

Evaluación Técnica y Económica de los Cambios de Sistema de Levantamiento Artificial
Realizados Durante la Campaña 2018 en un Campo de Producción del Magdalena Medio

Willington Gelvez Celis

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

Erik Guiovany Montes Páez

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, porque al mirar a mi lado siempre descubro su presencia

A mis padres, apoyo constante, los magníficos gregarios en esta carrera de la vida.

A mi esposa, manantial que calma mi sed y pinta de color mis días.

A mis hijas, que son mi alegría, mi fuerza y mi motivación.

A mis hermanos y sus hijos, fuente de amor y regocijo.

A mis grandes amigos, uno cerca, otros lejos, pero siempre en mi corazón

A mis compañeros de trabajo que hacen que los días sean más agradables.

A todas las personas, compañeros y amigos que han aportado su granito de arena en este largo camino

Willington Gelvez Celis

Agradecimientos

Agradecimiento especial a Ecopetrol por escogerme para realizar esta especialización

Al ingeniero Erick por el tiempo y los consejos para el mejor desarrollo de esta monografía

Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo general.....	18
1.2 Objetivos específicos	18
2. Reseña Histórica del Campo	19
3. Candidatos a cambios de sistema de levantamiento artificial.....	21
3.1 Cambios de sistema de levantamiento realizados en el 2017	22
3.2 Criterios de selección de candidatos y sistemas de levantamiento	23
3.2.1 Cambios de ALS por optimización.....	25
3.2.2 Cambios de ALS por reincidencia en fallas.....	25
3.2.3 Criterios de selección del sistema de levantamiento.....	25
3.3 Flujograma de selección de pozos para cambio de ALS	27
4. Evaluación Técnico Económica de los Cambios de Sistema de Levantamiento.....	28
4.1 Pozo 3452.....	31
4.1.1 Análisis técnico económico.	31

4.1.1.1 Patrón de inyección.....	32
4.2 Pozo 2600.....	33
4.2.1 Análisis técnico económico.	33
4.2.1.1 Patrón de inyección.....	35
4.3 Pozo 3624.....	36
4.3.1 Análisis económico.....	36
4.3.1.1 Patrón de inyección.....	38
4.4 Pozo 3372.....	39
4.4.1 Análisis técnico económico.	40
4.4.1.1 Patrón de inyección.....	41
4.5 Pozo 2670.....	44
4.5.1 Análisis técnico económico.	44
4.5.1.1 Patrón de inyección.....	46
4.6 Pozo 3415.....	47
4.6.1 Análisis técnico económico.	47
4.6.1.1 Patrón de inyección.....	48
4.7 Pozo 2291.....	50
4.7.1 Análisis técnico económico.	50
4.7.1.1 Patrón de inyección.....	52
4.8 Pozo 2224.....	53
4.8.1 Análisis técnico económico.	53
4.8.1.1 Patrón de inyección.....	55
4.9 Pozo 3430.....	56

4.9.1 Análisis técnico económico.	57
4.9.1.1 Patrón de inyección.	58
4.10 Pozo 3791.	59
4.10.1 Análisis técnico económico.	59
4.10.1.1 Patrón de inyección.	60
4.11 Pozo 2850.	61
4.11.1 Análisis técnico económico.	62
4.11.1.1 Patrón de inyección.	64
4.12 Pozo 2984.	65
4.12.1 Análisis técnico económico.	65
4.12.1.1 Patrón de inyección.	68
4.13 Pozo 2298.	70
4.13.1 Análisis técnico económico.	70
4.13.1.1 Patrón de inyección.	72
4.14 Pozo 2697.	73
4.14.1 Análisis técnico económico.	73
4.14.1.1 Patrón de inyección.	75
4.15 Pozo 2058.	77
4.15.1 Análisis técnico económico.	77
4.15.1.1 Patrón de inyección.	79
4.16 Análisis general.	81
5. Conclusiones.	83

6. Recomendaciones	85
--------------------------	----

Referencias Bibliograficas	86
----------------------------------	----

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo.	20
Figura 2. Balance de aceite campaña CALS 2017	23
Figura 3. Distribución de los sistemas de levantamiento.....	26
Figura 4. Selección de candidatos a CALS.....	27
Figura 5. Patrón de inyección 3452	33
Figura 6. Patrón de inyección 2600	35
Figura 7. Patrón de inyección 3624	38
Figura 8. Patrón de inyección 3372	41
Figura 9. Patrón de inyección 2670	46
Figura 10. Patrón de inyección 3415	49
Figura 11. Patrón de inyección 2291	52
Figura 12. Patrón de inyección 2224	56
Figura 13. Patrón de inyección 3430	58
Figura 14. Patrón de inyección 3791	60
Figura 15. Registro de integridad 2850.....	62
Figura 16. Patrón de inyección 2850	64
Figura 17. Registro de integridad 2984.....	66
Figura 18. Patrón de inyección 2984	68
Figura 19. Perfiles de inyección 2266.....	69

Figura 20. Patrón de inyección 2298	72
Figura 21. Correlación patrón 2298	72
Figura 22. Patrón de inyección 2697	76
Figura 23. Patrón de inyección 2058	79

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Balance de fluidos campaña CALS 2017	22
Tabla 2. Balance de aceite campaña CALS 2017	22
Tabla 3. Criterios de selección del sistema de levantamiento	26
Tabla 4. Pozos con cambio de ALS primer semestre 2018	29
Tabla 5. Niveles y velocidad de referencia	30
Tabla 6. Balance económico inicial CALS 3452	32
Tabla 7. Balance económico inicial CALS 2600	34
Tabla 8. Balance económico real CALS 2600	34
Tabla 9. Balance económico inicial CALS 3624	36
Tabla 10. Histórico de fallas 3624	37
Tabla 11. Balance económico real CALS 3624	37
Tabla 12. Perfiles de inyección 3623	39
Tabla 13. Balance económico inicial CALS 3372	40
Tabla 14. Balance económico real CALS 3372	41
Tabla 15. Perfiles de inyección 2003	42
Tabla 16. Perfiles de inyección 2004	43
Tabla 17. Perfiles de inyección C7SJ6	43
Tabla 23. Perfiles de inyección C7SJ6	43
Tabla 18. Balance económico inicial CALS 2670	44

Tabla 19. Histórico de fallas 2670	45
Tabla 20. Balance económico real CALS 2670	45
Tabla 21. Balance económico inicial CALS 3415.....	47
Tabla 22. Balance económico real CALS 3415.....	48
Tabla 23. Perfiles de inyección 3413.....	49
Tabla 24. Balance económico inicial CALS 2291.....	50
Tabla 25. Histórico de fallas 2291	51
Tabla 26. Balance económico real CALS 2291.....	51
Tabla 27. Perfiles de inyección 2512	53
Tabla 28. Balance económico inicial CALS 2224.....	54
Tabla 29. Histórico de fallas 2224	54
Tabla 30. Balance económico real CALS 2224.....	55
Tabla 31. Balance económico inicial CALS 3430.....	57
Tabla 32. Balance económico real CALS 3430.....	58
Tabla 33. Balance económico inicial CALS 3791.....	60
Tabla 34. Perfiles de inyección 3784.....	61
Tabla 35. Balance económico inicial CALS 2850.....	63
Tabla 36. Balance económico real CALS 2850.....	63
Tabla 37. Perfiles de inyección 2870.....	65
Tabla 38. Balance económico inicial CALS 2984.....	66
Tabla 39. Balance económico real CALS 2984.....	67
Tabla 40. Balance económico inicial CALS 2298.....	70
Tabla 41. Histórico de fallas 2298	71

Tabla 42. Balance económico real CALS 2298.....	71
Tabla 43. Balance económico inicial CALS 2697.....	74
Tabla 44. Histórico de fallas 2697	74
Tabla 45. Balance económico real CALS 2697	75
Tabla 46. Sensibilidad balance económico 8 meses CALS 2697	75
Tabla 47. Perfiles de inyección 2551	76
Tabla 48. Balance económico inicial CALS 2058.....	77
Tabla 49. Histórico de fallas 2058	78
Tabla 50. Balance económico inicial CALS 2058.....	78
Tabla 51. Perfiles de inyección 2587	80
Tabla 52. Perfiles de inyección 2982	80
Tabla 53. Información preliminar pozos CALS	82
Tabla 54. Balance económico CALS 2018.....	82

Resumen

Título: “Evaluación Técnica y Económica de los Cambios de Sistema de Levantamiento Artificial Realizados Durante la Campaña 2018 en un Campo de Producción del Magdalena Medio”*

Autor: Willington Gelvez Celis **

Palabras claves: Campaña, técnica, económica, optimización, sistemas de levantamiento artificial, producción, patrones de inyección, CALS.

Descripción:

La energía que se le inyecta al yacimiento mediante el recobro secundario, se refleja en mejores eficiencias de los sistemas de levantamiento, pero en algunos casos cuando estos sistemas ya alcanzan su capacidad máxima de extracción, esta energía termina manifestándose en pérdidas de producción, por incremento de producción de fluidos con altos corte de agua, debido a incrementos en los niveles de sumergencia en los pozos, e incluso en aumentos en los índices de fallas de los sistemas instalados, esto lleva a la necesidad de realizar cambios de sistema de levantamiento con mejor performance y con mayores capacidades de producción

Actualmente se está realizando una campaña de cambios de sistema de levantamiento, la cual no ha presentado los mejores resultados en producción poniendo en peligro la continuidad de la actual y de futuras campañas, por esto se hace necesario evaluar los resultados de la actual campaña, tanto técnica como económicamente, para determinar su viabilidad o posibles opciones de mejora, teniendo en cuenta que en años anteriores también se han realizado este tipo de campañas con buenos resultados

Durante el desarrollo de este trabajo se evaluó el cambio de sistema realizado a cada pozo, tanto técnica como económicamente, basados en los resultados en producción y Run Time obtenidos, se realizó unas nuevas corridas económicas y de acuerdo a parámetros tales como nivel de fluido, capacidad instalada, IPR y balance del patrón se evaluó técnicamente cada cambio de ALS.

De los 15 pozos realizados, se obtuvo ganancias en producción en 7 de ellos con un incremental de 189 barriles de aceite, los 8 restantes presentan una pérdida en producción de 170 barriles de aceite, la evaluación económica de estos 15 pozos presenta un balance negativo (-M\$62), afectada principalmente por 9 pozos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Guiovanly Montes Páez, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: “Technical and Economic Evaluation of the Changes of Artificial Lifting System Made During the 2018 Campaign in a Media Magdalena Production Field.”**

Author: Willington Gelvez Celis**

Keywords: Campaign, technical, economic, optimization, systems of artificial liFTing, production, injection patterns, CALS

Description:

The energy that is injected into the reservoir through the secondary recovery, it is reflected in better efficiencies of the liFTing systems, but in some cases when these systems already reach their maximum extraction capacity, this energy ends up manifesting in production losses, by increased production of fluids with high water cut, due to increases in submergence levels in the wells, and even in increases in failure rates of installed systems, this leads to the need to make changes to the lifting system with better performance and greater production capacities

A campaign to change the lifting system is currently realizing, which has not presented the best results in production, endangering the continuity of the current and future campaigns, For this it is necessary to evaluate the results of the current campaign, both technically and economically, to determine its viability or possible improvement options, bearing in mind that in previous years this type of campaign has also been carried out with good results.

It is necessary to analyze the injector wells associated with each producer, as these impact both positively and negatively the results of each change, mainly by modifying the level, fluid and water cut conditions.

Of the 15 wells made, gains in production are obtained in 7 of them with an increase of 189 barrels of oil, the remaining 8 present a loss in production of 170 barrels of oil, the economic evaluation of these 15 wells presents a negative balance (-M \$ 62), mainly for 9 wells.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Guiovanly Montes Páez, Msc en

Introducción

Son premisas para el ingeniero de producción, la maximización de la producción y la optimización de costos, una oportunidad para esto se presenta en los pozos con alto nivel de fluido sobre la bomba, donde el consumo de energía es mayor y los cortes de agua tienden a ser más altos, en estos pozos generalmente se encuentra una oportunidad para incrementar la producción, la cual puede materializarse con acciones en superficie, como son, incrementos de velocidad y/o de recorrido (BM), cambios de unidad de bombeo (BM), otro tipo de acciones son las de fondo, como son, el aumento de diámetro o capacidad de la bomba o el cambio de sistemas de levantamiento, esta acción es generalmente mas costosa y la última opción en considerarse.

En el campo adicional a los cambios de sistemas de levantamiento para optimización de la producción, también se realizan los cambios de sistema de levantamiento a pozos críticos, es decir aquellos pozos que presentan 2 o mas fallas en el año, estos cambios se hacen principalmente para optimizar costos, buscando un sistema que pueda tener un mayor Run Life, siendo una constante en estos pozos las fallas por varilla o rozamiento de la misma con la tubería dandos eprincipalmente en pozos desviados.

En este trabajo se evaluó la viabilidad técnica y económica de continuar realizando estos cambios de sistema de levantamiento y se plantean los criterios de selección para futuros pozos candidatos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar técnica y económicamente la campaña de cambios de sistema de levantamiento artificial realizados durante del primer semestre del 2018 en un campo de producción del Magdalena Medio

1.2 Objetivos específicos

- Definir los criterios de selección de candidatos para cambio sistema de levantamiento artificial en un campo de producción del Magdalena Medio.
- Evaluar técnico económicamente los cambios de sistema de levantamiento realizados durante el primer semestre del 2018 en un campo de producción del Magdalena Medio.
- Identificar oportunidades de mejora en la actual campaña de cambios de sistema de levantamiento, basados tanto en criterios de selección y diseño como en casos de éxito anteriores, con el fin de poder continuar con el desarrollo de futuras campañas de cambios de sistema de levantamiento.

2. Reseña Histórica del Campo

Este campo fue protagonista de la industria petrolera del país desde principios del siglo XX, siendo de los primeros campos petroleros del país. En aquel entonces, su operación estaba en manos de la empresa estadounidense Tropical Oil Company, conocida como la Troco.

La producción más alta de su historia la alcanzó en 1939, llegando a los 64.971 barriles de petróleo por día (bpd). Y fue solo desde 1951 cuando Ecopetrol asumió la responsabilidad de operarlo.

A mediados de 2003, ya casi en la producción más baja de su historia, Ecopetrol decidió plantear en este campo un negocio de producción incremental y firmar una alianza para invertir en esa propuesta de recuperación y crecimiento.

Finalmente se aceptó la propuesta de una empresa de gran experiencia en operaciones de campos maduros. El contrato de colaboración empresarial para la explotación del campo fue firmado con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) el 6 de septiembre de 2005.

Desde entonces, esta alianza se ha convertido en un éxito en la búsqueda de aportar en los incrementos de producción a los que les ha apuntado en los últimos años el país, este proyecto se desarrolla a 22 kilómetros de Barrancabermeja, el puerto petrolero sobre el río Magdalena, este es considerado el campo más extenso 100% Ecopetrol. Tiene 160 kilómetros cuadrados y 31 veredas de área de influencia directa.

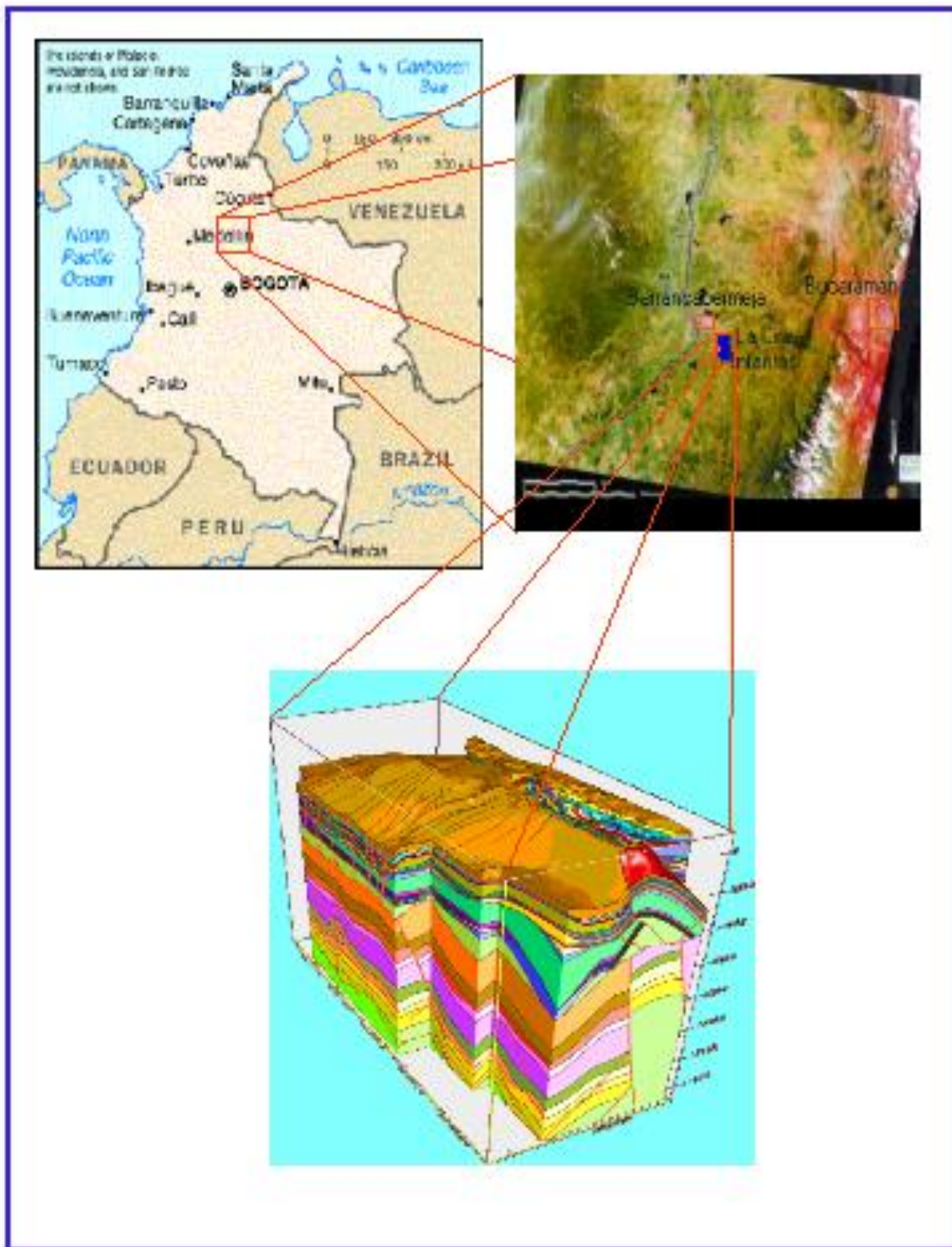


Figura 1. Ubicación del campo. Fuente: Archivo técnico Ecopetrol

En septiembre de 2005, el campo producía tan solo 5 mil barriles de petróleo equivalente por día (kBPED). En contraste, cuando culminó la fase III del contrato de colaboración empresarial, el 31 de mayo de 2008, la producción superaba los 9 MBPPD, para ese entonces ya se habían perforado 60 pozos y realizado 181 trabajos de reacondicionamiento.

Poco a poco, lo que parecía un largo camino pasó a ser una carrera acelerada de recuperación e incremento de la producción. El 1° de junio de 2008 comenzó la última y actual fase, denominada "de desarrollo".

Al inicio de la alianza, el campo tenía un factor de recobro aproximado del 17%. Desde antes de la alianza, Ecopetrol había desarrollado un proyecto de optimización de la inyección de agua y se decía que el factor de recobro del campo podía llegar a un 35%", ya con la alianza se logró materializar esta meta y de 5 mil barriles en 2005, el campo pasó a producir 45 mil barriles de petróleo diarios, cifra histórica que se dio a principios del 2018.

