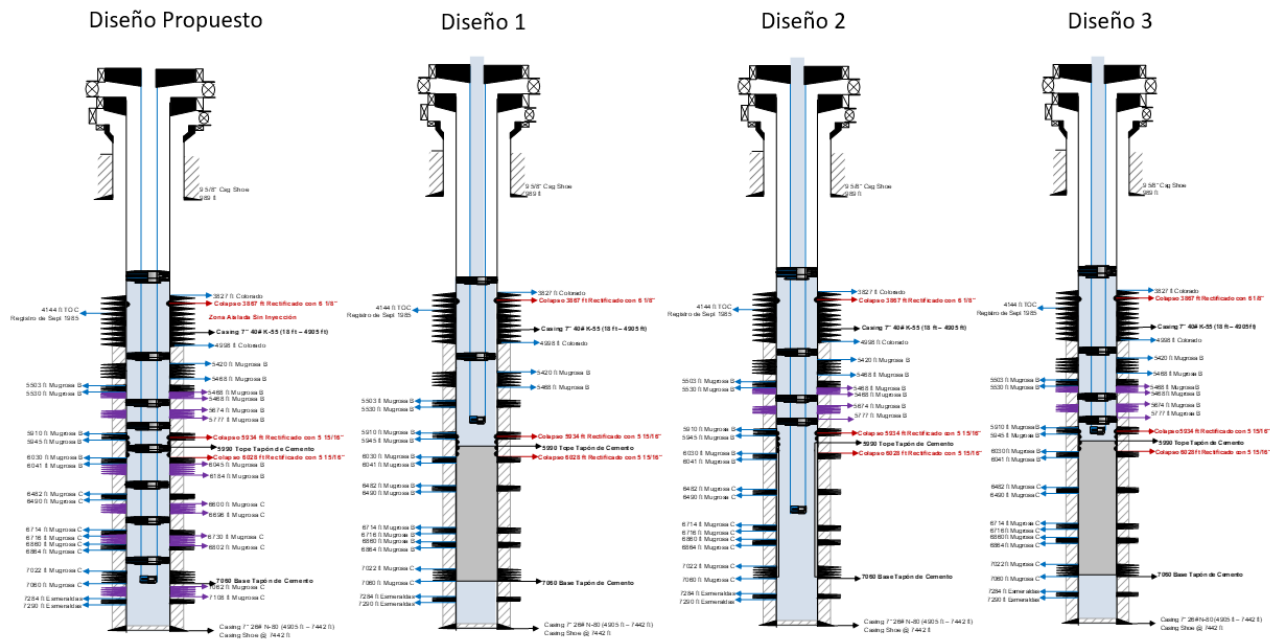
### INTERVENCION POZO LI-101



**Figura 7.** Árbol de decisión ejemplo, pozo Llanito 101.

**Fuente.** Elaboración propia.

A continuación, se relacionan los diseños visualizados para el programa del pozo Llanito 101 como ejemplo. Ver figura 8.



**Figura 8.** Diseños pozo ejemplo Llanito 101 de acuerdo a opciones de mitigación.  
**Fuente.** Elaboración propia.

**Seguimiento a ejecución y resultados obtenidos.**

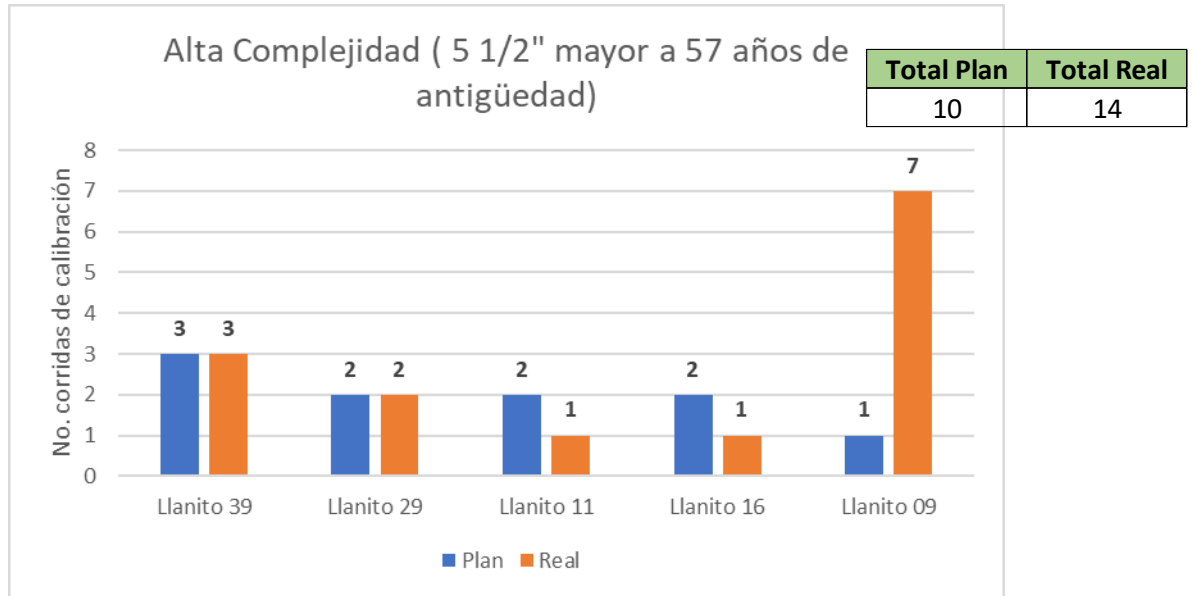
El punto final de la estrategia es hacer el estricto seguimiento a la ejecución, con el fin de asegurar que se cumplan las bases planteadas durante la planeación.

