

**ESTRATEGIA PARA OPTIMIZAR EL COMPLETAMIENTO DE POZOS DE
DESARROLLO EN EL CAMPO DE LLANITO, MEDIANTE EL USO DE
UNIDADES TIPO RIGLESS**

JOSE ALFREDO CRISTANCHO DIAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, ÉNFASIS EN PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2022**

**ESTRATEGIA PARA OPTIMIZAR EL COMPLETAMIENTO DE POZOS DE
DESARROLLO EN EL CAMPO DE LLANITO, MEDIANTE EL USO DE
UNIDADES TIPO RIGLESS**

JOSE ALFREDO CRISTANCHO DIAZ

**Trabajo de Aplicación Realizado para Optar al Título de Magíster en
Ingeniería de Petróleos, Énfasis en Producción de Hidrocarburos**

Director

LUIS JOSÉ ABAÚNZA SEPÚLVEDA

M.Sc. en Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, ÉNFASIS EN PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2022

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente a mi familia:

A Jakeline mi gran compañera de vida, mi esposa y amiga que su apoyo incondicional, que su paciencia y comprensión facilitó este andar.

A mis hijos José Tomas y José Matías, ellos son ese impulso que fomenta el deseo de ser cada vez mejor, ellos mi gran motivación.

A mis padres, ellos me enseñaron que, en la vida, lo bueno cuesta y se gana con el sudor de la frente.

AGRADECIMIENTOS

Durante la realización de este trabajo de grado, siempre tuve amigos y colegas aportando ideas y refutando conceptos, argumentos que permitieron construir ideas fuertes y claras. A todos ellos, mis compañeros del grupo de completamiento en la VRC mil gracias.

Al ingeniero Abaunza por su dirección, mil gracias sus aportes siempre acertados y directos.

A todos aquellos con quien entablé una conversación y entre café y café les expuse mi tema, mil gracias por escucharme y retroalimentarme con sus opiniones.

A todos los involucrado en este trabajo, mi gratitud.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS	15
1.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
2. ESTRATEGIA ACTUAL DE COMPLETAMIENTO CAMPO LLANITO	16
2.1 GENERALIDADES CAMPO LLANITO	16
2.2.1 WBCO CON TUBERÍA	25
2.2.2 TOMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS	27
2.2.3 CAÑONEO CON CABLE	27
2.2.4 CORRIDA DE COMPLETAMIENTO	28
2.2.4.1 POZO PRODUCTOR	28
2.2.4.2 POZO INYECTOR.	29
2.3 REQUERIMIENTOS DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE COMPLETAMIENTO	30
3. EFICIENCIA OPERATIVA DE COMPLETAMIENTO DE POZOS EN EL CAMPO LLANITO	32
3.1 TIEMPOS DE INGRESO DEL EQUIPO DE <i>WORKOVER</i>	32
3.2 RETRASOS EN OBRAS	36
3.3 FALLAS DE EQUIPOS	37
3.4 EVENTOS REM	38
3.5 EVENTOS CLIMÁTICOS	40
3.6 OTROS EVENTOS	42
3.7 RESUMEN DE EVENTOS NPT	43
3.8 COSTOS DE LOS EVENTOS NPT	44
4. GENERALIDADES DE LAS UNIDADES <i>RIGLESS</i>	52
4.1 DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES <i>RIGLESS</i>	52
4.2 UNIDADES <i>RIGLESS</i> CON CABLE (<i>WIRELINE</i>)	53

4.2.1. SISTEMA DE CONTROL DE PRESIÓN (SCP).....	56
4.2.2 “BLOW OUT PREVENTOR” (BOP).	56
4.2.3 CARRETE.....	56
4.2.4 APAREJO DE POLEAS.....	57
4.2.5 INDICADOR DE PESO.....	58
4.2.6 “STUFFING BOX”.....	58
4.2.7 CABEZAL DE CONTROL DE GRASA PARA LÍNEA ELÉCTRICA Y TRENZADA.....	58
4.3 UNIDADES DE BOMBEO EN OPERACIONES <i>RIGLESS</i>	60
4.4 UNIDAD DE COILED TUBING (CT)	61
4.4.1 CUELLO DE GANZO	63
4.4.2 CABEZA INYECTORA.....	63
4.4.3 PRENSA ESTOPAS O “ <i>STRIPPER</i> ”	63
4.4.4 “BLOW OUT PREVENTOR” (BOP).	65
4.4.5 CARRETE.....	66
5. PROPUESTA DE LA ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN TECNICO- ECONÓMICA PARA EL COMPLETAMIENTO DE POZOS EN EL CAMPO LLANITO CON UNIDADES <i>RIGLESS</i>	69
5.1 SELECCIÓN DE LA UNIDAD <i>RIGLESS</i>	69
5.2 RESUMEN DE LA ESTRATEGIA Y LAS ACTIVIDADES	70
5.2.1 EVALUACIÓN DE AVANCES.....	70
5.2.2 INTERVENCIÓN INICIAL.	71
5.2.3 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL CEMENTO.	72
5.2.4 APLICACIÓN DEL CAÑONEO	72
5.2.5 CORRIDA DE LA SARTA FINAL	72
5.3 DESEMPEÑOS PREVIOS OBTENIDOS.....	75
6. EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN PROPUESTA.....	76
6.1 REPORTE Y ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS OBTENIDOS.....	77
6.2 REPORTE Y ANÁLISIS DE LOS COSTOS INCURRIDOS	82
6.3 REDUCCIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO	84