3. Cambios de sistema de levantamiento artificial

Los cambios de sistema de levantamiento en este campo, actualmente se realizan por dos principales razones, la primera es por aumento de producción al contar con altos niveles de sumergencia en los pozos, la segunda es en busca de reducir los índices de falla en los pozos considerados críticos en el sistema de levantamiento actual, principalmente en aquellos que usan varillas y fallan constantemente por varilla partida o por fricción, también se requiere el cambio en aquellos pozos con problemas de arena y requieren un sistema que maneje mejor la arena.

3.1 Cambios de sistema de levantamiento realizados en el 2017

Para el 2017 se realizaron 26 cambios de sistema de levantamiento, ocho de estos por fallas recurrentes, los otros 18 por optimización en la producción y en cuatro de estos se realizaron trabajos adicionales, como son: cañoneos o aislamiento de arenas. A continuación se muestra la relación de fluidos de los trabajos realizados.

Tabla 1.

Balance de fluidos campaña CALS 2017

OBJETIVO	POZOS.	BFPD INICIAL.	BFPD IPR.	BFPD ACTUAL.
FALLAS	8	5103	6364	7768
OPTIMIZAR	18	13354	23845	23008
FLUIDO	26	18457	30209	30776

En balance la campaña 2017 arrojó buenos resultados con un incremental de 993 barriles de aceite, un 74% del aceite incremental esperado, como lo muestra la siguiente tabla y figura.

Tabla 2.

Balance de aceite campaña CALS 2017

OBJETIVO	POZOS	BOPD INICIAL.	BOPD IPR.	BOPD ACTUAL
FALLAS	8	583	688	702
OPTIMIZAR	18	1021	2252	1894
ACEITE	26	1604	2940	2597

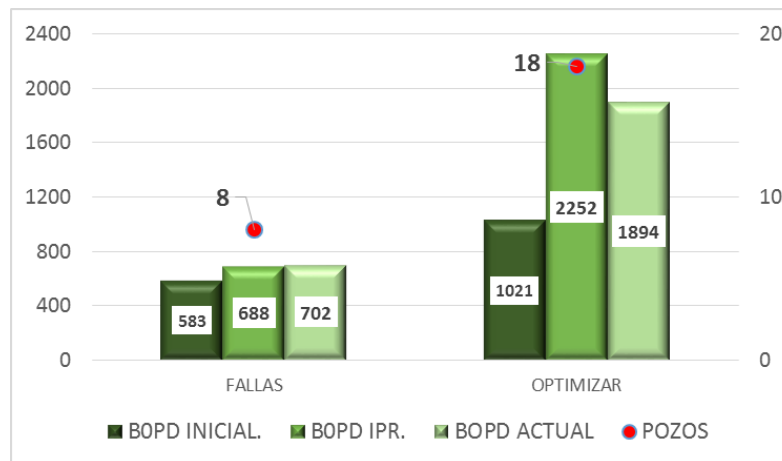


Figura 2. Balance de aceite campaña CALS 2017

3.2 Criterios de selección de candidatos y sistemas de levantamiento

Como se ha mencionado con anterioridad los candidatos a cambio de sistema de levantamiento artificial son seleccionados teniendo en cuenta la producción incremental o la reincidencia en fallas, siendo los principales parámetros de selección:

- Nivel.
- Capacidad instalada.
- Capacidad usada.
- Run time.
- Run life.
- Oportunidades adicionales (cañoneos y/o aislamiento).
- IPR propuesto.

En la tabla 5 se mencionan los niveles y velocidades de referencia para cada sistema de levantamiento presente en el campo, esto no implica que los pozos no puedan estar por debajo de

estos niveles fluido, esto depende de cada pozo, por el contrario niveles superiores a estos si representan una oportunidad potencial de optimización de la producción.

Antes de hacer un cambio de sistema de levantamiento es importante tener en cuenta factores como el IPR potencial o propuesto, la capacidad instalada en el pozo y la capacidad en uso o eficiencia del sistema de levantamiento, esto básicamente por que en muchas ocasiones podemos optimizar la producción del pozo, logrando mejores eficiencias en la capacidad de bombeo, mediante incrementos de velocidad, cambios de recorrido, o aumentando el diámetro de la bomba, también nos encontramos con situaciones en que se cuenta con altos niveles de fluido sobre la bomba, pero la producción del pozo ya se encuentra ajustada al IPR, esto se da principalmente por balance en los patrones de inyección con lo cual no es recomendable optimizar la producción del pozo.

Es un muy importante previamente a una intervención, descartar cualquier oportunidad adicional, como nuevos cañoneos o aislamientos, estos definen el IPR potencial o propuesto y la economía del proyecto, adicional limitaran o facilitaran la posibilidad de usar uno u otro sistema de levantamiento, como por ejemplo nuevos cañoneos podrían limitar el uso del sistema elctrosumergible, si con estos cañoneos perdemos la ventana operativa donde se instalaría la bomba, ya que normalmente una ESP no se instala frente a perforados, o por el contrario el aislamiento de arenas, nos puede llevar a instalar un sistema de menor capacidad.

En pozos con alta recurrencia de fallas, el tema del Run Life y Run Time, juegan un factor muy importante, tanto a la hora de decidir hacer los cambios de sistema, como en el momento de escoger el sistema a instalar, para estos pozos en especial estamos hablando de Run Life inferiores a 6 meses, donde en muchas ocasiones no es económico continuar operando dichos pozos a estas condiciones, para este campo en especial se tiene que los Run Life promedios de los sistemas de

levantamiento son de 17 meses para bombeo mecánico, 12 meses para sistemas PCP y 18 para bombeo electrosumergible.

En su mayoría los pozos son intervenidos posterior a una falla o cuando el Run Time del pozo supera o esta muy cerca al Run Life promedio del sistema instalado, o en su defecto cuando el ganancial esperado, de acuerdo al IPR propuesto es considerado de alto potencial (>15 barriles de aceite), principalmente para pozos de bajo potencial (<50 barriles de aceite).

3.2.1 Cambios de ALS por optimización. Este tipo de candidatos tienen como principal criterio el incremento de producción apalancado principalmente en aprovechar los aumentos de nivel que se presentan como respuesta a la inyección de agua, por esta razón, este aumento de nivel en el pozo debe ser sostenido en el tiempo y no como consecuencia de un desbalance en la inyección de algún pozo asociado al patrón de producción.

3.2.2 Cambios de ALS por reincidencia en fallas. Estos pozos son candidatos a cambios de sistemas de levantamiento, cuando son pozos críticos en el sistema de levantamiento actual, es decir el Run Life del pozo se encuentra por debajo del Run Life del sistema y adicional acumulan más de una falla por año, sin embargo para determinarse el cambio de ALS, es necesario que la evaluación económica arroje un NPV mayor con el CALS, que el que representa continuar con las fallas en el sistema actual.

3.2.3 Criterios de selección del sistema de levantamiento. Como resultado del trabajo multidisciplinario entre los equipos de CONTROL, INGENIERIA, OPERACIONES y ALS, se

generó la Tabla 3 que enmarca los criterios para seleccionar un sistema de levantamiento en este campo.

Tabla 3.

Criterios de selección del sistema de levantamiento

Rango (BFPD)		0-400	400-800	>800
Sistema ALS preferencial		Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo mecánico - ESPCP - PCP	ESP
Selección del sistema	Asentamiento del sistema: Producción: DLS máximo: Máxima inclinación: Nivel Flap: Producción de sólidos:	Tope o fondo de perforados 20-800 BFPD 2.5 deg/100 ft 45 deg (punto de asentamiento) Permite trabajo Pumping OFF Alta producción, cambiar a PCP	Sobre perforados 400-800 BFPD 4.5 deg/100 ft 75 deg (punto de asentamiento) 100 FT PCP (flush by más económico) BM Si el rango de operación es alto: 400-800 BFPD y/o la bomba esta por debajo de perforados	Sobre perforados > 800 BFPD 5.5 deg/100 ft 85 deg (punto de asentamiento) 200 FT PCP (flush by más económico)
	Exclusiones para completamientos iniciales	PCP: Aplica donde se tienen alta producción de arena y la incertidumbre en caudal es alta pero no mayor a 800 BFPD		BM: IPR calculado por debajo de perforados y la pérdida de producción es alta al sentar el equipo sobre perforados
Exclusiones para pozos existentes		PCP: Aplica en pozos donde la producción de arena es alta, donde el BM no es eficiente. ESP: en pozos con continuas fallas por varillas.		BM: IPR es calculado por debajo del tope de perforados. Pozos donde el cambio de sistema no es económicamente viable Continúan pozos con muy bajo IF, donde la falla sea por varilla o tubería Aplica en donde no hay zona tangencial cerca al tope de perforados para la instalación de ESPCP o ESP PCP: Aplica cuando se tiene alta producción de arena Continúan pozos donde el cambio de sistema no es económicamente viable ESP (<800 BFPD): Aplica para pozos con altos IF relacionados con varilla y tubería Se debe usar en pozos con proyección de caudal alto, áreas afectadas por la inyección y si el balance económico es rentable.

La actual distribución del campo se refleja en la Figura 3.

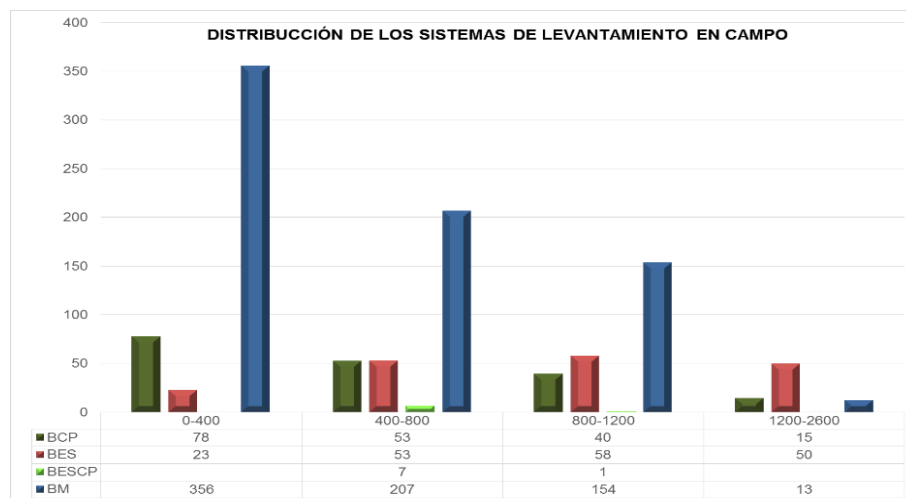


Figura 3. Distribución de los sistemas de levantamiento

3.3 Flujograma de selección de pozos para cambio de ALS

Para selección de pozos candidatos a cambio de sistema de levantamiento se recomienda seguir el siguiente flujograma, previo a garantizar que los pozos inyectoros que conforman el patrón se encuentren en un correcto balance, es decir que los pozos inyectan el agua requerida, sin presentar inyección preferencial por algunas arenas y que su eficiencia vertical sea superior al 70%.

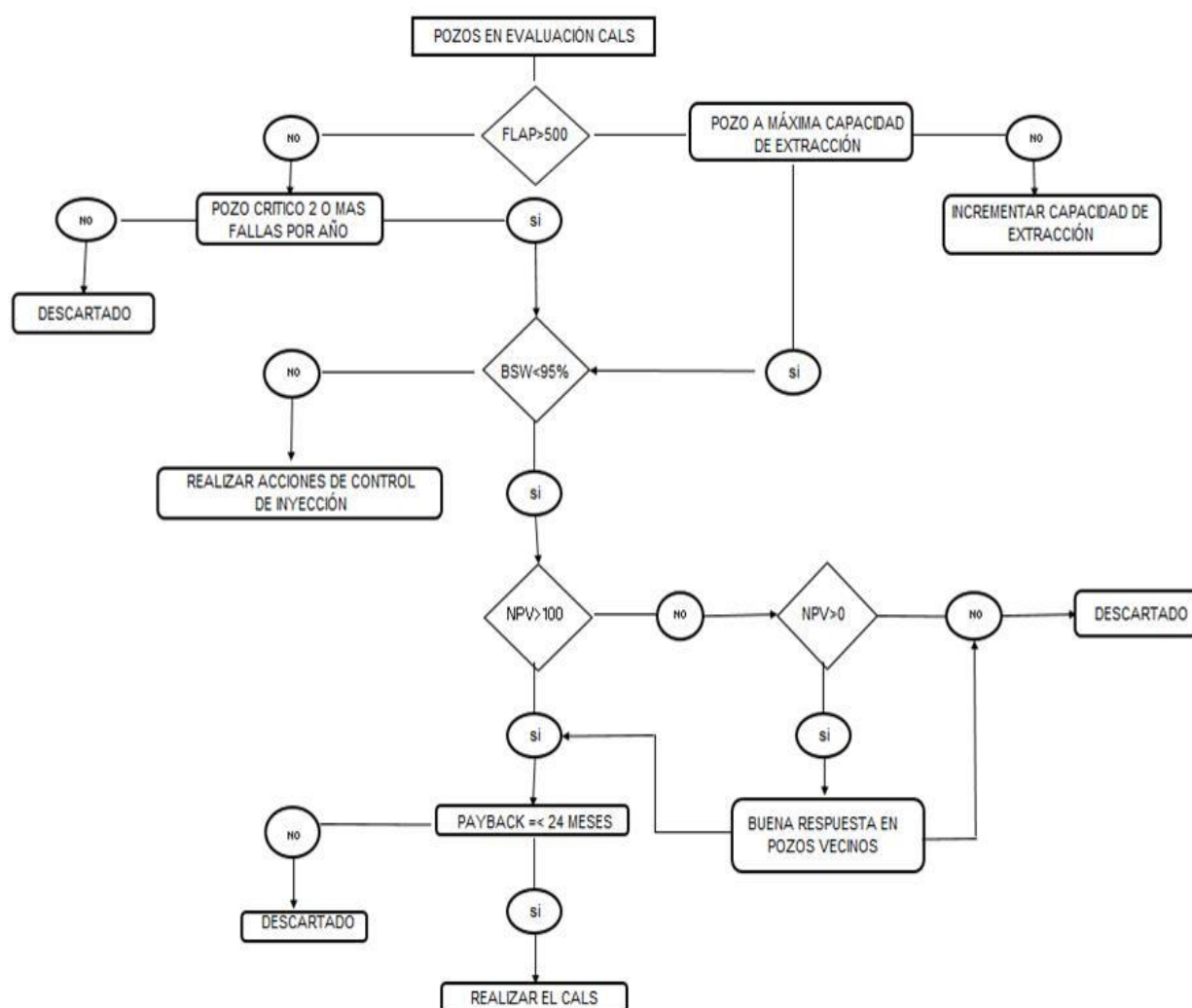


Figura 4. Selección de candidatos a CALS

4. Evaluación Técnico Económica de los Cambios de Sistema de Levantamiento

Para la evaluación económica de estos cambios de sistema de levantamiento realizados se usara las hojas de evaluación económica propias del proyecto (LCI Stand alone Economic Model y LCI Incremental Project Template) las cuales fueron desarrolladas por el equipo de planeación, donde se evalua un caso base y un caso incremental, el caso base, contempla que no se realiza el cambio de sistema de levantamiento y el caso incremental contempla el cambio de sistema de levantamiento, incluyendo los costos asociados a construcción de facilidades y el nuevo perfil de producción, posterior a la evaluación de estos dos casos se tendrá en cuenta como factores decisivos el NPV y el Payback, teniendo como premisas que un trabajo resulta económico si su NPV es positivo, incluyendo valores de cero, ya que con esto supera la tasa interna de retorno establecida por la empresa, adicional a esto se establece como premisa que el Payback o recuperación de la inversión sea igual o inferior a 24 meses.

En la Tabla 4 se presenta un listado de los 15 pozos intervenidos durante el 2018, para cambio de sistema de levantamiento, en su mayoría estos cambios han sido al sistema de levantamiento electrosumergible, en total se reporta una producción incremental de 189 BOPD, en 7 de estos 15 pozos, los ocho pozos restantes presentan una perdida de 176 BOPD.

Tabla 4.

Pozos con cambio de ALS primer semestre 2018

POZO	FECHA	OBJETIVO	BOPD INICIAL	BOPD IPR	GANANCIA TEÓRICA	ACEITE ACTUAL	GANANCIA REAL	ALS INICIAL	ALS ACTUAL	CAÑONEO
3452	27/02/18	OPTIMIZAR	92	120	28	118	26	PCP	ESP	NO
2600	28/02/18	OPTIMIZAR	56	98	42	51	-5	BM	ESP	NO
3624	12/03/18	OPTIMIZAR	150	184	34	96	-54	BM	ESP	NO
3372	19/04/18	OPTIMIZAR	60	101	40	36	-24	BM	ESP	SI
2670	25/03/18	FALLA	73	78	5	15	-59	PCP	ESP	NO
3415	26/03/18	OPTIMIZAR	118	173	55	132	14	PCP	ESP	NO
2291	30/03/18	OPTIMIZAR	79	95	16	78	-1	BM	ESP	NO
2224	13/04/18	OPTIMIZAR	36	90	54	42	6	BM	ESP	SI
3430	26/04/18	OPTIMIZAR	154	178	24	191	38	PCP	ESP	SI
3791	20/04/18	OPTIMIZAR	116	140	23	121	5	BM	ESP	NO
2850	27/04/18	OPTIMIZAR	31	53	22	23	-8	ESP	BM	SI
2984	25/05/18	OPTIMIZAR	78	109	31	53	-25	BM	ESP	NO
2298	25/05/18	OPTIMIZAR	73	124	51	125	52	BM	ESP	SI
2697	14/06/18	FALLA	71	81	9	71	-1	BM	ESP	NO
2058	24/06/18	OPTIMIZAR	82	133	51	130	49	BM	ESP	SI

Antes de iniciar el análisis de los pozos es importante tener en cuenta las condiciones máximas de velocidad y mínimas de nivel sobre la bomba, que nos permita inferir la necesidad de un cambio de sistema de levantamiento, en la Tabla 5, se presentan los valores de referencia usados en campo, los cuales son recomendados por el grupo de expertos en ALS, es importante aclarar que en los sistemas electrosumergibles en algunos casos se ha logrado superar esta velocidad con modificaciones eléctricas en los variadores, lo cual no es posible en todos los tipos de variador, también en algunas unidades de bombeo mecánico es posible superar estas velocidades, principalmente en unidades muy pequeñas, adicionalmente los sistemas de levantamiento BCP (PCP), normalmente pueden llegar hasta 300 RPM, pero en este campo, se ha logrado disminuir los índices de falla al no superar los 260 RPM, con respecto al FLAP en el campo se ha identificado que estos son los niveles donde se logra una mejor eficiencia del sistema de bombeo y que valores por encima de estos incrementan los consumos energéticos, en pozos con BM, se logra incluso trabajar sin problemas en condiciones de “PUMPING OFF”, para el sistema electrosumergible si se recomienda mantener niveles cercanos al valor de referencia ya que el fluido ayuda a mantener el sistema refrigerado y evita fallas por recalentamiento del motor.

Tabla 5.

Niveles y velocidad de referencia

ALS	VELOCIDAD MAXIMA	FLAP DE DISEÑO (FT)
PCP O BCP	260 RPM	200
ESP O BES	60 HZ	400
ESPCP O BESPCP	60 HZ	400
BM	8 SPM	200

Estas condiciones son de referencia, aunque existen algunos pozos que por sus condiciones operativas son llevados a velocidades mayores y menores valores de nivel sobre la bomba, principalmente aquellos pozos con alto Run Time y oportunidad de optimización con el sistema actual.