En esta fase se enfatiza en las recomendaciones de acciones de la evaluación de integridad de cada pozo y mitigación de los riesgos visualizados, las cuales se dan en las siguientes operaciones:

- ✓ Rectificación y calibración de revestimiento productor.
- ✓ Análisis de registros eléctricos.
- ✓ Cañoneo y recañoneo.
- ✓ Pruebas de inyectividad y estimulación según aplique.
- ✓ Instalación de la sarta de inyección.
- ✓ Instalación de cabezal.

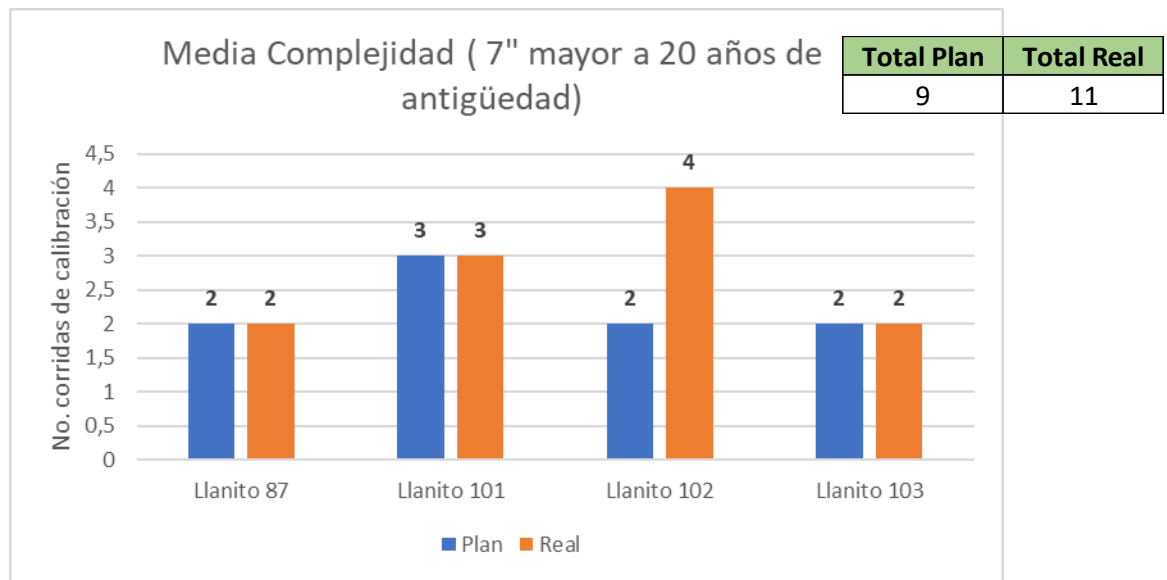
**Rectificación y Calibración de revestimiento productor.** En esta operación se verifica el acceso libre al pozo y se asegura la respectiva calibración y limpieza del revestimiento para continuar con el programa planeado y lograr el objetivo de cada pozo.

En las siguientes figuras se detalla el número de rectificaciones planeadas versus las reales, para cada grupo de pozos de acuerdo con su complejidad.



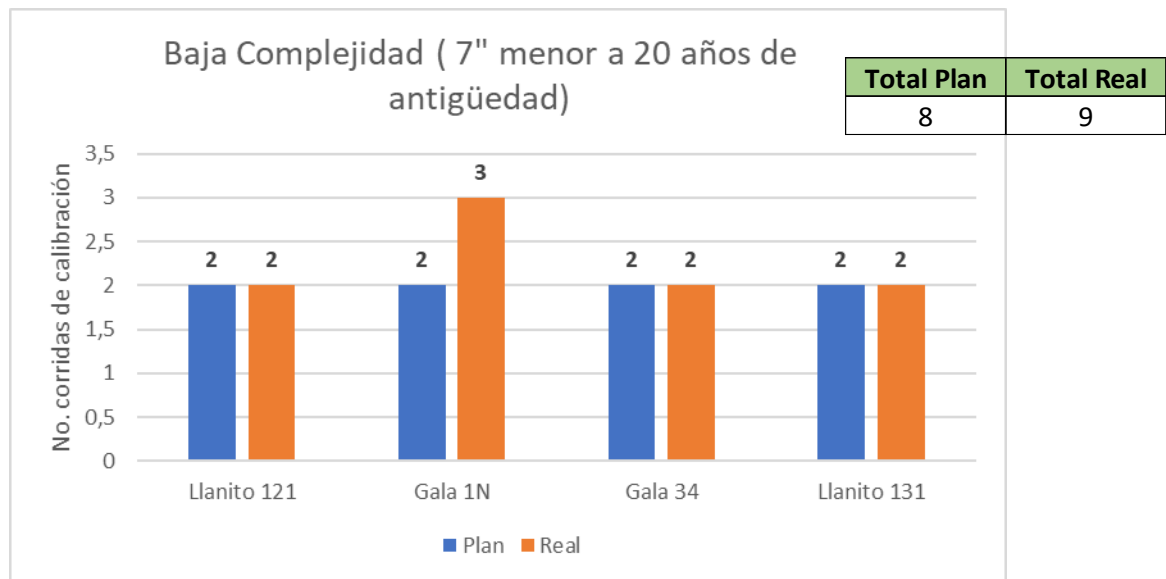
**Figura 9.** Corridas de calibración por pozo para el grupo de alta complejidad.