6.4 REDUCCIÓN DE NPT POR TORMENTAS	84
6.5 REDUCCIÓN EN EL PERSONAL REQUERIDO	85
7. CONCLUSIONES	87
8. RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFIA	89
ANEXOS	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del activo Llanito.....	16
Figura 2. Columna estratigráfica del campo Llanito	18
Figura 3. Estado mecánico de pozos en campo Llanito.....	22
Figura 4. Localización A del Campo Llanito.....	33
Figura 5. Secuencia de perforación de pozos en la Localización A.	34
Figura 6. <i>Secuencia de Completamiento de pozos de la Localización A</i>	34
Figura 7. Desempeño actual estrategia en los pozos de la localización A.....	36
Figura 8. NPT asociadas a las fallas de los equipos de la unidad de “ <i>Workover</i> ”..	38
Figura 9. NPT asociadas a eventos REM.	40
Figura 10. Equipo de detección de tormentas eléctricas, TSW.	41
Figura 11. Código de colores del semáforo del equipo TSW.	41
Figura 12. Porcentaje de contribución a las horas NPT durante la campaña del 2020.	44
Figura 13. Tiempos por etapa planeados vs reales Sistema BES.	46
Figura 14. Costos por etapa planeados vs reales Sistema BES.....	47
Figura 15. Tiempos por etapa planeados vs reales pozo UBM	47
Figura 16. Costos por etapa planeados vs reales pozo UBM	48
Figura 17. Tiempos por etapa planeados vs Reales pozo Inyector	48
Figura 18. Costos por etapa planeados vs reales pozo Inyector	49
Figura 19. Tiempos del Completamiento de pozos durante el 2020 en campo Llanito	51
Figura 20. Simops entre Rig y CT.....	53
Figura 21. Cables utilizados en unidades “ <i>Rigless Wireline</i> ”.	54
Figura 22. Armado de equipo “ <i>Slick line</i> ” (SL).	55
Figura 23. Armado de equipos “ <i>Braided line</i> ” (BL) y “ <i>Electric line</i> ” (EL).....	55
Figura 24. Carrete de cable eléctrico utilizado en las unidades “ <i>Rigless Wireline</i> ”.	57

Figura 25. Tipos de poleas usada en trabajos de cable en unidades “ <i>Rigless Wireline</i> ”.....	57
Figura 26. Indicador de peso en trabajos de cable en unidades “ <i>Rigless Wireline</i> ”.....	58
Figura 27. “ <i>Stuffing box</i> ” usada en unidades “ <i>Rigless Wireline</i> ”.....	59
Figura 28. Cabezal de control de grasa usado en unidades “ <i>Rigless Wireline</i> ”.....	59
Figura 29. Unidades de bombeo en operaciones “ <i>Rigless</i> ”.....	61
Figura 30. Unidades “ <i>Rigless</i> ” con “ <i>Coiled Tubing</i> ” convencional.....	62
Figura 31. “ <i>Stack</i> ” del CT convencional.....	63
Figura 32. Cabeza inyectora del CT.....	64
Figura 33. Stripper tipo Ventana, fabricante Texas Oil tools / “ <i>Stripper rubbers</i> ”...	65
Figura 34. Imagen de un “ <i>Blow out preventor</i> ” (BOP).....	66
Figura 35. Imagen ilustrativa del carrete.....	67
Figura 36. Fotografía de una consola de control.....	68
Figura 37. Ilustración actividades 2 a 5 de las propuestas de completamiento “ <i>Rigless</i> ”.....	74
Figura 38. Localización B de evaluación de la estrategia de optimización	76
Figura 39. Espacio requerido (recuadro verde) para el ingreso del equipo “ <i>Rigless</i> ” en la Localización B.....	77
Figura 40. Duración en días durante el desarrollo de la estrategia “ <i>Rigless</i> ”.....	80
Figura 41. Ciclo de vida entre la estrategia anterior y la propuesta.....	81
Figura 42. Costos comparativos entre “ <i>Rigless</i> ” y WO	83
Figura 43. Distribución de personal en la estrategia actual y la estrategia planteada en el presente documento.....	86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros enmarcados en la ampliación del número de pozos en el activo Llanito, según el proyecto “Desarrollo Llanito Módulo II”.	20
Tabla 2. Ensamblaje de herramientas de fondo (BHA) de WBCO.....	25
Tabla 3. Tiempos operativos y de espera en los pozos de la localización A.	35
Tabla 4. Número de horas de cada falla de equipos y su porcentaje al NPT.	38
Tabla 5. Número de horas NPT de los eventos REM.	39
Tabla 6. Número de horas NPT de los diferentes eventos durante la campaña del 2020.	43
Tabla 7. Costos en USD de los procesos por cada pozo de la Localización A.	49
Tabla 8. Relación de días para cada actividad de completamiento.	78
Tabla 9. Comparación personal requerido por pozo entre la estrategia actual y la estrategia planteada en el presente documento.	86