Tambien es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones usadas en las evaluaciones económicas realizadas y que estas son propias del campo en el cual se realizaron los trabajos de cambios de sistema de levantamiento, adicionalmente se debe tener en cuenta que estas inversiones son en dolares:

- Costo promedio por intervención para un sistema sistema PCP o BCP de M\$120
- Costo promedio por intervención para un sistema sistema BM de M\$95
- Costo promedio por intervención para un sistema sistema ESP o BES de M\$150
- Run life promedio de un sistema PCP o BCP de 12 meses
- Run life promedio de un sistema BM de 17 meses
- Run life promedio de un sistema ESP o BES de 17 meses
- Inversión inicial (CAPEX) por construcción de facilidades de M\$100

Para 14 de los 15 pozos intervenidos el sistema instalado fue el electrosumergible (ESP), teniendo en cuenta que los IPR's propuestos están en una producción de fluidos promedio de 1400 BFPD, condición que hace mas favorable el uso de este sistema ya que sistemas como el BM y

PCP tienden a presentar fallas continuas en varillas a altas tasa de producción de fluidos, esto se presenta debido a que en este campo la mayoría de pozos nuevos son pozos desviados.

Los pozos son presentados en el orden cronológico en que realizo el cambo de sistema de levantamiento.

4.1 Pozo 3452

Cambio de ALS realizado en febrero 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento de cavidades progresivas trabajando a 290 RPM, un nivel de fluido (FLAP) de 650 FT y una producción de 92 BPPD, este pozo fue intervenido sin una falla previa, siendo un pozo nuevo de la campaña 217, se paró con 149 días de Run Life al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento. Con una prognosis de 29 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 200,197 Bls de aceite.

4.1.1 Análisis técnico económico. Limitado en su sistema de levantamiento desde el completamiento inicial, se evalua el IPR con un rango de producción esperado entre 900 y 1500 BFPD, Ya con esta promesa de producción se realiza el CALS, instalando una ESP, logrando una producción de 118 BPPD, esto representa un incremental de 29 BOPD tal como estaba planteado en el IPR.

La corrida económica para el CALS se realizó teniendo en cuenta un Run Life en el caso base de 12 meses y una producción incremental de 29 BOPD, el resto de factores tenidos en cuenta son los anteriormente mencionados, como son: Run Life promedio del sistema a instalar (ESP),

costos asociados a construcción de facilidades y costos asociados a la instalación del sistema actual (PCP) y el sistema a instalar (ESP), esto aplica para cada una de las evaluaciones realizadas a los 15 pozos intervenidos.

Una vez realizada la evaluación económica, se obtiene un NPV de M\$713 para el caso base y un NPV de M\$859 para el caso incremental, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 6:

Tabla 6.

Balance económico inicial CALS 3452

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 713	M\$ 859	M\$ 168
Payback	6,0 Months	6,0 Months	6,0 Months
Limite Económico	Jan-30	Jan-28	Jan-28
Gross MBO a Limite Económico	176	195	195

Los resultados obtenidos son similares a la prognosis esperada, actualmente se tiene un Run Time de 18 meses.

4.1.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a cuatro pozos inyectoros como lo representa la Figura 5, este es un patrón nuevo, todos sus inyectoros al igual que el productor hacen parte de la campaña de perforación del 2017, comprende las arenas entre el C1-C y el C5-C, con perfiles de inyección irregulares donde presenta baja inyektividad en las arenas del C1-C y C5-C, actualmente se inyecta el 80% del potencial requerido para el patrón.

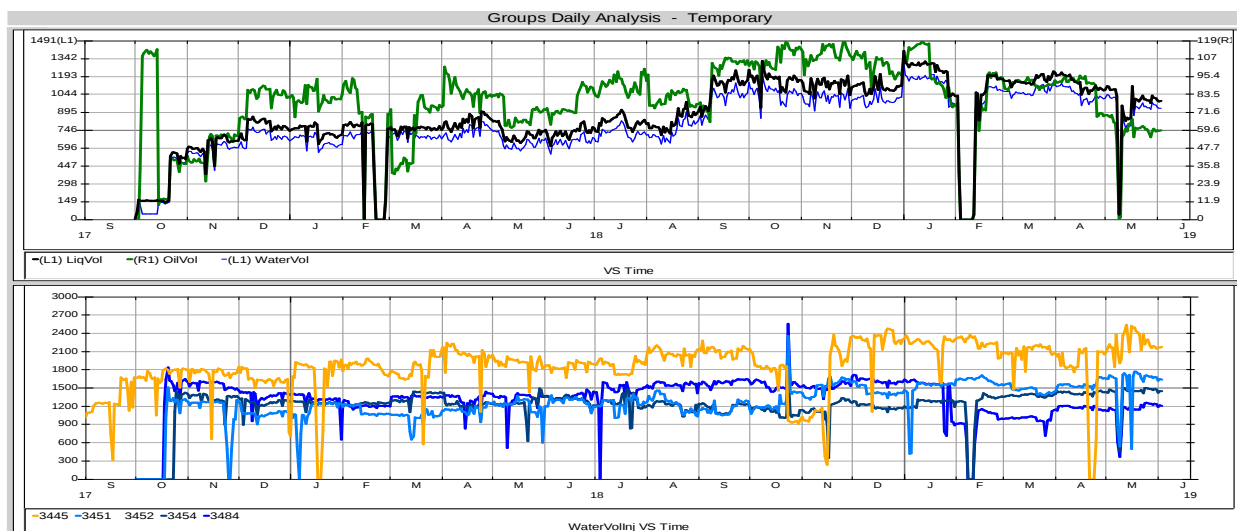


Figura 5. Patrón de inyección 3452

El cambio de ALS en este pozo es considerado exitoso y actualmente no se tiene acciones adicionales en el patrón de inyección.

4.2 Pozo 2600

Cambio de ALS realizado en febrero 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo, un nivel de fluido (FLAP) de 720 FT y una producción de 52 BPPD, se interviene el pozo con un Run Life de siete meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento, con una prognosis de 20 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 165,200 Bls de aceite.

4.2.1 Análisis técnico económico. La corrida económica para el CALS se realizó teniendo en cuenta un Run Life en el caso base de siete meses y una producción incremental esperada de 20

BOPD, teniendo en cuenta estas premisas se evalúa el caso base, con un NPV de M\$414 y el caso incremental con un NPV de M\$536, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 7:

Tabla 7.

Balance económico inicial CALS 2600

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 414	M\$ 536	M\$ 129
Payback	2,0 Months	4,0 Months	4,0 Months
Limite Económico	Sep-24	Oct-24	Oct-24
Gross MBO a Limite Económico	111	111	111

El IPR prouesto se encuentra en un rango entre 1200-1600 BFPD, adicionalmente de las últimas 10 fallas 4 fueron por varilla partida, por tal razón se decide instalar el sistema de bombeo electrosumergible, posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 51 BPPD, esto representa una leve disminución en la producción, el FLAP se encuentra en 123 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 60 HZ, sin opciones de incrementar la producción del pozo, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 8.

Balance económico real CALS 2600

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 414	M\$ 330	-M\$ 84
Payback	2,0 Months	4,0 Months	4,0 Months
Limite Económico	Sep-24	Oct-27	Oct-27
Gross MBO a Limite Económico	111	111	111

Dando un balance económico negativo con un NPV resultante de -M\$84.

4.2.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pos inyectoros como lo representa la Figura 6.

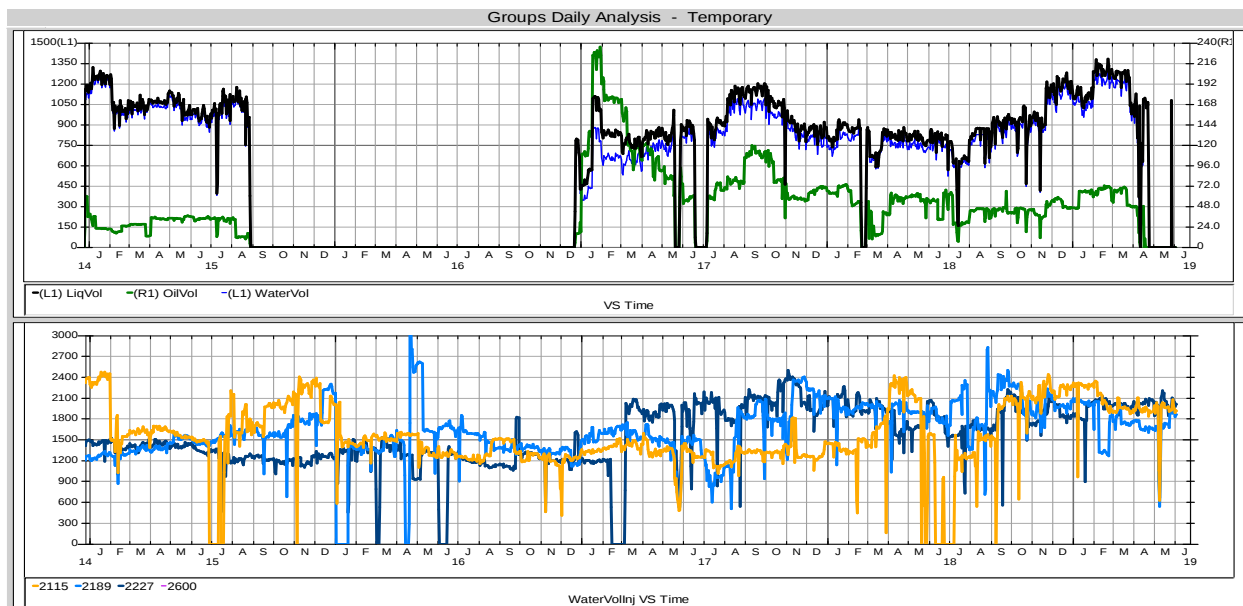


Figura 6. Patrón de inyección 2600

Posterior a la intervención del productor el pozo incrementa considerablemente su BSW, pasando de 93% a 98%, simultáneamente se observa que la inyección del pozo 2115, empieza a dispararse, con la toma de perfiles e instalación de Dummies, se determina falla mecánica en el inyector, siendo intervenido en julio del 2018, Durante la intervención se encuentra daño mecánico en el casing, teniendo que aislar las arenas del C3Cb-C, posterior a esta intervención se presenta una disminución en la inyección de las arenas C3-C y C4-C, lo cual afecta directamente la producción del productor.

4.3 Pozo 3624

Cambio de ALS realizado en marzo 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo, un nivel de fluido (FLAP) de 1300 FT, y una producción de 150 BPPD, se interviene el pozo con un Run Life de ocho meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento con una prognosis de 45 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 254,562 Bls de aceite.

4.3.1 Análisis técnico económico. La corrida económica para el CALS se realizó teniendo en cuenta un Run Life en el caso base de ocho meses y una producción incremental de 45 BOPD, lo que nos da un NPV de M\$869 en el caso base y para el caso incremental un NPV de M\$1061, siendo un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 9:

Tabla 9.

Balance económico inicial CALS 3624

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 869	M\$ 1.061	M\$ 192
Payback	2,0 Months	3,0 Months	3,0 Months
Limite Económico	Oct-25	Sep-24	Sep-24
Gross MBO a Limite Económico	192	203	192

Para este pozo se escogió un sistema de levantamiento como el electrosumergible, teniendo en cuenta que el rango de fluido en el IPR esperado posterior a la intervención esta entre 1376 y 2294 BFPD y que el principal componente fallado es la varilla como lo muestra la Tabla 10, posterior al cambio de sistema de levantamiento (ESP) se logra una producción de 96 BPPD, esto

representa una pérdida de producción de 54 BOPD, el FLAP pasa a 179 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 46 HZ, con capacidad en el sistema de levantamiento, pero sin nivel para optimizar la producción.

Tabla 10.

Histórico de fallas 3624

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duracion	Tipo SLA	Tipo Taladro	Razon General de Desinstalación	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
3624	19/11/14	15/12/14	26	BM	Rig	Condicion Anormal de Operación		No Falla
	17/12/14	17/07/15	212	BM	Rig	Condicion Anormal de Operación	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	18/07/15	17/06/16	335	BM	Rig	Condicion Anormal de Operación	Bomba	Fluidos o Yacimiento
	20/06/16	16/08/16	57	BM	RigLess	Condicion Anormal de Operación	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	17/08/16	19/11/17	459	BM	RigLess	Condicion Anormal de Operación	Varillas	Construcción del Pozo
	20/11/17	01/03/18	101	BM	Rig	Condicion Anormal de Operación		
	12/03/18		240	BES				

El IPR para el cambio de ALS contemplaba una profundidad de bomba de 3450 FT, durante el servicio se evidencio restricciones en el casing, lo cual no permitió instalar la bomba a esta profundidad, quedando instalada a 3089 FT, esto representa una pérdida importante de producción, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 11.

Balance económico real CALS 3624

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 869	M\$ 857	-M\$ 11
Payback	2,0 Months	3,0 Months	3,0 Months
Limite Económico	Oct-25	Sep-31	Sep-31
Gross MBO a Limite Económico	192	227	192

4.3.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a cuatro pozos inyectoros como lo representa la Figura 7, posterior al cambio de ALS el pozo pasa de tener un BSW de 87% a 91%, manteniendo un fluido similar al inicial, con respecto a los inyectoros asociados al productor, se observa cambios importantes en los pozos 3623 y 3628

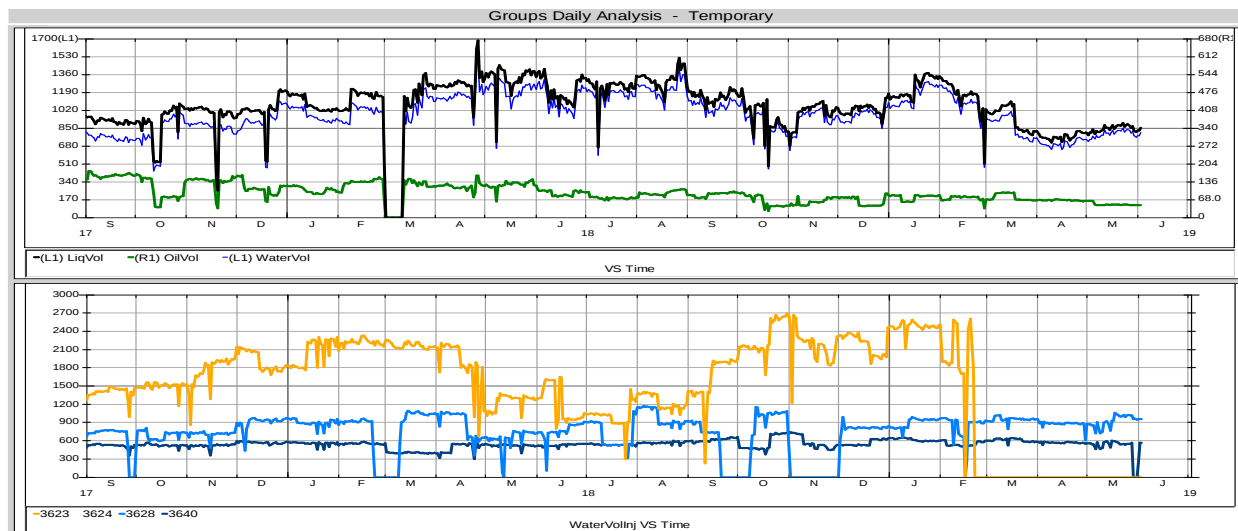


Figura 7. Patrón de inyección 3624

El inyector 3628 ha presentado principalmente problemas de pérdida de inyectividad e irregularidad en la inyección de las arenas del C3Cb-C, actualmente recuperada.

El inyector 3623 presenta cambios importantes en casi todas sus arenas algunas con sobrecaudales y otras incluso han perdido la inyección, por esta razón se decide intervenir el pozo para hacer un rediseño, buscando mejorar la distribución vertical de la inyección y durante el trabajo no fue posible sacar parte del BHA, razón por la cual en el nuevo diseño instalado se agrupan en uno solo cinco mandriles, perdiendo selectividad en el pozo, como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12.

Perfiles de inyección 3623

Mandril	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	COBB Agosto 15 /2018	16-Aug-18	27-Sep-18	4-Jan-19	27-May-19		16-Jul-19		
6	2.470	2.475	5	C1-C	43	89	400	0	0	0	45	200	202	
	2.478	2.497	19	C1-C	31	307					155			
	2.518	2.527	9	C1-C	144	0		211	255	232	0		112	
5	2.610	2.615	5	C2-C	73	13	410	0	0	43	15	250	43	
	2.636	2.640	4	C2-C	81	39					47			
	2.644	2.649	5	C2-C	133	157					188			
4	2.708	2.712	4	C2Dt-C	246	154	410	229	178		184	200	0	
	2.719	2.725	6	C2Dt-C	15	13			134	214	16			
3	2.745	2.748	3	Gtb-C	83	4	280	0	108	333	7	300	0	
	2.751	2.760	9	Gtb-C	80	35					60			
	2.776	2.783	7	Gtb-C	30	32		0	0	0	54			
	2.790	2.795	5	Gtb-C	103	87					149			
	2.797	2.800	3	Gtb-C	51	17					29			
2	2.812	2.818	6	C3-C	35	24	280	66	114	313	49	300	210	
	2.820	2.837	17	C3-C	82	116					236			
	2.839	2.842	3	C3-C	88	8					16			
1	2.874	2.880	6	C3Cb-C	97	194	340	0	333	247	103	500	0	
	2.923	2.926	3	C3Cb-C	116	16		41			8		15	
	2.930	2.935	5	C3Cb-C	182	49		104	0	0	26			
	2.939	2.941	2	C3Cb-C	64	24		77			13			
	2.945	2.953	8	C4-C	98	58		0			17			
	2.972	2.979	7	C4-C	287	134	330				38		368	
	2.982	2.988	6	C4-C	204	55		212	0	281	16			
	2.990	2.992	2	C4-C	343	23					7			
	3.022	3.026	4	C4Cb-C	170	112		0	142	26	32			
	3.043	3.051	8	C4Cb-C	5	4			0		1			
	3.075	3.081	6	C4Cb-C	105	111	310	0	0	0	32			
	3.093	3.097	4	C4Cb-C	71	89					26			
	3.125	3.129	4	C5-C	104	47		103	276	81	29			
	3.132	3.135	3	C5-C	100	11					7			
	3.151	3.159	8	C5-C	146	52		0	0	150	32			
	3.242	3.269	27	D1	158	62	400	171	106	502	15			
	3.248	3.269	21	D1	1.318	281					68			
	3.280	3.291	11	D2	74	54		0	0	0	9			
	3.332	3.334	2	D2	44	6	140				1			
	3.340	3.353	13	D2	165	138		141	142	133	22			

4.4 Pozo 3372

Cambio de ALS realizado en abril 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 1750 FT, con una producción de 66 BPPD, se interviene el pozo después de fallar con un Run Life promedio de 12 meses, con una prognosis de 41 BOPD incrementales, de los cuales 27 BOPD eran por el cambio de ALS y 14 BOPD por cañoneo adicional de 51 FT principalmente de las arenas C3-C y C4-C, incrementando las reservas actuales en 30,116 Bls de aceite (160,946 Bls de reservas totales), Se decide instalar bombeo

electrosumergible teniendo en cuenta el rango de fluidos esperados en el nuevo IPR (100-1500 BFPD).

4.4.1 Análisis técnico económico. La corrida económica para el CALS se realizó teniendo en cuenta un Run Life en el caso base de 12 meses y una producción incremental de 41 BOPD, esto representa un NPV de M\$869 en el caso base y un NPV de M\$1061 en el caso incremental, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 13:

Tabla 13.