**Fuente.** Elaboración propia.



**Figura 10.** Corridas de calibración por pozo para el grupo de media complejidad.

**Fuente.** Elaboración propia.



**Figura 11.** Corridas de calibración por pozo para el grupo de baja complejidad.

**Fuente.** Elaboración propia.

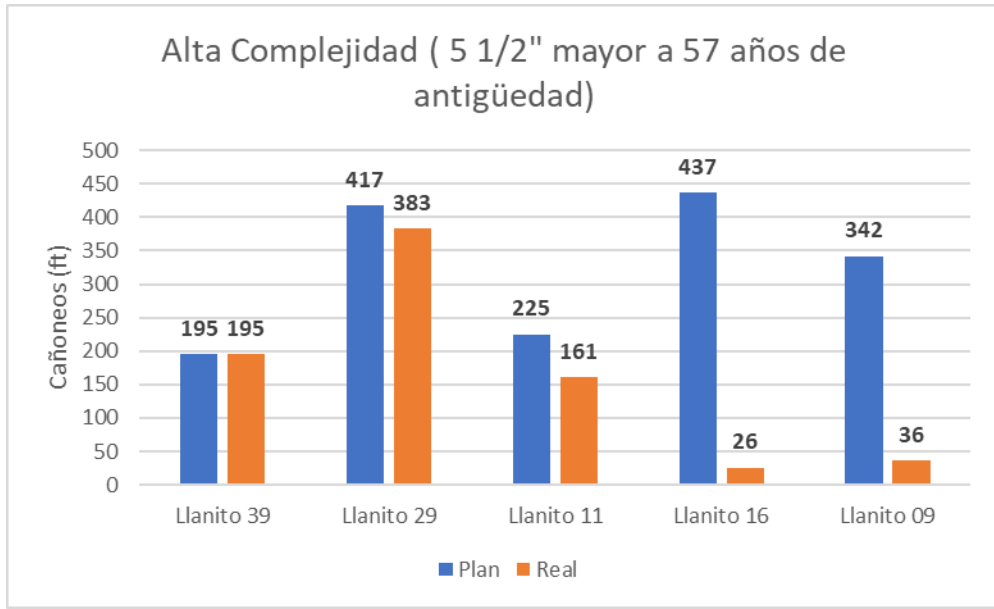
De acuerdo con la figura 9 se tiene que en el grupo de pozos de alta complejidad se realizaron 14 corridas de calibración, rectificación o limpieza, comparada con las 10 planeadas, esto debido a que en el pozo Llanito 9 se realizaron 6 corridas adicionales, 3 de rectificación de restricciones, 2 de limpieza con bomba desarenadora debido a que en el pozo no era posible circular y 1 corrida de rectificación de colapso adicional después de cañoneo, y además en los pozos Llanito 11 y 16 no se realizaron las dos corridas planeadas ya que en ambos se presentó restricciones impidiendo profundizar de este punto, generando instalación de sarta sencilla (con un empaque) de inyección y por ende no era necesario la corrida de calibración después de la operación de cañoneo.

Para el grupo de pozos de media y baja complejidad, ver figuras 10 y 11 solo en un pozo de cada grupo se realizó una corrida adicional relacionada a rectificación de restricciones no reportadas y limpieza de arena.