Balance económico inicial CALS 3372

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 339	M\$ 441	M\$ 102
Payback	4,0 Months	6,0 Months	6,0 Months
Límite Económico	Aug-23	Aug-24	Aug-24
Gross MBO a Límite Económico	81	122	122

Antes del cambio de ALS, el pozo presento una falla por arenamiento, 29 días después vuelve a fallar por la misma causa, se decide intervenir el pozo y realizar el cambio de ALS, pero se lleva la profundidad de la bomba de 2559 FT a 2459 FT.

Posterior al cambio de sistema de levantamiento (ESP), se logra una producción de 36 BPPD, con un incremento en BSW de 3%, esto representa una pérdida de producción de 30 BOPD, el FLAP pasa a 235 FT y una velocidad de 59 HZ, teniendo en cuenta la condición actual se realiza una nueva corrida económica la cual arroja un balance negativo como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 14.

Balance económico real CALS 3372

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 339	M\$ 147	-M\$ 193
Payback	4,0 Months	6,0 Months	6,0 Months
Límite Económico	Aug-23	Aug-20	Aug-20
Gross MBO a Límite Económico	81	39	81

4.4.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a cuatro pozos inyectoros como lo representa la Figura 8, uno de estos de segunda línea, aunque con alta influencia en el productor.

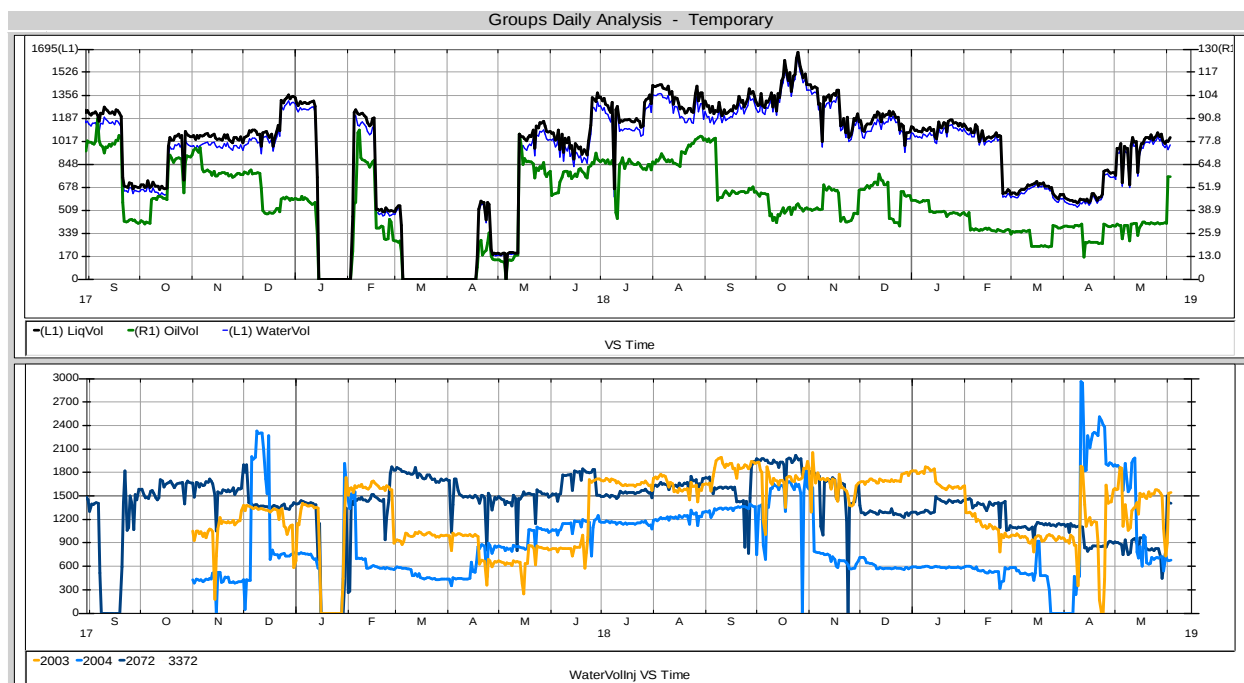


Figura 8. Patrón de inyección 3372

Posterior al cambio de ALS el pozo incrementa cerca de 2% en BSW sin observar incrementos en la producción de fluido.

En el inyector 2003 se observa que por el mandril 3, en las arenas C3Cb-C históricamente se ha inyectado a una tasa muy superior a la requerida, inyectando actualmente a 57 bls/ft, velocidad muy superior a la velocidad critica establecida de 35 bls/ft, como se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15.

Perfiles de inyección 2003

Mandril	Top (ft)	Bottom (ft)	h (ft)	Sand Unit	K aire	COBB	9-nov-17	19-sep-18	26-nov-18	COBB	24-jun-19
7	2.242	2.248	6	C1-C	279	200	0	0	0	400	0
	2.254	2.272	18	C1-C	329			232	216		332
	2.276	2.280	4	C1-C	515			130	69		0
	2.286	2.297	11	C1-C	391			202	0		0
6	2.323	2.328	5	C1Ab-C	330	300	0	0	0	300	0
	2.352	2.358	6	C2-C	751		376	108	208		214
	2.382	2.393	11	C2-C	568		60	81			
	2.399	2.403	4	C2Dt-C	435		43	0	0		0
5	2.414	2.426	12	C2Dt-C	75	400	0			400	
	2.456	2.465	9	C2Dt-C	221		19	214	137		20
	2.472	2.475	3	Gtb-C	297		84	60	93		84
	2.482	2.488	6	Gtb-C	412		0	114	139		157
4	2.496	2.506	10	Gtb-C	284	400	0	0	0	400	0
4	2.517	2.547	30	Gtb-C	417		83	90	68		176
3	2.573	2.577	4	C3-C	176	200	0	0	0	200	0
	2.614	2.622	8	C3Cb-C	988		385	403	359		460
2	2.644	2.661	17	C3Cb-C	970	100	136	384	297	350	0
1	2.681	2.692	11	C4-C	258	100	12	0	0	250	0

El inyector 2004 presenta cambios importantes en inyección en las arenas C1-C y C2-C, identificándose falla mecánica en octubre del 2018, la cual fue corregida en abril del 2019 como se observa en la Tabla 16.

Tabla16.

Perfiles de inyección 2004

Mandril	CIRA2004				K aire	COBB	13-dic-17	30-ene-18	20-sep-18	28-oct-18	30-oct-18	10-abr-19	7-may-19	17-jul-19
	Top (ft)	Bottom (ft)	h (ft)	Sand Unit										
9	2.522	2.540	18	C1-C	329	91	83	37	583			150	0	252
8	2.551	2.558	7	C1-C	515	60		299		DM	1.158			
	2.562	2.572	10	C1-C	391	66	0	0	0			230	1.546	351
	2.588	2.596	8	C1Ab-C	330	19								
7	2.630	2.637	7	C2-C	751	91	0	1.300	549	DM	0	250	55	44
	2.654	2.665	11	C2-C	568	106	0							
6	2.709	2.720	11	C2Dt-C	397	60		0				180	0	0
5	2.738	2.747	9	Gtb-C	446	127	0	124	26		0			
	2.761	2.767	6	Gtb-C	617	93		0				200	261	58
	2.775	2.792	17	Gtb-C	626	269	0	0	0		0			
4	2.808	2.819	11	C3-C	255	34		0	0			120	25	0
	2.830	2.839	9	C3-C	240	26					529			
3	2.856	2.876	20	C3Cb-C	225	72	2.056	139	189			110	0	70
2	2.897	2.904	7	C3Cb-C	970	113								
	2.907	2.915	8	C3Cb-C	970	129	194	202	16	3,00	15	100	0	548
1	2.936	2.946	10	C4-C	258	89	0	21	0		0	100	0	7

El inyector de segunda línea C7SJ6, presenta eventos de sobrecaudal en las arenas del C2-C, estos eventos ocurren al tiempo que se presentan las fallas en el productor, quedando aisladas estas arenas y sin soporte de inyección hacia el productor, mirar Tabla 17.

Tabla 17.

Perfiles de inyección C7SJ6

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	Q REC	26-nov-11	1-oct-12	28-Aug-17	24-oct-17	1-feb-18	7-mar-18	9-mar-18	18-jul-18
6	1	2.382	2408	10	C1-C	150	86								
	2	2.410	2432	16	C1-C	220	217	205	302	206	190	0	303		306
5	3	2.441	2461	18	C1-C	300	324	0	299	312	278	350	314		213
4	4	2.489	2505	0	C2-C	300	0						267		
	5	2.510	2536	0	C2-C	220	0	3444	650	Dummy	0	0	17	Dummy	0
3	6	2.541	2561	20	C2-C	200	280			349	0	10	1224	Dummy	0
2	7	2.585	2609	12	C2Dt-C	100	21	0	0	349	16	20	0		10
1	8	2.618	2638	8	C2Dt-C	80	11								
	9	2.642	2710	48	Gtb-C	200	257	0	0	602	38	61	64		19

Los resultados obtenidos en el pozo productor son un claro efecto de la inestabilidad presentada en los pozos inyectoros asociados a él.

4.5 Pozo 2670

Cambio de ALS realizado en marzo 2018, con el objetivo de reducir fallas, el pozo contaba con un sistema de levantamiento por cavidades progresivas trabajando a 299 RPM y un nivel de fluido (FLAP) de 200 FT y una producción de 73 BPPD, se interviene el pozo con un Run Life promedio de seis meses, con una prognosis de 14 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 212,696 Bls de aceite.

4.5.1 Análisis técnico económico. La corrida económica para el CALS se realizó teniendo en cuenta un Run Life en el caso base de seis meses y una producción incremental de 14 BOPD, teniendo en cuenta estas premisas se evalúa el caso base, con un NPV de M\$215 y el caso incremental con un NPV de M\$556, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 18:

Tabla 18.

Balance económico inicial CALS 2670

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 215	M\$ 556	M\$ 341
Payback	4,0 Months	6,0 Months	6,0 Months
Limite Económico	Aug-23	Sep-31	Sep-31
Gross MBO a Limite Económico	89	178	178

Se cambió de bombeo de cavidades progresivas a bombeo electrosumergible por la reincidencia en fallas, algunas de estas en los componentes propios de la bomba, como lo muestra la tabla 19.

Tabla 19.

Histórico de fallas 2670

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duracion	Tipo SLA	Tipo Taladro	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
2670	15/07/14	13/01/16	547	BCP	Rig		No Falla
	23/01/16	08/09/16	229	BCP	Rig	Estator	Fluidos o Yacimiento
		08/07/16		BCP	RigLess		No Falla
	24/09/16	16/07/17	295	BCP	Rig	Estator	Fluidos o Yacimiento
		31/01/17		BCP	RigLess		No Falla
		20/04/17		BCP	RigLess		No Falla
	23/07/17	07/10/17	76	BCP	Rig	Tubería	Diseño o Selección del Sistema
	14/10/17	06/03/18	143	BCP	Rig	Tubería	Limitación de la Tecnología
	25/03/18		227	BES			

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 15 BPPD, con un incremento en BSW de 6%, esto representa una pérdida de producción de 59 BOPD, el FLAP pasa a 507 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 59 HZ, no es posible incrementar velocidad para aumentar producción por limitaciones en el variador, se dispara por sobrecarga.

Después de 17 meses de Run time el pozo presenta una nueva falla, con este Run Life y con las condiciones actuales de producción se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 20.

Balance económico real CALS 2670

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 215	-M\$ 52	-M\$ 267
Payback	4,0 Months	No Payback	No Payback
Limite Económico	Aug-23	Sep-18	Sep-18
Gross MBO a Limite Económico	89	178	89

El Run Life actual supera considerablemente el del caso base (6), pero el escenario económico resulta negativo principalmente por la caída de producción, debido al incremento en BSW y alto FLAP presente en el pozo.

4.5.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros como lo representa la Figura 9, donde se observa una caída importante en producción, la cual es directamente proporcional al aumento en BSW presentado en el productor posterior al cambio de ALS.

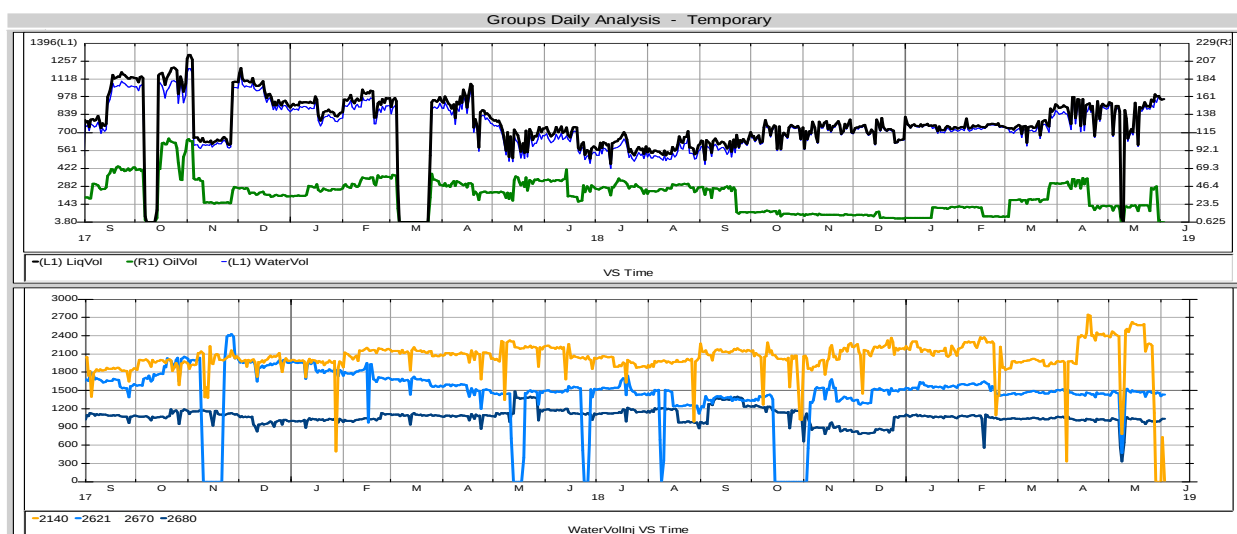


Figura 9. Patrón de inyección 2670

El patrón asociado a este pozo productor lo conforman los inyectoros 2140, 2621 y 2680, este último de muy pobre distribución vertical, y el pozo 2140 fue uno de los pozos que forma parte del piloto de conformance areal, para mejorar el barrido en las arenas del C3.C y C4-C.

4.6 Pozo 3415

Cambio de ALS realizado en marzo 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento por cavidades progresivas trabajando a 290 RPM y un nivel de fluido (FLAP) de 1700 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 841 BFPD y 86% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 12 meses posterior a una falla, con una prognosis de 39 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 184,581 Bls de aceite.

4.6.1 Análisis técnico económico. La evaluación económica para el CALS se realizó teniendo en cuenta un Run Life en el caso base de 12 meses, y una producción incremental de 39 BOPD con un fluido esperado de 1150 BFPD, Teniendo en cuenta estas premisas se evalúa el caso base, con un NPV de M\$925 y el caso incremental con un NPV de M\$1211, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 21:

Tabla 21.

Balance económico inicial CALS 3415

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 925	M\$ 1.211	M\$ 329
Payback	3,0 Months	4,0 Months	4,0 Months
Limite Económico	Sep-26	Aug-26	Aug-26
Gross MBO a Limite Económico	156	194	194

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 942 BFPD, con un BSW de 86%, esto representa un incremental de producción de 8 BOPD, el FLAP pasa a 182 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 68 HZ, pero sin nivel para alcanzar el IPR

propuesto, teniendo en cuenta esta información y un Run Time de 17 meses, se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 22.

Balance económico real CALS 3415

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 925	M\$ 1.051	M\$ 126
Payback	3,0 Months	3,0 Months	3,0 Months
Limite Económico	Sep-26	Sep-27	Sep-27
Gross MBO a Limite Económico	156	204	204

En esta nueva evaluación se observa que aunque el balance es positivo, no se alcanza el NPV espera para el proyecto.

4.6.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros como lo representa la Figura 10, para los meses entre julio y agosto del 2018 se ve un aumento en la producción de aceite, debido a que se presenta una disminución en el BSW, lo cual no ha sido sostenido en el tiempo y para noviembre ya se estabiliza la producción, condición que se mantiene a hoy.



El inyector 3413, presenta variaciones de inyectividad importantes en el último año, principalmente sobrecaudales en el mandril 1, que a pesar de cumplir con el potencial establecido para el mandril, persenta un sobrecaudal muy recurrente en la arena 2972-2981, donde se alcanzan velocidades críticas de hasta 54 bls/ft (485bls/9FT), como lo muestra la Tabla 23, estas anomalías presentadas en el inyector influyen negativamente en el corte de agua del pozo 3415.

Tabla 23.

Perfiles de inyección 3413

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	COBB	24-ago-17	18-dic-17	COBB	13-sep-18	13-nov-18	8-ene-19
6	1	2.588	2598	11	C1-C	202	250	0	0	250	47	0	0
	2	2.609	2619	10	C1-A	307		182	113				
	3	2.634	2651	17	C1Ab-C	313		232	151		119	167	0
5	4	2.683	2699	17	C2-C	138	300	130	0	400	152	49	377
	5	2.717	2734	18	C2Dt-C	272			0			0	0
4	6	2.738	2779	41	C2Dt-C	206	300	45	201	600	52	213	243
	7	2.786	2811	26	C3-C	277			392			225	306
	8	2.824	2833	9	C3-C	361		273	237		201	0	0
3	9	2.839	2847	8	C3-C	128	300	23	81	300	21		242
	10	2.852	2858	7	C3-C	334		180	0		38	213	0
	11	2.872	2882	10	C3-C	198		0	0		97	91	108
	12	2.902	2907	6	C3Cb-C	44		344	0				
2	13	2.928	2931	3	C3Cb-C	255	300	0	0	300	0	0	32
	14	2.937	2960	23	C4-C	387		149	55				
	15	2.972	2981	9	C4-C	265		381	213		561	281	485
1	16	2.989	3004	15	C4-C	202	550	189	213	700	259	298	77
	17	3.004	3010	6	C4-C	424							
	18	3.021	3024	3	C4-C	153					149		0
	19	3.029	3033	4	C4-C	22		0	153		349	0	147
	20	3.040	3049	9	C4-C	132							

4.7 Pozo 2291

Cambio de ALS realizado en marzo 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, se contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 800 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 1127 BFPD y 93% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de ocho meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento con una prognosis de 19 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 233,990 Bls de aceite.

4.7.1 Análisis técnico económico. La corrida económica del trabajo inicial se realizó teniendo en cuenta como premisas ocho meses de Run Life y una producción incremental de 19 BOPD, con estas premisas se evalúa el caso base, con un NPV de M\$869 y el caso incremental con un NPV de M\$1061, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 24.

Tabla 24.

Balance económico inicial CALS 2291

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 647	M\$ 763	M\$ 116
Payback	1,0 Months	3,0 Months	3,0 Months
Limite Económico	Nov-31	Nov-29	Nov-29
Gross MBO a Limite Económico	199	194	194

Para este pozo se escogió un sistema de levantamiento como el electrosurgible, teniendo en cuenta que el rango de fluido en el IPR esperado posterior a la intervención esta entre 1013 y 1688 BFPD y que los principales componentes fallados son la bomba y las varillas como lo muestra la Tabla 25.

Tabla 25.

Histórico de fallas 2291

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duración	Tipo SLA	Tipo Taladro	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
2291	30/06/12	27/01/13	211	BM	Rig	Bomba	Operación
	13/02/13	17/12/13	307	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	31/12/13	07/06/14	158	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	16/06/14	13/11/14	150	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	29/11/14	07/06/15	190	BM	Rig	Bomba	Manufactura
		08/01/15		BM	RigLess		No Falla
	28/06/15	21/09/15	85	BM	RigLess	Varillas	Desgaste Normal o Esperado
	22/09/15	29/12/15	98	BM	RigLess	Bomba	Fluidos o Yacimiento
	17/01/16	10/02/16	24	BM	Rig	Bomba	Operación
		11/02/16		BM	RigLess		No Falla
	20/02/16	16/03/18	755	BM	Rig		
	30/03/18		222	BES			

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1296 BFPD, con un BSW de 94%, esto representa una pérdida de producción de 1 BOPD, el FLAP pasa a 500 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 58 HZ, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 26.

Balance económico real CALS 2291

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 647	M\$ 481	-M\$ 167
Payback	1,0 Months	6,0 Months	6,0 Months
Límite Económico	Nov-31	Nov-29	Nov-29
Gross MBO a Límite Económico	199	150	199

El Run Time actual supera el Run Life inicial (8) del caso base, aun así la corrida económica es desfavorable (-M\$167) ya que no se logro el incremental de producción esperado.

El pozo cuenta con nivel para optimizar la producción pero está en monitoreo de sólidos por continuas paradas por alta carga, se espera que al incrementar velocidad y con algunos ajustes

en inyección se logró conseguir el incremental de producción esperado haciendo que este cambio de ALS de un balance económico positivo.

4.7.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros, con importantes variaciones en dos de estos, como lo representa la Figura 11.

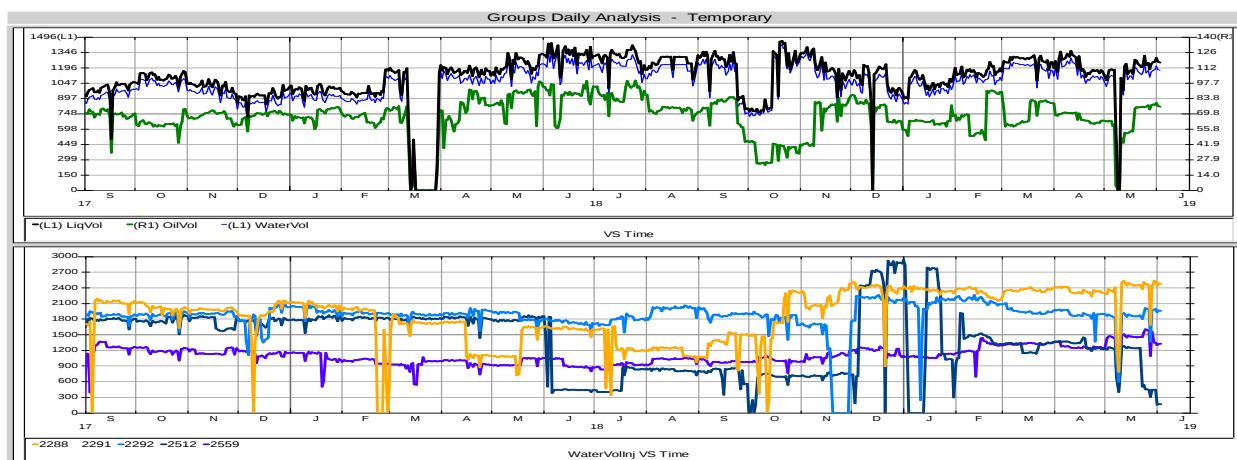


Figura 11. Patrón de inyección 2291

El pozo 2288 presenta buena distribución vertical, con frecuentes cambios en la inyektividad de la arenas, como lo son las constantes pérdidas de inyección o incrementos subitos en las arenas del Gtb-C, C3-C y CeCb-C, estos cambios podrían estar ocasionando la constante producción de solidos,

El inyector 2512 en junio del 2018 pierde el 79% de la inyección, posterior a un cambio de VRF's, el pozo queda inyectando solo por el mandril 3 como se ve en la tabla 27, esta condición ya ha sido superada.

Tabla 27.

Perfiles de inyección 2512

Mandril	Top (ft)	Bottom (ft)	h (ft)	Sand Unit	Kaire	COBB	3-abr-18	VRF	29-ago-18	26-nov-18	13-dic-18	11-mar-19	31-jul-19
7	3.756	3.763	7	C1-C	200	250	0	SR	0	0	0	0	0
	3.769	3.785	16	C1-C	200								
	3.789	3.798	9	C1-C	80		92						
6	3.867	3.877	10	C2-C	605	350	0	4,25	0	26	226	0	50
	3.888	3.902	14	C2Dt-C	200		267						
	3.914	3.923	9	C2Dt-C	190		0						
5	3.930	3.952	22	Gtb-C	355	300	202	3,75	0	0	740	413	417
	3.979	3.988	9	C3-C	300		320						
	4.005	4.024	19	C3-C	400		260						
4	4.042	4.057	15	C3-C	200	400	323	4,00	0	50	0	34	0
	4.061	4.078	17	C3Cb-C	130		108						
	4.133	4.142	9	C4-C	178								
3	4.152	4.157	5	C4-C	80	200	20		12	33	0	17	16
	4.160	4.163	3	C4-C	356								
	4.203	4.206	3	C4Cb-C	186								
2	4.225	4.229	4	C4Cb-C	159	200	52		48	22	42	29	20
	4.240	4.244	4	C4Cb-C	303								
	4.277	4.280	3	C5-C	37								

4.8 Pozo 2224

Cambio de ALS realizado en abril 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 6,5 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 400 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 621 BFPD y 94% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 12 meses sin falla previa, al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento y el cañoneo adicional de 75 FT, con una prognosis de 37 BOPD incrementales, quedando con unas reservas de 138,752 Bls de aceite.

4.8.1 Análisis técnico económico. Con un run Life de 12 meses, una producción incremental de 37 BOPD y Rango de IPR entre 1078 y 1796 BFPD, se realiza la evaluación económica, para el caso base de M\$339 y el caso incremental con un NPV de M\$367, lo cual

muestra un escenario positivo, pero con un margen de error muy pequeño, como se refleja en la Tabla 28:

Tabla 28.

Balance económico inicial CALS 2224

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 339	M\$ 367	M\$ 28
Payback	5,0 Months	7,0 Months	7,0 Months
Limite Económico	Aug-30	Aug-24	Aug-24
Gross MBO a Limite Económico	114	102	102

Se instalo un sistema electrosurgible teniendo en cuenta el fluido esperado y que los principales componentes fallados en este pozo son la bomba y las varillas como lo muestra la Tabla 29.

Tabla 29.

Histórico de fallas 2224

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duracion	Tipo SLA	Tipo Taladro	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
2224	10/10/13	13/08/14	307	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	25/08/14	10/06/15	289	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	26/06/15	11/02/16	230	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	22/02/16	08/05/16	76	BM	RigLess	Varillas	Construcción del Pozo
	11/06/16	06/11/16	148	BM	RigLess	Bomba	Fluidos o Yacimiento
	07/11/16	04/03/17	117	BM	Rig	Bomba	Fluidos o Yacimiento
	10/03/17	02/04/18	388	BM	Rig		No Falla
	13/04/18		208	BES			

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1046 BFPD, con un BSW de 96%, esto representa un incremental de producción de 2 BOPD, el FLAP pasa a 500 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 62 HZ, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 30.

Balance económico real CALS 2224

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 339	M\$ 104	-M\$ 235
Payback	5,0 Months	12 Months	12 Months
Limite Económico	Aug-30	Aug-27	Aug-27
Gross MBO a Limite Económico	114	89	114

Esta corrida económica asume un Run Life estimado de 17, resultando un balance económico negativo con un NPV resultante de -M\$235, esto debido al no cumplimiento en la promesa incremental.

Se mantiene la profundidad de la bomba propuesta en el IPR, el fluido alcanzado se encuentra dentro del rango esperado, no se alcanza el incremental esperado debido al incremento en 3% del BSW.

4.8.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros como lo representa la Figura 12, la inyección del patrón se encuentra en el 59% del potencial esperado, siendo el inyector con mayor eficiencia el 2223 con un 71% de su potencial.

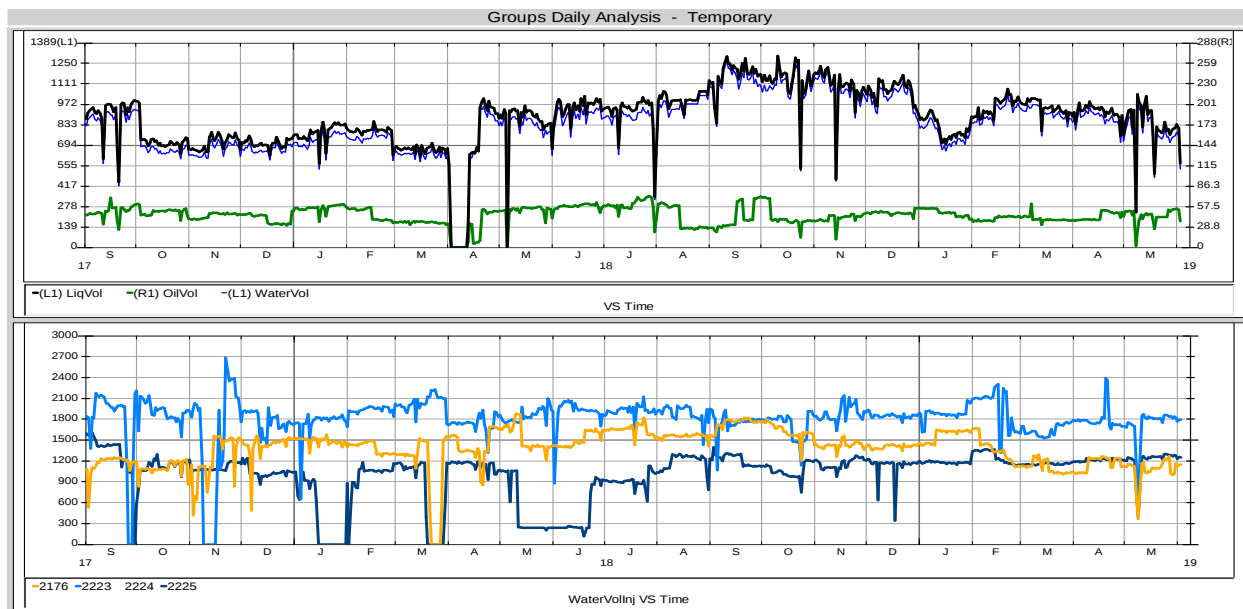


Figura 12. Patrón de inyección 2224

El inyector 2176, Pozo estable principalmente con baja inyectividad en las arenas del C1-C, C3-C, C4-C y C4Cb-C solo toman 7 intervalos de 25 cañoneados.

El inyector 2225, es el pozo con más variaciones en su inyectividad, habiendo perdido casi toda su inyección entre mayo y junio del 2018, posterior a un cambio de VRF's, con un nuevo cambio de VRF's y limpieza de facilidades se recupera nuevamente la inyección, a nivel de mandriles se evidencia leves incrementos en los mandriles 3, 4 y 5 (arenas Gtb-C y C3-C), sin alcanzar el potencial requerido y también se evidencia la perdida de la inyección en mandril 2 (arenas C3Cb-C y C4-C).

4.9 Pozo 3430

Cambio de ALS realizado en abril 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento de cavidades progresivas trabajando a 295 RPM y

un nivel de fluido (FLAP) de 703 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 1059 BFPD y 86% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 17 meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento y cañoneo adicional, con una prognosis de 22 BOPD incrementando las reservas en 50,289 Bls de aceite, quedando con unas reservas de 245,818 Bls de aceite.

4.9.1 Análisis técnico económico. Con un Run Life de 17 meses, un aceite incremental esperado de 22 BOPD y un rango de IPR esperado posterior a la intervención entre 1052 y 1754 BFPD se realiza la evaluación económica con un NPV en el caso base de M\$871 y el caso incremental con un NPV de M\$1013, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 31:

Tabla 7.

Balance económico inicial CALS 3430

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 871	M\$ 1.013	M\$ 142
Payback	3,0 Months	4 Months	4 Months
Limite Económico	Sep-25	Sep-24	Sep-24
Gross MBO a Limite Económico	160	191	191

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1366 BFPD, con un BSW de 86%, esto representa un incremental de producción de 44 BOPD, el FLAP pasa a 300 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 60 HZ, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 32.

Balance económico real CALS 3430

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 871	M\$ 1.246	M\$ 374
Payback	3,0 Months	4 Months	4 Months
Limite Económico	Sep-25	Sep-27	Sep-27
Gross MBO a Limite Económico	160	243	243

Esta corrida económica asume que se cumple con el Run Life estimado de 17, el Run Time actual (16) se encuentra muy cercano el Run Life (17) del caso base, con estas premisas el balance económico es muy favorable con un NPV resultante de M\$374.

El pozo presenta buena respuesta al cambio de ALS realizado con un incremental superior al esperado, actualmente a condiciones máximas de extracción y con bajo nivel.

4.9.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a dos pozos inyectoros como lo representa la Figura 13.

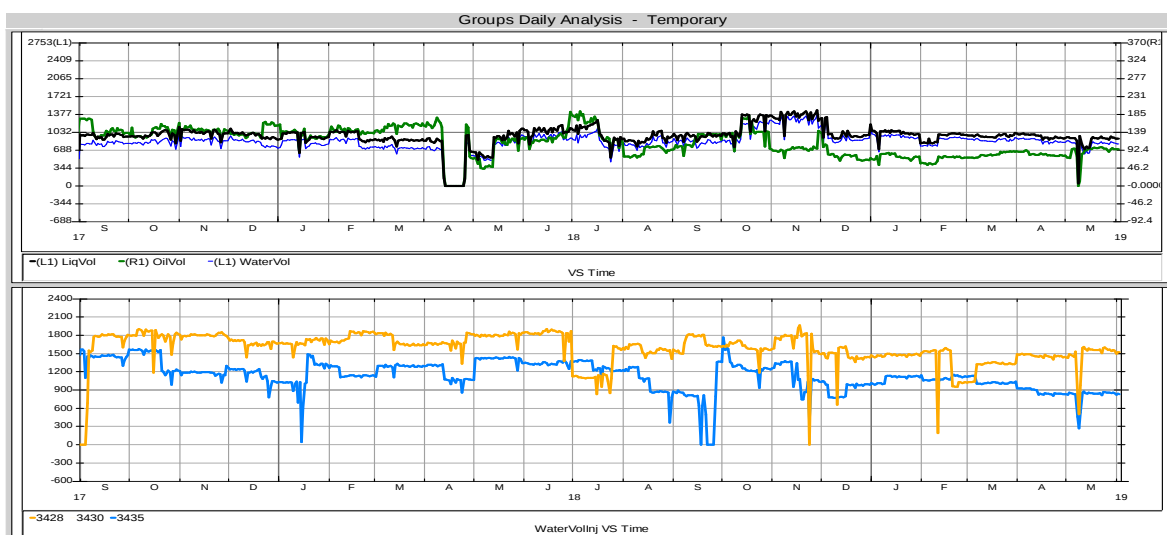


Figura 13. Patrón de inyección 3430

El inyector 3428, se ha mantenido estable con buena inyektividad en los mandriles 3, 4 y 5 de las arenas del C1Ab-C al Gtb-C, y no toma por los mandriles 1 y 2 arenas C3-C, d1, D2 y D4.

El inyector 3435 con inyección estable pero con muy pobre distribución vertical, toma principalmente por las arenas del C2-C y Gtb-C.

El soporte de inyección hacia el productor es muy pobre, pero constante, lo que ha permitido que los resultados positivos sean sostenibles en el tiempo.

4.10 Pozo 3791

Cambio de ALS realizado en marzo 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 1160 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 1161 BFPD y 90% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 17 meses, sin falla previa, al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento con una prognosis de 44 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 321,350 Bls de aceite.

4.10.1 Análisis técnico económico. Con un Run Life de 17 meses, una producción incremental esperada de 44 BOPD y rango de producción de fluidos (IPR) esperado entre 1394 y 2324 BFPD, se realiza la evaluación económica con un NPV en el caso base de M\$940 y el caso incremental con un NPV de M\$1008, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 33:

Tabla 33.

Balance económico inicial CALS 3791

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 940	M\$ 1.008	M\$ 69
Payback	3,0 Months	5 Months	5 Months
Límite Económico	Sep-34	Aug-27	Aug-27
Gross MBO a Límite Económico	246	242	242

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1732 BFPD, con un BSW de 93%, esto representa un incremental de producción de 15 BOPD, el FLAP pasa a 200 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 61 HZ, pozo a máximas condiciones.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se cumple con los resultados esperados, incluyendo el balance económico.

4.10.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a cuatro pozos inyectoros como lo representa la Figura 14, con importantes variaciones principalmente en el 3784.

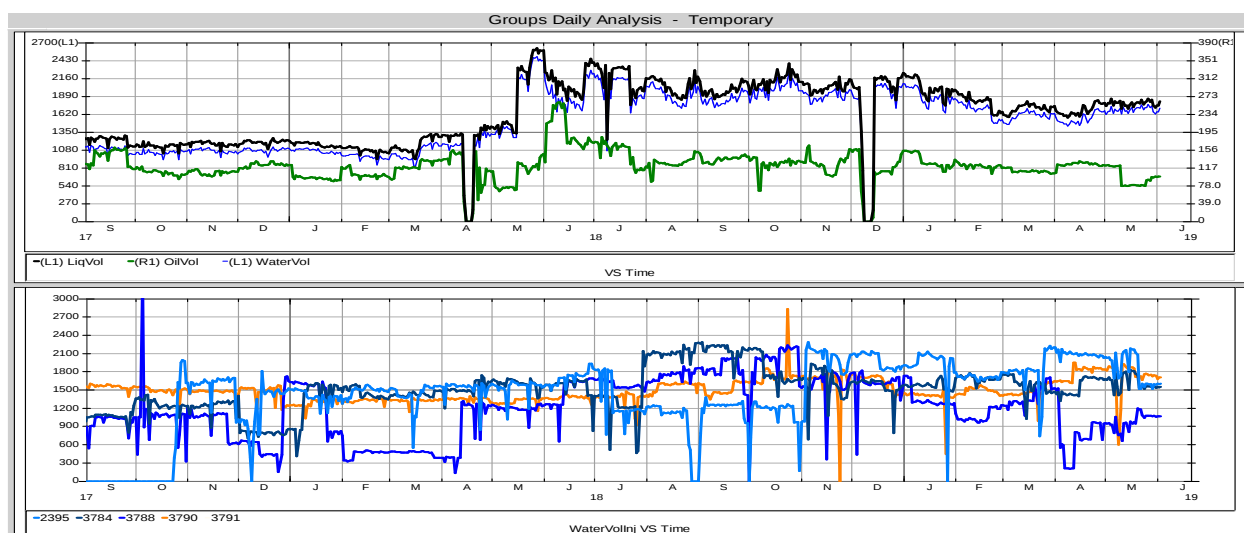


Figura 14. Patrón de inyección 3791

Los pozos inyectoros 3790, 2395 y 3788, presentan una inyección bastante estable y principalmente el 2395 y 3790 con un alto porcentaje de eficiencia vertical.

Para el inyector 3784 En octubre del 2018, debido al alto volumen de agua inyectado por las arenas del C4-C y al incremento en BSW de los pozos del patrón, se decide regular la inyección por estas arenas y de esta manera mejorar el soporte a los pozos productores, como lo muestra la Tabla 34.

Tabla 34.