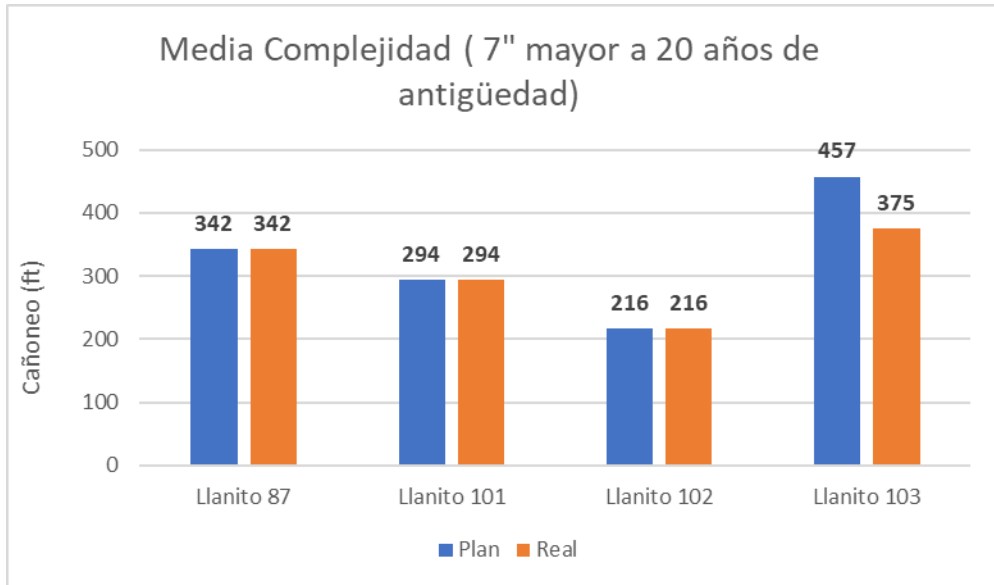
**Análisis de registros eléctricos.** Lectura de los registros de calidad de cemento e integridad del revestimiento y giroscopio en los pozos en lo que no se contaba con el perfil direccional del pozo. El resultado y análisis de los registros sirve para:

- Confirmar o modificar los cañoneos planeados, teniendo en cuenta la calidad del cemento y desgaste del revestimiento.
- Obtención de las máximas presiones para realizar pruebas de presión en el revestimiento, basado en el registro de integridad y en calculo que se realiza de presión de estallido para cada punto.
- Actualización de diseño de sarta de inyección selectiva asegurando la integridad del pozo en cada zona de inyección y/o aislamiento.

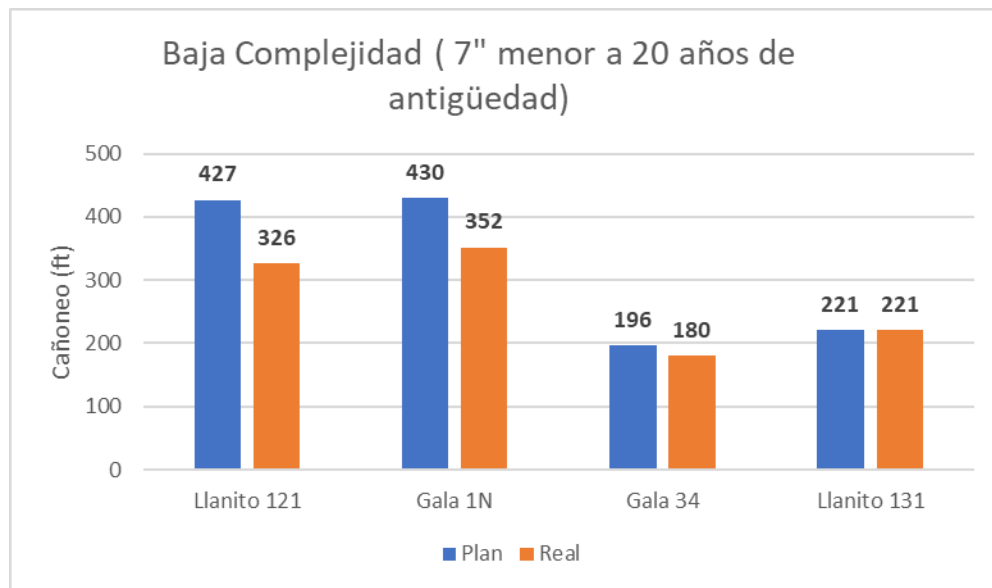
**Cañoneo.** En las siguientes figuras se observa la diferencia entre el cañoneo planeado y real para cada grupo de pozos de acuerdo a su complejidad.



**Figura 12.** Cañoneos Planeado vs Real para el grupo de Baja Complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.



**Figura 13.** Cañoneos Planeado vs Real para el grupo de Media Complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.

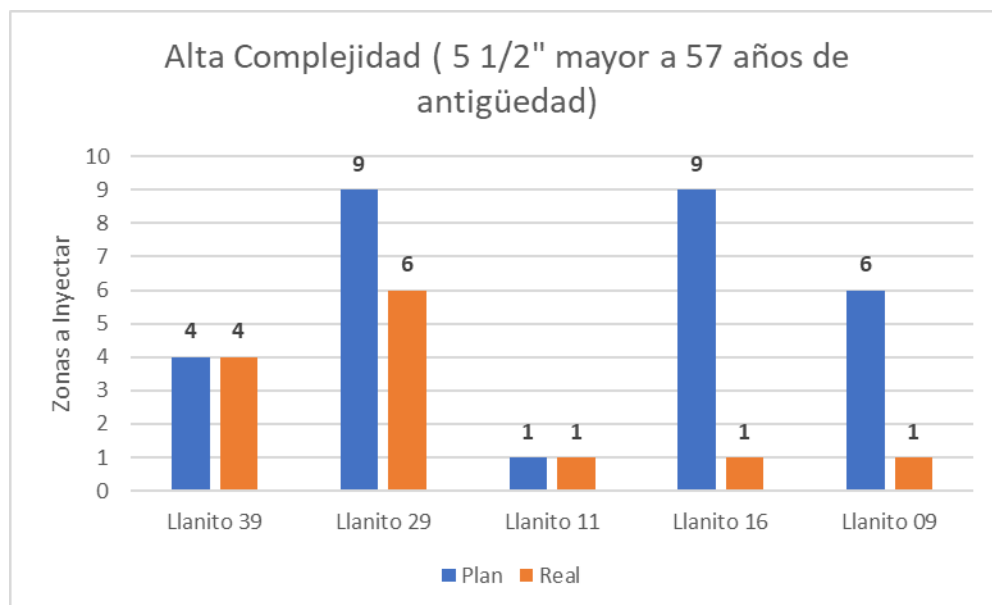


**Figura 14.** Cañoneos Planeado vs Real para el grupo de Alta Complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.

De acuerdo con la figura 12 se tiene que del grupo de pozos de alta complejidad 3 presentaron reducción en la longitud de cañoneo debido a colapsos y restricciones en el revestimiento y un pozo por el resultado del registro de integridad, por otro lado, para los pozos de media complejidad ver figura 13 un pozo se vio afectado por el resultado del registro de integridad.

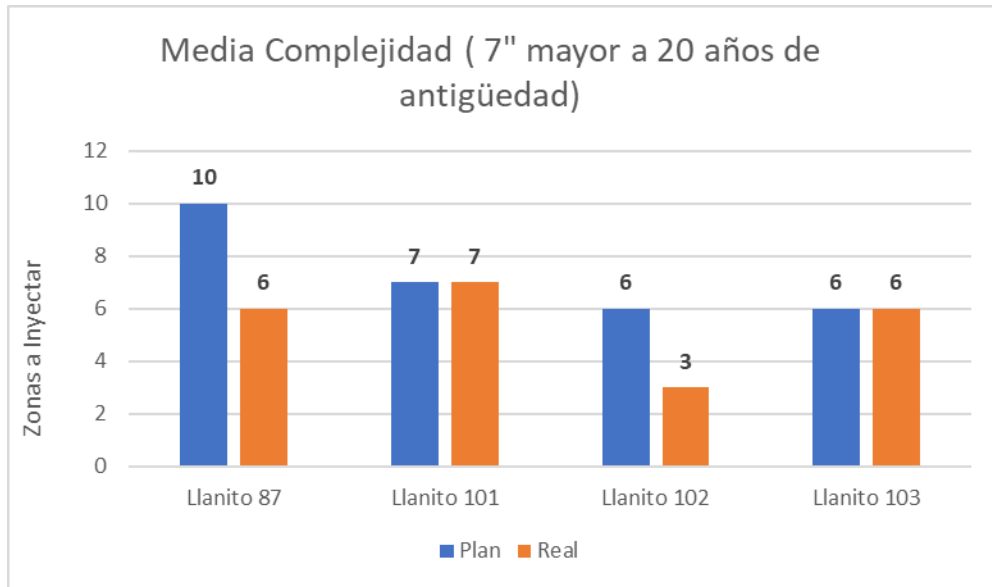
Para los pozos de baja complejidad ver figura 14, la reducción en la longitud de cañoneo esta relacionada con factores ajenos a la integridad del revestimiento los cuales son, pescado encontrado no reportado, eliminación de recañoneos evaluados por el área de yacimiento y baja calidad de cemento.

**Instalación de la sarta de inyección.** En las siguientes figuras se observa la diferencia entre el cañoneo planeado y real para cada grupo de pozos de acuerdo a su complejidad.