Perfiles de inyección 3784

MD	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	18-jun-18	11-jul-18	11-jul-18	23-ago-18	2-oct-18	2-oct-18	26-oct-18	12-dic-18	12-dic-18	24-ene-19	5-abr-19
6	2282	2284	2	C1-C	204	0	19		0	19		0	7		0	0
	2294	2309	15	C1-C	621		309	420		309			115			
	2311	2316	5	C1-C	681	406	92		416	92	420	221	39	420	571	470
5	2377	2380	3	C2-C	728		151			151			61			
	2386	2389	3	C2-C	323		56	430	0	56	430	0	14	430	0	0
	2393	2396	3	C2-C	148	0	18			18			2			
	2400	2405	5	C2-C	597		202			202			80			
4	2415	2422	7	C2Dt-C	665	0	98		0	98		0	53		0	0
	2428	2432	4	C2Dt-C	1120		80			80			32			
	2435	2443	8	C2Dt-C	858	116	58	310	305	58	310	406	44	310	347	363
	2453	2460	7	C2Dt-C	674		70			70			41			
3	2471	2485	14	Gtb-C	608		333			333			86			
	2497	2501	4	Gtb-C	319	0	45		0	45		0	12		0	0
	2504	2509	5	Gtb-C	136		29	610		29	610		9	250		
	2525	2539	14	Gtb-C	625	215	192		453	192		564	163		247	299
	2556	2560	4	C3-C	249	0	11		0	11		0	7		0	0
2	2614	2618	4	C3Cb-C	658	0	220		0	77			27			
	2624	2629	5	C3Cb-C	644		354			124		40	38		21	0
	2638	2647	9	C4-C	634	467	57		323	20			72			
	2654	2667	13	C4-C	743	158	97	860	415	34	300	14	103		13	0
	2674	2681	7	C4-C	871	237	27		178	10		20	46		0	0
	2688	2700	12	C4-C	776	0	106		0	37		198	72		254	218
	2725	2735	10	C4Cb-C	625	0	72	210	0	72	210	16	29	210	8	28
1	2745	2764	20	C4Cb-C	599	59	133		68	133		47	68		59	56

4.11 Pozo 2850

Cambio de ALS realizado en abril 2018, previamente al CALS se toma un registro de corrosión el cual muestra daño severo en el revestimiento y pobre cemento entre 3820 – 3920 FT, unidad C4-C y C4-Cb (ver figura 15), se decide aislar la zona con X-span sin volver a cañonear.

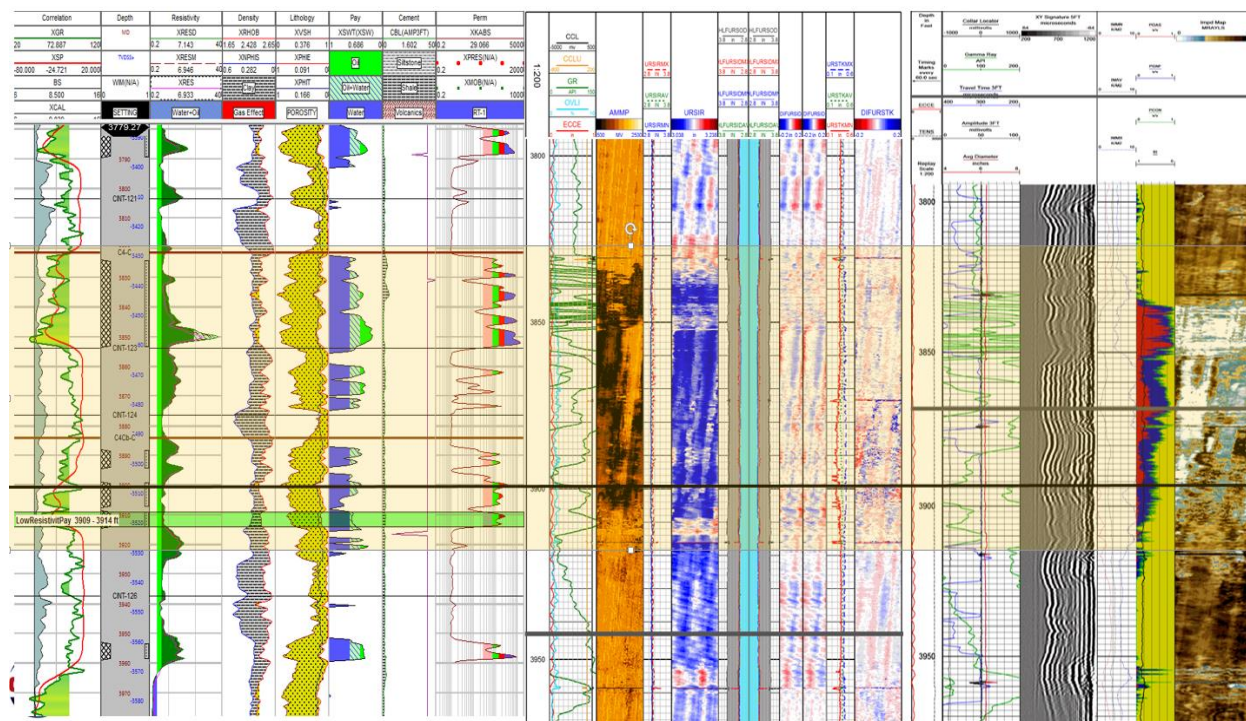


Figura 15. Registro de integridad 2850

En el momento de la intervención el pozo se encontraba parado desde enero esperando trabajo de aislamiento, las condiciones de trabajo del pozo antes de la falla estaban en 46 BFPD y 33% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de cuatro meses, con el cambio del sistema de levantamiento se espera una producción de 22 BOPD incrementales, y una disminución en las reservas de 41.000 BIs de aceite debido al aislamiento.

4.11.1 Análisis técnico económico. Con un Run Life de 4 meses, una producción incremental esperada de 22 BOPD y un fluido esperado (IPR), entre 238 y 432 BFPD y un completamiento como bombeo mecánico, se evalúa el caso base, con un NPV de M\$-58 y el caso incremental con un NPV de M\$426, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 35:

Tabla 35.

Balance económico inicial CALS 2850

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	-M\$ 58	M\$ 426	M\$ 484
Payback	No Payback	7 Months	7 Months
Limite Económico	Jul-18	Aug-30	Aug-30
Gross MBO a Limite Económico	8	108	108

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 109 BFPD, con un BSW de 79%, esto representa una pérdida de producción de 8 BOPD, el FLAP actual es de 51 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 3.4 SPM, con capacidad en el sistema de levantamiento, pero sin nivel para optimizar la producción, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 36.

Balance económico real CALS 2850

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	-M\$ 58	M\$ 306	M\$ 364
Payback	No Payback	9 Months	9 Months
Limite Económico	Jul-18	Aug-37	Aug-37
Gross MBO a Limite Económico	8	106	106

Esta corrida económica asume que se cumple con el Run Life estimado de 17, el Run Time actual (16) supera ampliamente el Run Life (4) del caso base, con estas premisas el balance económico no alcanza el esperado pero aun continua siendo muy positivo con un NPV resultante de M\$364.

La principal razón para escoger el bombeo mecánico como sistema de levantamiento, fue la presencia de scale en la bomba de la ESP, sistema que por las altas temperaturas que maneja es

muy vulnerable a la presencia de scale en los pozos y aunque no se alcanzo la producción esperada, el cambio de sistema y el aislamiento raelizados pueden ser considerados como exitosos ya que no era rentable producir el pozo en la condición inicial.

4.11.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros como lo representa la Figura 16, los pozos inyectoros que soportan la producción del pozo son: 2854, 2817 y 2870 los cuales se encuentran en un área de baja inyektividad y con presencia de scale en pozos productores, en estos pozos no se tiene opción de mejorar la condición de inyección actual.

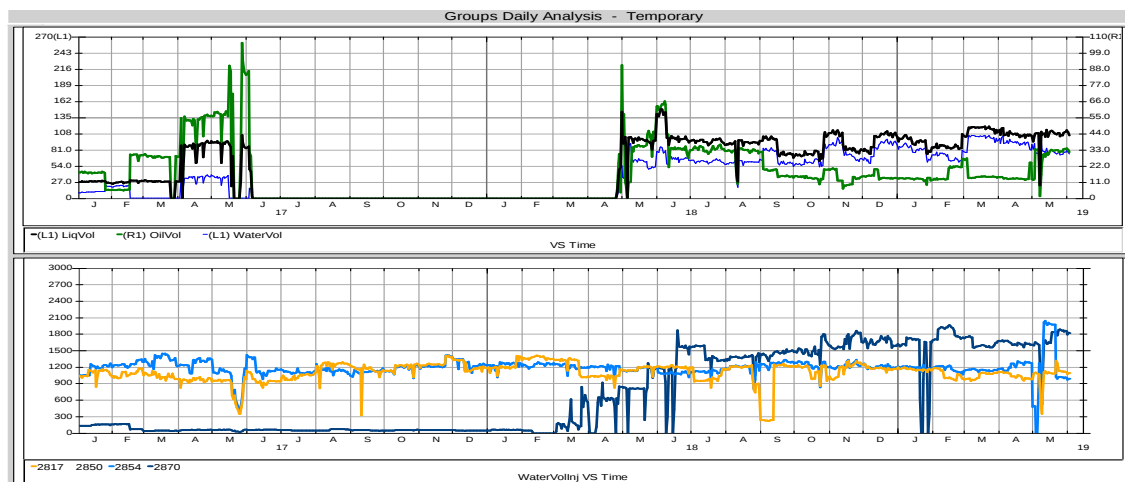


Figura 16. Patrón de inyección 2850

El 2870 fue un inyector con estimulación (OMA), a inicios del 2018, este pozo presentaba muy baja inyektividad, por lo cual se decidió instalar una sarta de inyección selectiva mixta, donde las arenas desde C3Cb-C están en sarta sencilla y hacia arriba en sarta selectiva, después de esta

estimulación se logra resultados en algunas arenas, pero se mantiene la tendencia de baja inyectividad en gran parte del pozo, como lo muestra la Tabla 37.

Tabla 37.

Perfiles de inyección 2870

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	17-dic-15	12-feb-2018	8-may-18	22-may-18	25-jun-18	18-oct-18
5	1	3641	3.653	12	C1-C	290	0	300	222	SR	422	384
	2	3715	3.727	12	C1-C	193			0		0	0
	3	3739	3.759	20	C1Ab-C	187						
4	4	3779	3.785	6	C2-C	210	137	300	302	SR	0	111
	5	3790	3.793	3	C2-C	226					208	381
	6	3810	3.820	10	C2-C	143					146	152
	7	3827	3.830	3	C2-C	334					0	
3	8	3853	3.858	5	C2Dt-C	200	24	250	0	SR	0	18
	9	3884	3.892	8	C2Dt-C	150			26		0	
	10	3899	3.908	9	C2Dt-C	210			70		59	
2	11	3921	3.930	9	Gtb-C	350		250	10	SR	330	380
1	12	3962	3.971	9	C3-C	50	11	400	55	SR	31	16
	13	3977	3.984	7	C3-C	41						
	14	4008	4.024	16	C3-C	320						
	15	4026	4.031	5	C3-C	300						
0	16	4051	4.058	7	C3Cb-C	384	5	1000	42		14	56
	17	4086	4.095	9	C3Cb-C	754						
	18	4102	4.108	6	C4-C	369						
	19	4112	4.119	7	C4-C	404						
	20	4128	4.141	13	C4-C	63						
	21	4157	4.161	4	C4-C	321						
	22	4178	4.185	7	C4Cb-C	695						
	23	4198	4.204	6	C4Cb-C	303						
	24	4263	4.267	4	C5-C	170						
	25	4268	4.274	6	C5-C	848						
	26	4282	4.288	6	C5-C	767						
	27	4412	4.422	10	D1	287	0					
				219			177	2.500	727		1.210	1.498

4.12 Pozo 2984

Cambio de ALS realizado en mayo 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento de cavidades progresivas trabajando a 260 RPM y un nivel de fluido (FLAP) de 1211 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 859 BFPD y 91% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 12 meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento con una prognosis de 26 BOPD incrementales, manteniendo las reservas de 274,226 Bls de aceite.

4.12.1 Análisis técnico económico. Con un Run Life de 12 meses, una producción incremental esperada de 26 BOPD y un fluido esperado (IPR) entre 800 y 1300 BFPD, se evalúa

el caso base, con un NPV de M\$815 y el caso incremental con un NPV de M\$876, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 38:

Tabla 38.

Balance económico inicial CALS 2984

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 815	M\$ 876	M\$ 61
Payback	5,0 Months	6 Months	6 Months
Límite Económico	Jul-34	Jul-30	Jul-30
Gross MBO a Límite Económico	242	228	228

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se presenta una falla prematura a los 32 días, al intervenirse nuevamente el pozo se evidencia un jeting en tubería, por lo cual se realiza un registro de integridad, con los siguientes resultados (ver figura 17):

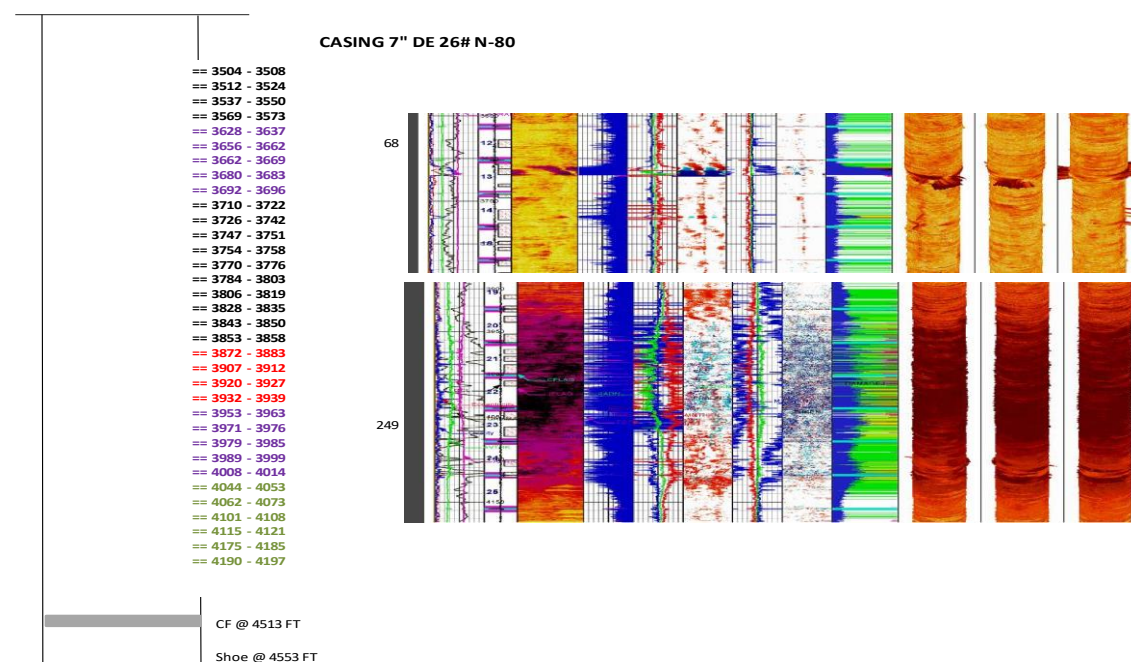


Figura 17. Registro de integridad 2984

- Se presenta un daño en la sección de 3628– 3696 (68 FT).
- Se presenta daño severo en la sección entre 3872– 4121 (249 FT), con una pérdida de integridad mayor al 50%.

Teniendo en cuenta los resultados del registro de integridad, se realizó unas pruebas de suabeo en la zona inferior, para determinar el aporte de arena, ya que en la intervención no se evidencia arenamiento en el pozo, los resultados del suabeo no evidencian aporte de arena de estos perforados y se asume que la condición del registro es consecuencia de la densidad de cañoneos presente en la zona, para la zona comprendida entre 3628 y 3696 se decide realizar reparación del casing con la instalación de X-span, para continuar con el cambio de sistema de levantamiento realizado fue necesario instalar una bomba electrosumergible Slim (menor capacidad).

Actualmente el pozo presenta una producción de 890 BFPD, con un BSW de 94% (BSW IPR 92%), esto representa una pérdida de producción de 28 BOPD, el FLAP pasa a 804 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 60 HZ, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:.

Tabla 39.

Balance económico real CALS 2984

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 815	M\$ 687	-M\$ 128
Payback	5,0 Months	10 Months	10 Months
Limite Económico	Jul-34	Jul-34	Jul-34
Gross MBO a Limite Económico	242	242	242

Esta corrida económica asume que se cumple con el Run Life estimado de 17 (RL actual 15), y se tiene en cuenta tanto la intervención del cambio de ALS como la intervención para reparar el casing, con estas premisas el balance económico es negativo con un NPV resultante de

-M\$128, igualmente se debe tener en cuenta que de no hacer la reparación nos llevaría a tener una destrucción de valor mayor, ya que el NPV del caso bae (M\$815), no se hubiese podido recuperar.

4.12.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a cuatro pozos inyectoros como lo representa la Figura 18.

El desarrollo de las arenas en Lower-C no es completo hacia la parte baja de la estructura, siendo más irregular hacia el inyector 2266, En general, hacia la parte más alta de la estructura se presenta buena continuidad áreal de las arenas presentes en las secciones con daño en revestimiento.

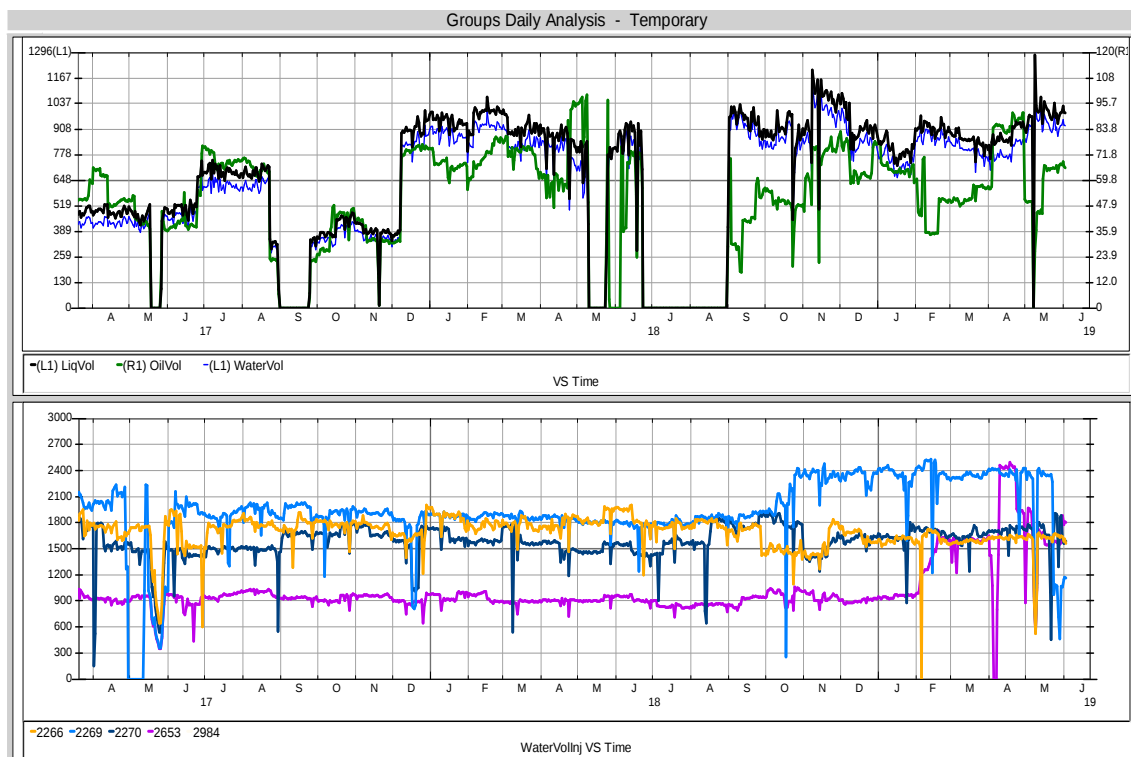


Figura 18. Patrón de inyección 2984

El productor 2568 presenta Workover más aislamiento por daño en revestimiento. Las secciones identificadas coinciden con el pozo 2984.