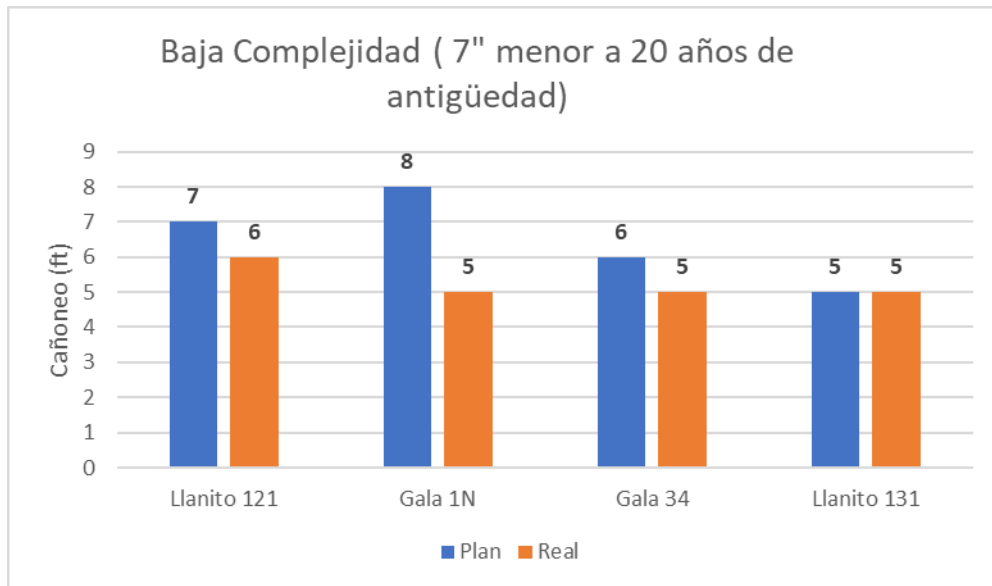


**Figura 15.** Selectividad planeada vs real para el grupo de pozos de alta complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.





**Figura 16.** Selectividad planeada vs real para el grupo de pozos de media complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.

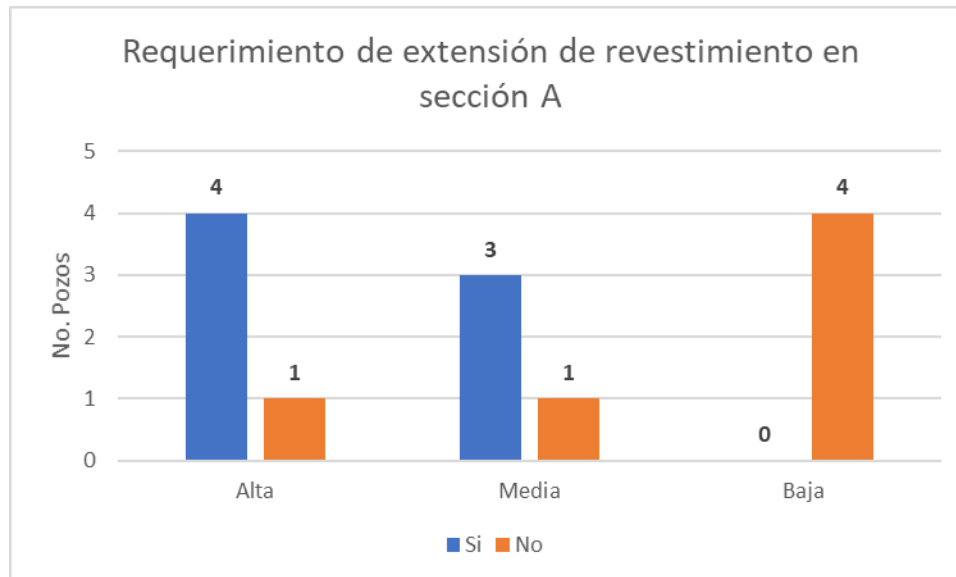


**Figura 17.** Selectividad planeada vs real para el grupo de pozos de baja complejidad.  
**Fuente.** Elaboración propia.

En la figura 15 se tiene que del grupo de pozos de alta complejidad, 3 presentaron reducción en las zonas a inyectar debido a: en el pozo Llanito 29 se aisló zona afectada en integridad en el revestimiento, en Llanito 16 y Llanito 09 por colapsos y restricciones en el revestimiento, por otro lado, para los pozos de media complejidad ver figura 16, el pozo Llanito 87 por actualización de selectividad del área de yacimientos y Llanito 102 por restricción encontrada en el revestimiento.

Para los pozos de baja complejidad ver figura 17, 3 pozos presentaron reducción en las zonas a inyectar debido a que 2 de ellos fue ajustada su selectividad por el área de yacimientos y uno de ellos por pescado encontrado no reportado.

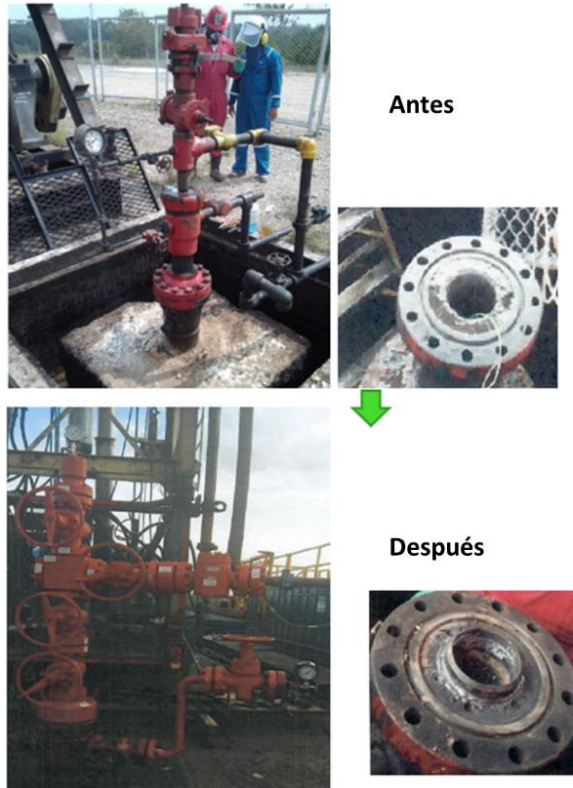
**Instalación de cabezal.** Después del retiro de la sección B se realiza inspección del estado de la sección A y de la extensión del revestimiento productor, con el fin de asegurar la integridad en superficie, en la figura 18 se puede observar la relación de pozos en los que se realizó.