Entre las unidades comprometidas en las secciones con daño en casing del pozo 2984, C2-C y C3Cb-C se presentan los mayores acumulados de inyección, el inyector 2269, tiene instalado Dummy en mandril 7 por altos VPI (unidades C2-C y C2Dt-C), las tasas de inyección a través de los intervalos de Lower C comprometidos en las secciones de daño en revestimiento en 2984 no son críticas.

El inyector 2266, pozo bajo potencial, mayoría de zonas sin regulación. Alta inyectividad histórica a través de intervalo 3520-37 FT-MD (base C2-C) y 3563-72 FT-MD de C2Dt-C, correlacionados con intervalos de la misma unidad en sección con daño en revestimiento del 2984, ver Figura 19.

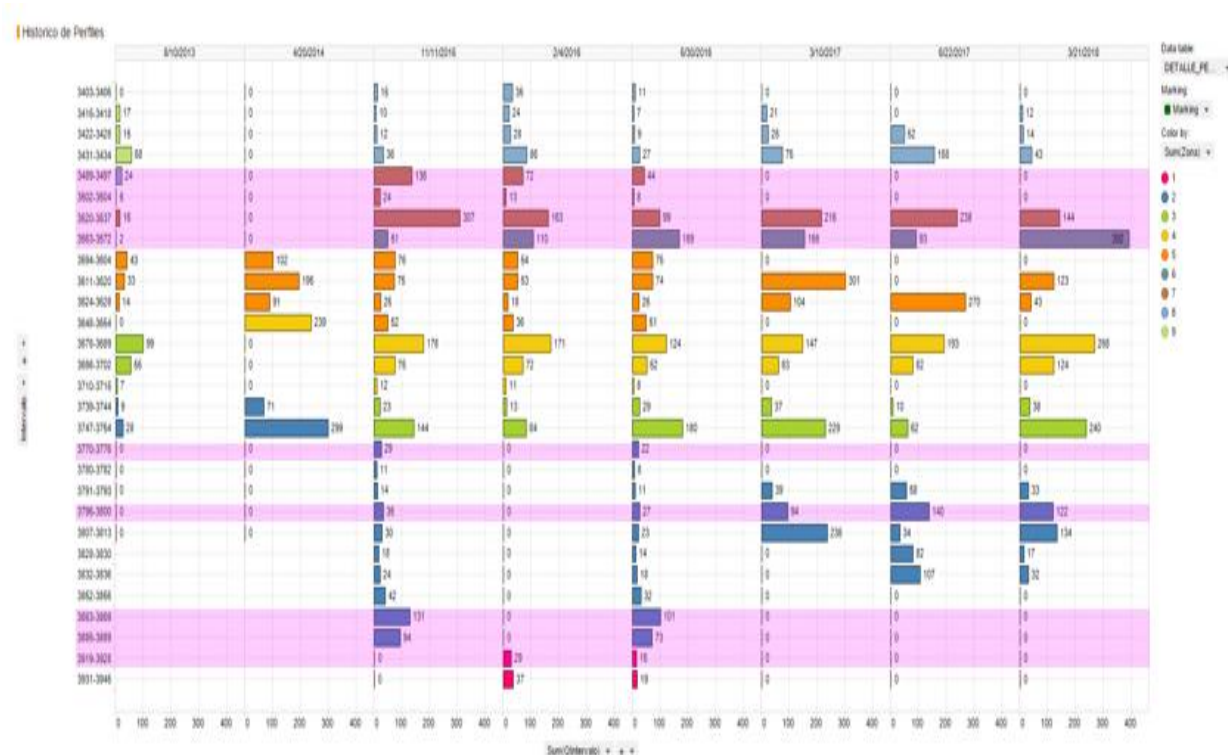


Figura 19. Perfiles de inyección 2266

4.13 Pozo 2298

Cambio de ALS realizado en mayo 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 604 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 1094 BFPD y 93% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 10 meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento y el cañoneo adicional de 35 FT de arena que corresponden a las unidades de C3, C4Cb y C5 con una prognosis de 37 BOPD incrementales, con un incremento en las reservas de 27,885 Bls (reservas totales de 189,267 Bls de aceite).

4.13.1 Análisis técnico económico. Con un Run Life de 10 meses, una producción incremental esperada de 37 BOPD y un fluido esperado (IPR) entre 1425 y 2375 BFPD, se evalúa el caso base, con un NPV de M\$532 y el caso incremental con un NPV de M\$608, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 40:

Tabla 40.

Balance económico inicial CALS 2298

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 532	M\$ 608	M\$ 76
Payback	5,0 Months	6 Months	6 Months
Límite Económico	Jul-26	Jul-23	Jul-23
Gross MBO a Límite Económico	137	138	138

Para este pozo se escogio una bomba electrosomergible con sistema de levantamiento, teniendo en cuenta que el principal componente fallado es la varilla, como lo muestra la Tabla 41.

Tabla 41.

Histórico de fallas 2298

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duracion	Tipo SLA	Tipo Taladro	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
2298	03/04/12	21/02/13	324	BM	RigLess	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	24/02/13	30/07/13	156	BM	Rig	Varillas	Instalación
	12/01/14	21/04/14	99	BM	Rig	Varillas	Manufactura
	26/04/14	22/08/14	118	BM	Rig	Bomba	Fluidos o Yacimiento
	28/08/14	19/05/15	264	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	28/05/15	11/12/15	197	BM	Rig	Varillas	Completamiento
	24/12/15	29/09/16	280	BM	Rig	Varillas	Construcción del Pozo
	04/10/16	09/03/18	521	BM	RigLess		
	10/03/18	16/05/18	67	BM	Rig		No Falla
	25/05/18		166	BES			

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1785 BFPD, con un BSW de 93%, esto representa una incremental de producción de 41 BOPD, el FLAP pasa a 340 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 63,5 HZ, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 42.

Balance económico real CALS 2298

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 532	M\$ 825	M\$ 293
Payback	5,0 Months	6 Months	6 Months
Limite Económico	Jul-26	Jul-27	Jul-27
Gross MBO a Limite Económico	137	211	211

Esta corrida económica asume que se cumple con el Run Life estimado de 17, el Run Time actual (15), habiéndose superado el Run Life (10) del caso base, con estas premisas el balance económico es muy superior al estimado inicialmente, con un NPV resultante de M\$293.

4.13.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros, el incremental de producción se observa al llevar el pozo a máximas condiciones como lo representa la Figura 20.

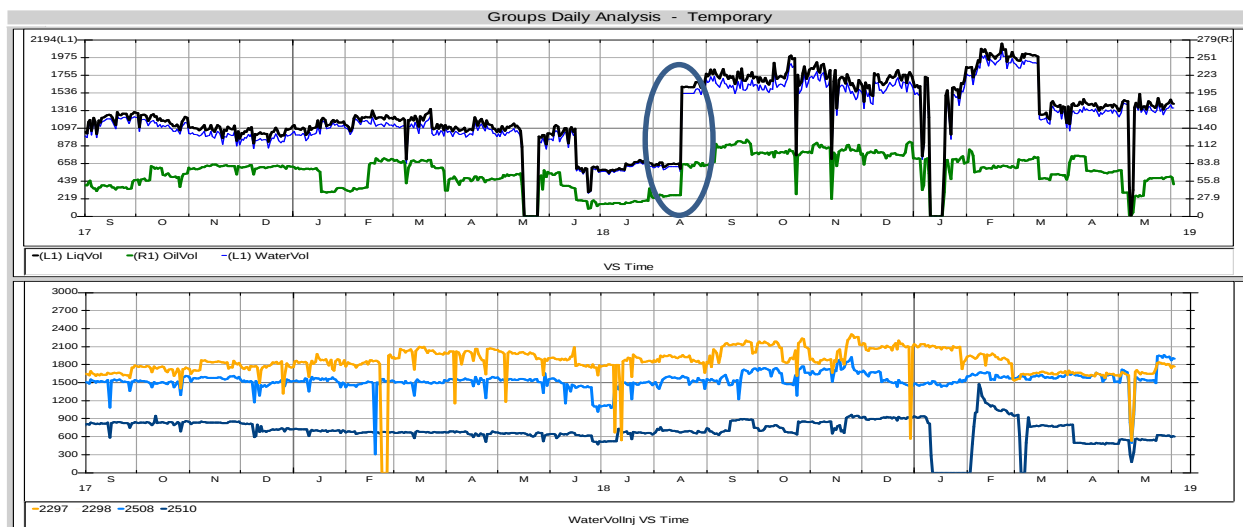


Figura 20. Patrón de inyección 2298

Todos los intervalos propuestos se encuentran abiertos en los inyectoros. Por lo que se garantiza soporte de inyección en los intervalos a cañonear, ver la Figura 21.

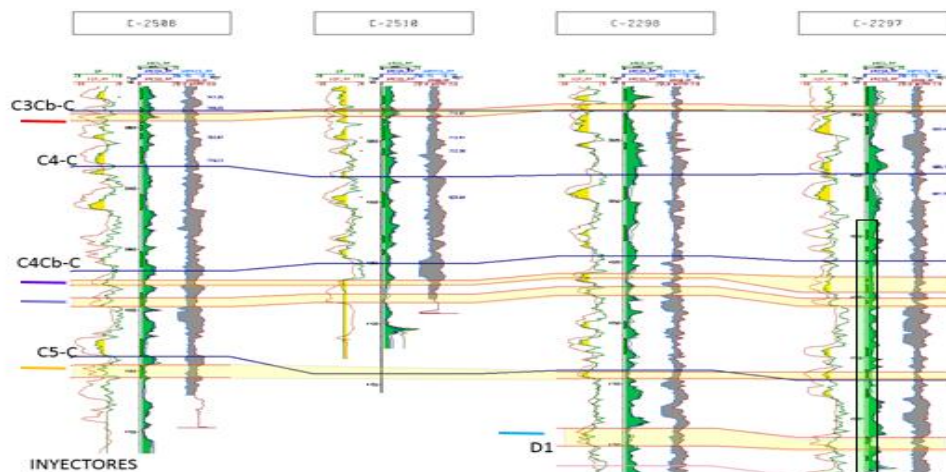


Figura 21. Correlación patrón 2298

El productor 2298, presenta principalmente influencia del pozo inyector 2297, históricamente se ha evidenciado incrementos en el BSW con los incrementos de inyección del pozo, principalmente en las arenas del C2-C.

4.14 Pozo 2697

Cambio de ALS realizado en junio 2018, con el objetivo de disminuir el índice de falla del pozo, el sistema de levantamiento instalado en el pozo era el bombeo mecánico, trabajando a 8 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 343 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 1059 BFPD y 93% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de cinco meses, después de presentar una falla en las varillas, siendo la segunda falla en el año, se decide intervenir el pozo para cambio del sistema de levantamiento (ESP) y profundización de la bomba con una prognosis de 18 BOPD incrementales, manteniendo las reservas actuales de 220,050 Bls de aceite.

4.14.1 Análisis técnico económico. La evaluación económica se realiza con un Run life de cinco meses, una producción incremental esperada de 18 BOPD y un rango de fluidos esperado (IPR) entre 900 y 1250 BFPD, teniendo en cuenta estas premisas se evalúa el caso base, con un NPV de M\$396 y el caso incremental con un NPV de M\$568, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 43:

Tabla 43.

Balance económico inicial CALS 2697

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 396	M\$ 568	M\$ 172
Payback	6,0 Months	8 Months	8 Months
Limite Económico	Jul-27	Jul-30	Jul-30
Gross MBO a Limite Económico	147	179	179

Para este pozo se instalo una bomba electrosumergible, tomando en cuenta que históricamente se presenta alto índice de falla asociado a varillas (ver Tabla 44).

Tabla 44.

Histórico de fallas 2697

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duracion	Tipo SLA	Tipo Taladro	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
2697	11/03/12	02/07/12	113	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	03/07/12	15/07/12	12	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	16/07/12	21/08/12	36	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	22/08/12	12/10/12	51	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	13/10/12	05/02/13	115	BM	RigLess	Varillas	Instalación
	13/02/13	12/05/13	88	BM	RigLess	Varillas	Completamiento
		16/02/13		BM	RigLess		No Falla
	29/05/13	13/10/13	137	BM	Rig	Varillas	Completamiento
		21/09/13		BM	RigLess		No Falla
	24/10/13	13/06/14	232	BM	Rig	Varillas	Diseño o Selección del Sistema
	05/07/14	22/05/15	321	BM	Rig	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	22/06/15	03/11/15	134	BM	Rig	Bomba	Operación
	20/11/15	27/07/16	250	BM	RigLess	Varillas	Desconocido
	30/07/16	12/12/16	135	BM	Rig	Bomba	Operación
	21/12/16	07/10/17	290	BM	RigLess	Varillas	Operación
		20/04/17		BM	RigLess		No Falla
	09/10/17	26/12/17	78	BM	RigLess	Bomba	Operación
	31/12/17	07/01/18	7	BM	Rig		
	13/01/18	26/05/18	133	BM	Rig	Varillas	Limitación de la Tecnología
	15/06/18		145	BES			

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1181 BFPD, con un BSW de 94%, esto representa una pérdida de producción de 8 BOPD, el FLAP pasa a 286 FT y el sistema se encuentra a una velocidad de 61 HZ, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 45.

Balance económico real CALS 2697

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 396	M\$ 556	M\$ 160
Payback	6,0 Months	8 Months	8 Months
Limite Económico	Jul-27	Jul-30	Jul-30
Gross MBO a Limite Económico	147	179	179

Esta corrida económica asume que se cumple con el Run Life estimado de 17, el Run Time actual (14) superando el Run Life (5) del caso base, con estas premisas aun con la perdida de aceite, el balance continua siendo positivo con un NPV resultante de M\$160.

Se realiza una sensibilidad del Run Life y desde los 8 meses el trabajo ya se había pagado y con un balance positivo como lo muestra la Tabla 46.

Tabla 46.

Sensibilidad balance económico 8 meses CALS 2697

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 396	M\$ 401	M\$ 5
Payback	6,0 Months	8 Months	8 Months
Limite Económico	Jul-27	Jul-26	Jul-26
Gross MBO a Limite Económico	147	149	149

4.14.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros como lo representa la Figura 22.

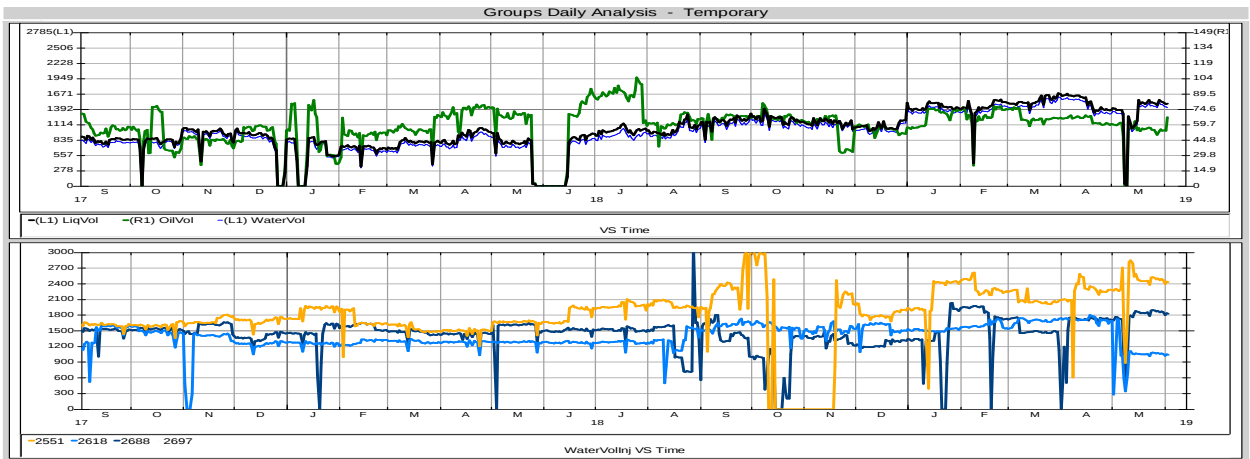


Figura 22. Patrón de inyección 2697

Posterior al cambio de ALS el pozo presenta un incremento de 1% en BSW, lo cual hace que actualmente se pierda producción con respecto a la condición inicial.

Se evidencia incremento de inyectividad en el inyector 2551, tras el seguimiento de perfiles y cambio de VRF’s se declara falla mecánica en el mandril 5, que contienen las arenas del C2Dt-C, lo cual podría estar ocasionando el incremento de BSW en el productor., ver Tabla 47.

Tabla 47.

Perfiles de inyección 2551

Mandril	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	16-ene-15	24-mar-17	3-ago-18	18-sep-18	WELL SERVICES 2018		14-dic-18	Q REC	20-may-19
6	3.538	3544	6	C1-C	257	500	45	0	0	9	250	56	400	19
	3.565	3580	15	C1-C	1032			387	483	8	400	356	400	110
	3.592	3610	18	C1Ab-C	1336			0	0	0	0	0	400	0
	3.616	3621	5	C1Ab-C	178			0	0	0	0	341	400	542
	3.627	3640	13	C2-C	1368			0	0	0	0	0	400	0
5	3.679	3685	6	C2Dt-C	910	400	370	151	1286	7	350	0	350	433
	3.687	3707	20	C2Dt-C	2248		0	0	87	6	200	216	200	238
	3.728	3736	8	Gtb-C	1185		0	0	0	5	200	165	200	134
4	3.756	3763	7	Gtb-C	140	350	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.781	3796	15	C3-C	1622		316	600	0	0	0	0	0	0
	3.804	3814	10	C3-C	1092		0	0	0	0	0	0	0	0
	3.848	3854	6	C3Cb-C	1332		152	0	22	4	450	0	450	0
3	3.857	3869	12	C3Cb-C	1157	350	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.876	3882	6	C3Cb-C	1363		49	0	0	0	0	0	0	0
	3.890	3895	5	C3Cb-C	931		0	0	0	0	0	427	0	0
2	3.912	3923	11	C4-C	1180	300	0	0	0	0	0	46	350	122
	3.927	3938	11	C4-C	1183		206	90	0	3	350	36	350	0
	3.943	3960	17	C4-C	1408		0	0	0	0	0	0	0	0
	3.973	3978	5	C4-C	1826		0	0	0	0	0	0	0	0
1	3.986	3994	8	C4-C	1444	400	0	0	0	2	200	0	200	0
	4.012	4016	4	C4Cb-C	2852		27	0	0	0	0	0	0	0
	4.032	4037	5	C4Cb-C	2377		0	0	0	0	0	0	0	0
	4.039	4049	10	C4Cb-C	959		0	0	0	0	0	0	0	0
	4.052	4061	9	C4Cb-C	1182		427	638	435	1	250	156	300	426
	4.064	4067	3	C4Cb-C	338		0	0	0	0	0	0	0	0

Los otros inyectores del patrón presentan un comportamiento estable.

4.15 Pozo 2058

Cambio de ALS realizado en junio 2018, con el objetivo de optimizar la producción del pozo, el pozo contaba con un sistema de levantamiento mecánico trabajando a 8 SPM a recorrido máximo y un nivel de fluido (FLAP) de 690 FT, con esta condición la producción del pozo estaba en 1200 BFPD y 93% de BSW, se interviene el pozo con un Run Life de 16 meses al evidenciarse una oportunidad de incrementar su producción con el cambio del sistema de levantamiento y el cañoneo adicional de 42 FT de las arenas C4-C, C4Cb-C y C5-C con una prognosis de 33 BOPD incrementales, pasando las reservas de 370,040 Bls a 405,401 Bls de aceite.

4.15.1 Análisis técnico económico. La evaluación económica se realiza con un Run Life de 16 meses, una producción incremental de 33 BOPD y rango de fluido de esperado (IPR) entre 1284 y 2140 BFPD, teniendo en cuenta estas premisas se evalúa el caso base, con un NPV de M\$583 y el caso incremental con un NPV de M\$734, lo cual muestra un escenario favorable, como se refleja en la Tabla 48:

Tabla 48.

Balance económico inicial CALS 2058

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 583	M\$ 734	M\$ 152
Payback	7,0 Months	7 Months	7 Months
Limite Económico	Jul-26	Jul-26	Jul-26
Gross MBO a Limite Económico	119	159	159

Se instala una bomba electrosomergible teniendo en cuenta que el principal componente fallado es la varilla como lo muestra la Tabla 49

Tabla 49.

Histórico de fallas 2058

Pozo	Fecha Arranque	Fecha Parada	Duración	Tipo SLA	Tipo Taladro	Primer Componente Fallado	Causa General de la Falla
2058	08/12/13	01/07/14	205	BM	RigLess	Varillas	Diseño o Selección del Sistema
	04/07/14	24/01/15	204	BM	RigLess	Varillas	Instalación
	25/01/15	25/02/15	31	BM	RigLess	Tubería	Completamiento
	03/03/15	04/07/16	489	BM	Rig	Varillas	Construcción del Pozo
	09/07/16	24/01/17	199	BM	RigLess	Varillas	Fluidos o Yacimiento
	25/01/17	02/02/17	8	BM	Rig	Varillas	Instalación
	08/02/17	17/06/18	494	BM	Rig		No Falla
	24/06/18		136	BES			

Posterior al cambio de sistema de levantamiento se logra una producción de 1900 BFPD, con un BSW de 92%, esto representa un aumento en producción de 70 BOPD, debido al bajo nivel de fluido (27 FT) fue necesario disminuir la velocidad del sistema, disminuyendo al mismo tiempo la producción de fluidos a 1630 BFPD y una producción incremental de 49 BOPD, teniendo en cuenta esta información se realiza una nueva corrida económica la cual arroja los siguientes resultados:

Tabla 50.

Balance económico inicial CALS 2058

Indicadores Económicos	BASE CASE	INC. CASE	PROJECT
NPV@15%	M\$ 583	M\$ 802	M\$ 221
Payback	7,0 Months	8 Months	8 Months
Límite Económico	Jul-26	Jul-25	Jul-25
Gross MBO a Límite Económico	119	170	170

Esta corrida económica asume que se cumple con el Run Life estimado de 17, el Run Time actual (14) aun no alcanza el Run Life (16) del caso base, con estas premisas el balance económico es positivo con un NPV resultante de M\$221

4.15.1.1 Patrón de inyección. La producción de este pozo es asociada a tres pozos inyectoros como lo representa la Figura 23.

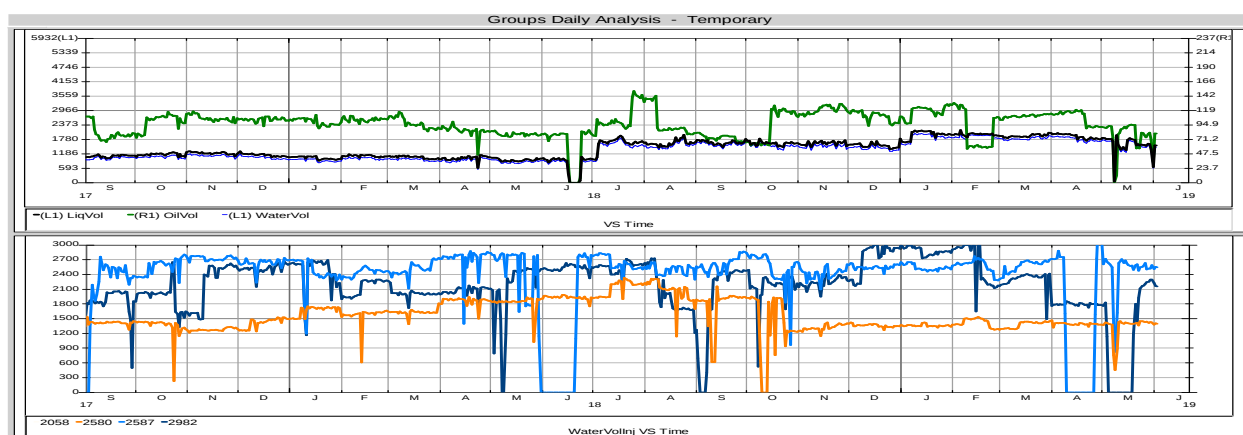


Figura 23. Patrón de inyección 2058

El inyector 2587, presenta un buen comportamiento en la inyección, sin embargo el 27% de arenas no inyectaban, por esta razón en abril del 2019 se realiza un well services con rediseño de sarta pasando de 6 a 10 mandriles, con este nuevo diseño se logra contactar algunas arenas que nunca habían tomado de las unidades C1-C, C1Ab-C y C3Cb-C, ver Tabla 51.

Tabla 51.

Perfiles de inyección 2587

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	COBB	11-oct-17	15-may-18	29-may-18	5-sep-18	10-ene-19	MANDRIL	WS 26 ABRIL 2019	24-may-19	29-jun-19
6	1	3.179	3.225	46	C1-C	450	462	211	322	241	136	10	300	0	0
	2	3.237	3.242	5	C1-C		0	0	0	0	0				
	3	3.272	3.277	5	C1Ab-C		0	0	0	0	0				
5	4	3.306	3.313	7	C2-C	250	256	979	361	352	236	9	160	0	0
	5	3.317	3.338	21	C2-C		0	0	0	0	0				
	6	3.345	3.355	10	C2Dt-C		0	0	0	0	0				
4	7	3.367	3.392	25	C2Dt-C	250	282	142	288	317	398	7	300	112	480
	8	3.395	3.417	22	Gtb-C		0	0	0	0	0				
	9	3.434	3.441	7	C3-C		0	0	0	0	0				
	10	3.455	3.470	15	C3-C	650	395	479	485	395	427	6	240	495	227
	11	3.473	3.487	14	C3-C		0	0	72	49	57				
	12	3.497	3.501	4	C3-C		39	0	91	92	60				
	13	3.505	3.509	4	C3-C	350	162	0	110	113	127	5	280	239	25
	14	3.519	3.534	15	C3Cb-C		0	0	0	0	0				
	15	3.544	3.549	5	C3Cb-C		0	0	0	0	0				
	16	3.559	3.564	5	C3Cb-C	350	0	0	0	0	0	4	440	91	149
	17	3.570	3.579	9	C4-C		515	455	320	495	596				
	18	3.586	3.590	4	C4-C		0	0	0	0	0				
	19	3.597	3.624	27	C4-C	550	0	0	0	0	0	3	220	0	0
	20	3.641	3.644	3	C4-C		395	205	427	333	313				
	21	3.647	3.653	6	C4-C		71	18	20	43	0				
1	22	3.686	3.699	13	C4Cb-C	550	0	0	40	31	0	1	310	58	45
	23	3.723	3.730	7	C4Cb-C		0	0	0	0	0				
	24	3.741	3.746	5	C4Cb-C		0	0	0	0	0				
	25	3.759	3.761	2	C5-C		0	0	0	0	0				

El inyector 2982, este pozo presenta buena inyektividad con inyección preferencial por algunas arenas de la unidades del C2Dt-C, C3-C y C4-C, en abril del 2019 se realiza well services con rediseño de sarta pasando de 6 mandriles a 10, para mejorar la eficiencia vertical de la inyección, controlar aquellas zonas con sobrecaudal recurrente y favorecer aquellas zonas de baja inyektividad, ver Tabla 52.

Tabla 52.

Perfiles de inyección 2982

	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	15-dic-16	8-mar-17	30-oct-17	16-ene-18	16-jul-18	18-ene-19	22-abr-19	Mandril	WS Abril-2019	4-jun-19
6	3.249	3.268	19	C1-C	250	228	164	300	0	0	103	10	350	0
	3.283	3.305	22	C1-C		217	0		202	332	267			
5	3.358	3.369	11	C2-C	280	0	169	300	0	202	236	9	260	0
	3.375	3.391	16	C2-C		202	344		307	222	0			
	3.396	3.407	11	C2-C		0	0		0	0	0			
4	3.422	3.432	10	C2Dt-C	345	0	0	450	0	0	0	8	250	0
	3.441	3.454	13	C2Dt-C		361	0		508	246	344			
	3.464	3.476	12	Gtb-C		201	364		310	0	129			
3	3.480	3.489	9	Gtb-C	230	0	0	300	0	0	0	6	100	96
	3.507	3.518	11	C3-C		281	372		376	354	116			
	3.540	3.567	27	C3-C		207	0		344	324	135			
2	3.612	3.630	18	C3Cb-C	470	52	109	450	43	0	183	4	200	239
	3.641	3.643	2	C3Cb-C		0	43		0	0	0			
	3.651	3.660	9	C4-C		18	205		87	140	242			
1	3.666	3.676	10	C4-C	305	143	0	500	0	0	0	3	210	382
	3.695	3.703	8	C4-C		39	883		49	752	709			
	3.722	3.731	9	C4-C		49	178		20	48	0			
	3.751	3.760	9	C4Cb-C		0	0					1	360	0
	3.770	3.786	16	C4Cb-C		0	0							

4.16 Análisis general

De los 15 cambios de sistema de levantamiento realizados, 14 fueron al sistema electrosumergible y uno paso de electrosumergible a bombeo mecánico debido a las continuas fallas por bajo soporte y arenamiento, de estos 15 cambios de sistema de levantamiento realizados 12 se hicieron para optimizar la producción del pozo y tres de estos buscaban reducir el índice de falla en pozos críticos.

Se realizaron 12 cambios de sistema de levantamiento con el objetivo de optimizar la producción en cada uno de ellos, estos 12 pozos estaban conformados por ocho bombeos mecánicos y cuatro sistemas de bombeo por cavidades progresivas, en estos pozos se instaló bombeo electrosumergible, después de revisar las condiciones iniciales de estos pozos, todos tenían un nivel considerable por encima de la bomba, superior a los niveles de referencia establecidos y 11 de estos se encontraban en el límite de velocidad o incluso por encima de este, como se puede observar en la tabla 53, incluso es importante resaltar que en su mayoría los pozos de bombeo mecánico se encontraban por debajo del Run Life promedio del sistema, lo que da un plus adicional al de optimizar la producción y es el de lograr mayor Run Life en los pozos con el nuevo sistema de levantamiento.

Se realizó tres cambios de sistema de levantamiento en pozos críticos, siendo estos el 2850 (ESP), 2697 (BM) y 2670 (PCP), el primero a bombeo mecánico y los otros dos a bombeo electrosumergible, como se observa en la tabla 53, estos pozos tienen un Run Life igual o inferior a seis meses, es decir por lo menos dos fallas al año, condición para considerar un pozo crítico

Tabla 53.

Información preliminar pozos CALS

OBJETIVO	POZO	ALS		NIVEL REFERENCIA	VELOCIDAD (SPM/RPM/HZ) REFERENCIA	RUN LIFE (MESES)	NPV (+)
		INICIAL	FINAL				
OPTIMIZAR	2600					7	129
	3624					8	192
	3372					8	102
	2291	BM	ESP	200	8	8	116
	2224					6,5	28
	3791					8	69
	2298					8	76
	2058					8	152
	2984	PCP	ESP	200	260	12	61
	3452					290	168
	3415					290	329
	3430					295	142
FALLA	2850	ESP	BM	400	60	4	484
	2697	BM	ESP	200	8	5	172
	2670	PCP	ESP	200	260	6	341

Después de realizar pozo a pozo la revisión del balance económico de los cambios de sistema de levantamiento, se observa que de un NPV esperado de M\$2560, solo se logra alcanzar un NPV de M\$7, como se observa en la tabla 54, habiendo estado por debajo del balance económico esperado en 11 de los 15 pozos e incluso nueve de estos presentan un balance económico negativo (NPV - M\$1348), de los cuatro pozos que presentan un balance económico igual o mejor al esperado, se resalta el 3430 el cual superan las expectativas en un 263%.

Tabla 54.

Balance económico CALS 2018

OBJETIVO	POZO	NPV PROYECTADO	NPV REAL
OPTIMIZAR	3452	168	168
	2600	129	-84
	3624	192	-11
	3372	102	-193
	3415	329	-252
	2291	116	-167
	2224	28	-235
	3430	142	374
	3791	69	69
	2984	61	-128
	2298	76	-11
	2058	152	221
FALLA	2850	484	364
	2670	341	-267
	2697	172	160
TOTAL		2560	7

5. Conclusiones

Para la campaña del 2017 el balance de fluidos con respecto al IPR se encuentra muy ajustado, con un cumplimiento del 105% y del 74% en la promesa del incremental de aceite.

Los principales criterios de selección de pozos candidatos a cambios de sistema de levantamiento por optimización son: Nivel sobre la bomba, el cual debe estar por encima de los niveles de referencia anteriormente mencionados, BSW inferior a 95% ya que se ha evidenciado que CALS en pozos con BSW superiores presentan resultados negativos en producción principalmente por el incremento en la producción de agua, capacidad propuesta (IPR), la cual debe ser superior a la actual capacidad instalada en el pozo y la evaluación económica (NPV) positiva, siendo este último el factor mas determinante.

Los principales criterios de selección de pozos candidatos a cambio de sistema de levantamiento por reincidencia en fallas son: Run Life promedio del pozo (<6 meses) o número de fallas por año, las cuales deben ser 2 o más, estas fallas deben ser principalmente por la misma causa, Run Life del sistema de levantamiento instalado, el cual debe ser mayor que el Run Life del pozo y que el balance entre las evaluaciones económicas que consideran el CALS o continuar con el sistema actual, sea favorable hacia el cambio de ALS, siendo este último factor el que realmente determina si se realiza o no, el cambio de sistema de levantamiento.

Los pozos con cambios de sistema de levantamiento por optimización realizados durante el primer semestre del 2018 cumplen con los criterios técnicos establecidos para ser candidatos, como son: nivel sobre la bomba, balance optimo del patrón de inyección y trabajando a condiciones máximas de extracción.

Los pozos con cambios de sistema de levantamiento por reiteración de fallas realizados durante el primer semestre del 2018 cumplen con los criterios técnicos establecidos para ser candidatos, como son: balance optimo del patrón de inyección y ser pozos críticos (dos o más fallas en el año).

Para el primer semestre del 2018 el cumplimiento en las promesas de fluido y de aceite incremental alcanzó el 50% y el 2% respectivamente, cifras muy inferiores con respecto a la campaña del 2017.

Al realizar el balance económico de los 15 pozos de la campaña de cambios de sistema de levantamiento se encuentra que de un NPV esperado de M\$2,560 se obtuvo un balance económico muy bajo (M\$7), debido a las pérdidas de producción obtenidas en gran parte de los pozos, dejando un balance económico negativo en 9 de los 15 pozos intervenidos.

En seis de los pozos (2600-3372-3415-2291-2224-2697) no se alcanza el incremental esperado (216 BAPD), debido al desbalance de inyección en el patrón, por cambios en la distribución vertical, fallas mecánicas y posteriores aislamientos por fallas en el casing, incluso en estos pozos el balance de producción es de -11 BAPD.

En tres de los pozos (3624-2850-2984), se encontró una restricción mecánica en el casing obligando a la reparación del mismo y aislamiento de arenas, posterior a esto fue necesario cambiar las condiciones de diseño, IPR y profundidad de la bomba, ocasionando pérdidas en producción (91 BAPD) y lo mas importante pérdidas en las reservas de petróleo.

En el 2670 se pierde la data de fondo por bajo aislamiento, si se incrementa la velocidad se apaga el variador, se debe considerar intervenir nuevamente al pozo y de esta manera recuperar el potencial de producción

6. Recomendaciones

Para futuras campañas de cambios de sistema de levantamiento se debe garantizar el balance de producción-inyección, no solo durante la selección de los candidatos, sino que debe ser sostenido en el tiempo para garantizar el éxito de estos trabajos

Tomar registro de integridad en pozos con fallas recurrentes por arena y/o pozos viejos, para de esta manera disminuir el riesgo de perdida de pozos o trabajos debido a la integridad del casing

Dar prioridad a las acciones planteadas para recuperar el balance de inyección en cada uno de los patrones.

Definir un NPV mínimo para escoger los candidatos a cambios de sistema de levantamiento artificial.

Realizar una nueva intervención en el pozo 2670

Referencias Bibliograficas

BAKER HUGHES, 2014, GRUPO DE MONITOREO, CONCEPTOS BÁSICOS SISTEMA ESP.

Brown, K. E. (1982). Overview of artificial lift systems. *Journal of Petroleum Technology*, 34(10), 2-384.

Brown, K. E. (1984). The technology of artificial lift methods, Volume 4.

CENTRILIFT, 2009, SUBMERSIBLE PUMP HANDBOOK, NINTH EDITION.

CHARRY RIVERA, C. P., Reina Gonzalez, J. F., & Galindo Sanchez, J. d. (2012). NUEVAS PRACTICAS PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE APLICACION DE ARBOLES DE DECISION [recurso electronico] / Carolina del Pilar Charry Rivera, John Fredy Reina Gonzalez; director Jose Miguel Galindo Sanchez. Bucaramanga: UIS, 2012.

Fleshman, R., & Lekic, H. O. (1999). Artificial lift for high-volume production. *Oilfield review*, 11(1), 49-63.

LUFKIN WELL MANAGER™, 2011, PROGRESSING CAVITY PUMP USER MANUAL.

NETZSCH, EDICIÓN ESPECIAL – JULIO 2004, MANUAL DE SISTEMAS PCP.

NEXT, PROGRESSIVE CAVITY PUMPS, 2011

OROZCO CUJIA, M. C., Sachica Avila, J. d., & Canas Rojas, H. d. (2013). ANALISIS DEL BENEFICIO REAL DE LA CONVERSION DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECANICO A BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO DE COLOMBIA [recurso electronico] / Maria Claudia Orozco Cujia ; directores Jorge Andres Sach. Bucaramanga : UIS, 2013.

PDVSA CIED, 2002, Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.

PEÑA MARTÍNEZ, J. F. (2016). EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CORRALES BLOQUE BUENAVISTA (BACHELOR'S THESIS).

RODRIGUEZ REYNA, D. A., & Ortiz Cancino, O. d. (2014). EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A 5 POZOS DE ALTO POTENCIAL PRODUCTIVO DE CAMPO VELASQUEZ [recurso electronico] / Diego Armando Rodriguez Reyna ; directora Olga Patricia Ortiz Cancino. Bucaramanga: UIS, 2014.

SEREVICHE, PEÑA, KEVIN ANDRÉS, AND JOSÉ FERNANDO SERNA VELÁSQUEZ. DISEÑO DE UN MÓDULO DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL MANUAL GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE ECOPETROL SA. BS THESIS. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, 2017

THETA ENTERPRISES 2005, BOMBEO MECÁNICO OPTIMIZACIÓN.

TUNDRA COMPANY, SURE STROKE INTELLIGENT LIFTTM SYSTEMS.