**Figura 18.** Requerimiento de soldadura de la extensión de revestimiento en sección A.  
**Fuente.** Elaboración propia.

Luego de realizar la inspección de la sección A y encontrar que los pozos más antiguos no contaban con extensión de revestimiento sobre la sección A, se activó la contingencia de soldar la misma, asegurando así el sello mecánico entre las secciones A y B del cabezal. Como se puede observar en la figura 19.

El procedimiento para asegurar la instalación de la sección B, empieza con la adaptación de un anillo de una altura de 1.5” de las mismas características del revestimiento, que se va a instalar primero con el fin de realizar la soldadura interna y garantizar la hermeticidad de esta, seguido a esto se soldó el otro tramo de revestimiento para completar la altura de 6- 1/4”, que es la altura requerida del revestimiento para que pueda dar sello en el packoff de la sección B”. Durante este procedimiento se realizó el respectivo aseguramiento mediante reuniones donde se determinan controles, roles y responsabilidades, inspección del área y verificación de condiciones, divulgación de plan de atención de emergencias, elaboración de análisis de riesgos, permisos de trabajo y certificados de apoyo en conjunto con todo el personal involucrado, y por último verificación de teléfonos de emergencia MEDEVAC de todas las compañías en sitio. Se informó al COMAND CENTER la labor a desarrollar y la ubicación clara del pozo.



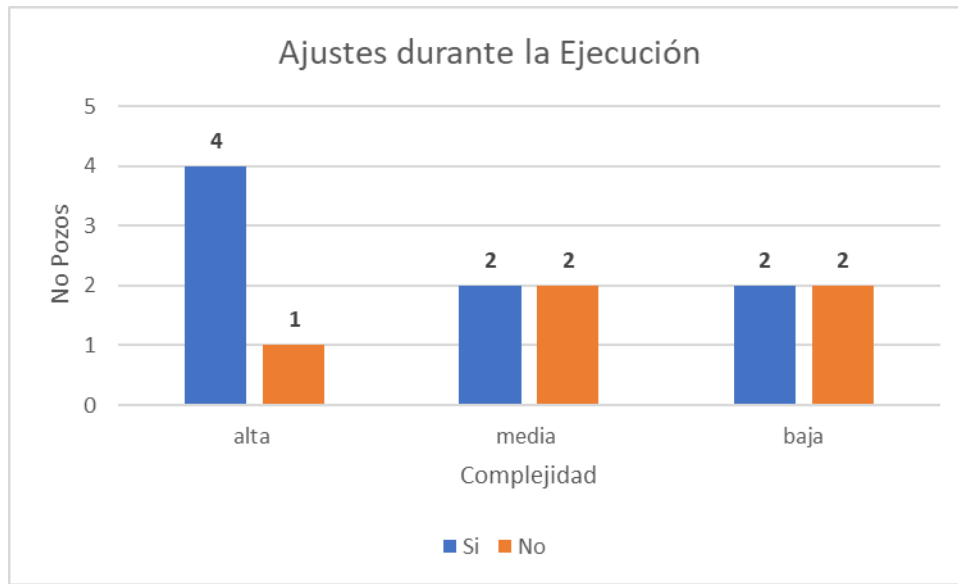
**Figura 19.** Ejemplo de soldadura de la extensión de revestimiento sobre la sección A del cabezal.  
**Fuente.** Operaciones de conversiones, Campo Llanito.

Posteriormente se realizó la instalación de la sección B nueva en 12 de 13 pozos ejecutados a la fecha, y **Árbol de inyección Nueva** en los 13 pozos, con sus respectivas pruebas hidráulicas y mecánicas con el aseguramiento de funcionamiento en todas las partes.

**Discusión y fase de cierre.**

Se lograron los objetivos propuestos de poner todos los pozos en servicio como inyector de agua y se aseguro la integridad de cada uno ellos cumpliendo los requerimientos propuestos.

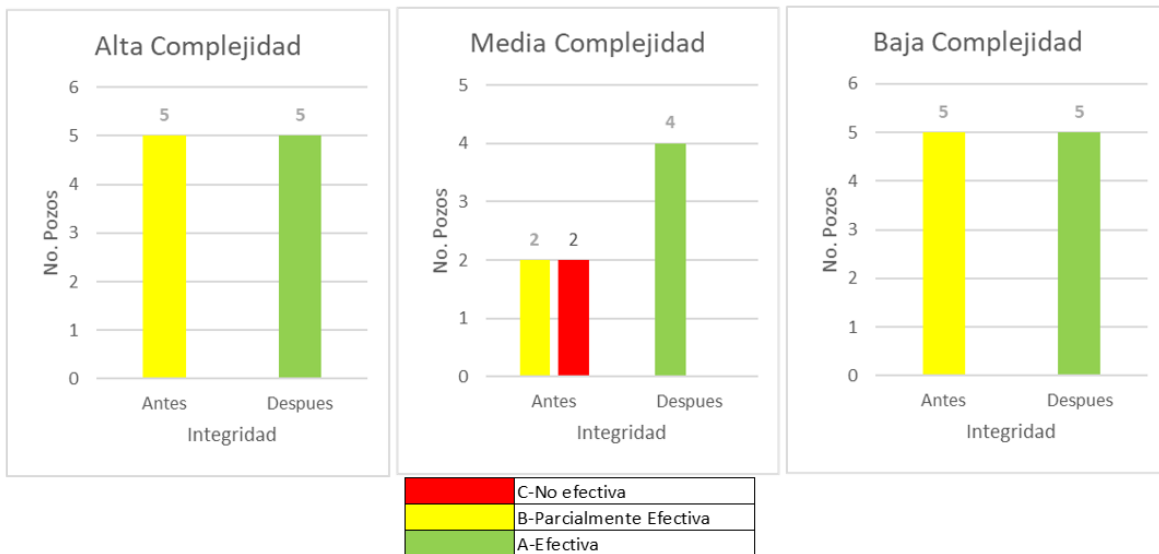
En la figura 20 se pueden observar los cambios planteados durante la ejecución del programa debido a la incertidumbre que se tenía visualizada desde la planeación y materialización de los riesgos como restricciones, pescados, pobre calidad de cemento y falta de integridad en zonas del revestimiento que ocasionaron cambios en la selectividad o zonas a inyectar y reducción de intervalos a cañonear finales.



**Figura 20.** Ajustes en cañoneo y selectividad durante la ejecución del proyecto.  
**Fuente.** Elaboración propia.

En la figura 21 se visualiza el resultado de la evaluación de integridad por grupo de pozos de complejidad, donde se puede observar que se logra la integridad A-Efectiva en todos los pozos, debido al aseguramiento de las barras de pozo como lo son:

- ✓ Toma de registros para definir sellos de cemento.
- ✓ Estado en el revestimiento.
- ✓ Pruebas hidrostáticas en pozo y cabezal.
- ✓ Verificación de presiones anulares en cero.
- ✓ Revisión de sellos litológicos en zonas superiores al tope del cemento.



**Figura 21.** Resultado de evaluación de integridad después de la intervención  
**Fuente.** Elaboración propia.

Los pozos Llanito 101 y 103 de complejidad media e integridad inicial en C-No Efectiva, no presentaban sello anular de cemento debido a tener cañoneos abiertos por encima del tope del cemento, donde esta zona no era objetivo de inyección. Para obtener el aseguramiento de integridad del pozo, la zona anteriormente mencionada se asila con dos empaques dentro de la sarta de inyección selectiva, y el sello de cemento que se tiene por debajo de la misma es la barrera de integridad en el anular.

Mediante el aprovechamiento de activos por la conversión de los pozos existentes se evito la perforación de nuevos pozos contribuyendo con la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, utilizando las áreas ya intervenidas en el campo y mejorando la economía del proyecto. Logrando reducción de la huella de carbono en fabricación del acero de revestimiento y cabezales, en 2973.1 Ton CO<sub>2</sub>-e en el año 2021 y de 2413.9 Ton CO<sub>2</sub>-e para el año 2022 para un total de 5387 Ton CO<sub>2</sub>-e.

## Conclusiones

- La visualización de aprovechar los pozos existentes de baja productividad o inactivos, convirtiéndolos en inyectores permitió contribuir a la estrategia corporativa, relacionada con la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>-e por optimización en materiales como revestimiento y cabezales.
- Con el aprendizaje adquirido en la campaña de 14 conversiones de pozos existentes en el campo Llanito, es posible replicar la ejecución en otros campos, contribuyendo así con la economía circular mediante el aprovechamiento de activos.
- La estricta planeación y seguimiento a las operaciones, permite que se tengan los planes de acción para contingencias materializadas visualizados, disminuyendo así los tiempos y costos asociados a la presentación de riesgos.
- El cumplimiento de los objetivos y retos propuestos desde el inicio de la campaña permite apalancar estrategias en campañas similares de la compañía.

## Reconocimientos y agradecimientos

Reconocimiento y agradecimiento a las diferentes disciplinas de Ecopetrol, como lo son yacimientos, proyectos, producción y completamiento, por el buen trabajo en equipo y sinergia durante las operaciones de conversión.

## Glosario

- P&C: Perforación y completamiento.
- Cañoneo: proceso de crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman cañones.
- ID: Diámetro interno.
- OD: Diámetro externo.
- ANSI: por sus siglas en ingles, El American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares).
- API: por sus siglas en ingles, American Petroleum Institud El propósito de las normas API es recomendar prácticas y procedimientos para la promoción y mantenimiento de condiciones de trabajo seguras y saludables para el personal involucrado en el desarrollo de petróleo y gas.
- DLS: por sus siglas en ingles, dog leg severity.