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. HOJA DE RUTA PROPUESTA DE COMPLETAMIENTO <i>RIGLESS</i> ...	91
ANEXO B. EVIDENCIAS EJECUCIÓN PROPUESTA DE COMPLETAMIENTO <i>RIGLESS</i>	92

RESUMEN

Título: Estrategia para optimizar el completamiento de pozos de desarrollo en el campo de Llanito, mediante el uso de unidades tipo “*Rigless*”^{**}

Autor: Jose Alfredo Cristancho Díaz^{**}

Palabras Clave: Completamiento de pozos, optimización, “*Workover*”, campo Llanito, “*Rigless*”.

Descripción:

El tamaño de las unidades “*Workover*” (*WO*) en el completamiento de pozos afecta la operación en localizaciones con múltiples pozos. La secuencia de movimiento del taladro de perforación en estas localizaciones influye en una reducción significativa del espacio; posterior a la etapa de perforación y desmovilización del taladro, usualmente se reportan hasta 4 pozos en espera por completamiento con estas unidades de *WO*. Con esto, la aplicación de la unidad *WO* en el completamiento de pozos del campo Llanito ha planteado nuevos retos, debido a los retrasos en el cumplimiento de metas por periodo, derivados del reducido espacio disponible en las localizaciones, la exigencia en el tiempo de terminación y los costos de alquiler y de personal.

En el documento se plantea y evalúa una estrategia para optimizar el completamiento de pozos mediante el uso equipos “*Rigless*”. La estrategia propuesta considera que, durante las fases iniciales del completamiento, el equipo de *WO* puede ser reemplazado con equipos “*Rigless*”. Estos equipos, por su menor tamaño y características técnicas, requieren de menor espacio de operación y presentan menor complejidad logística. El desarrollo de la estrategia propuesta con unidades “*Rigless*” es presentada, primero, con una descripción de la estrategia actual de completamiento con unidades *WO* y de sus requerimientos y resultados históricos de aplicación. Posteriormente, la estrategia “*Rigless*” es aplicada y evaluada en los pozos de una localización del campo Llanito.

Según los resultados, la aplicación de la estrategia propuesta condujo a una reducción en los tiempos de puesta en producción, en comparación con la estrategia convencional. Los históricos de puesta en producción con la estrategia actual reportaron valores entre 100 y 113 días, mientras que con la aplicación de la estrategia “*Rigless*”, los tiempos de producción reportaron valores entre 25 y 85 días.

^{*} Trabajo de Maestría

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos, Énfasis en Producción de Hidrocarburos. Director: Luis José Abaúnza Sepulveda, M.Sc

ABSTRACT

Title: Strategy for Optimizing Completion of Developed Wells in Llanito Field, by the Use of Rigless Units*

Autor: Jose Alfredo Cristancho Diaz**

Key words: Well Completion, optimization, workover, Llanito field, Rigless units.

Description:

Size of workover units (WO) in well completion affects operation performances in locations with multiple wells. Sequence of movement of the drilling rig in these locations reduces available space for application of other procedures. After drilling and demobilization of drill, up to 4 wells are usually left for completion with WO units. With this, the application of the WO units for the completion of wells in Llanito field has faced new challenges, due to delays in operations and the corresponding increase in costs, derived from the reduced available space in the locations.

Herein a strategy for optimizing the completion of wells by the use of Rigless equipment is proposed and evaluated in a location of the Llanito field. The proposed strategy is based in the fact that during the initial phases of completion, the WO equipment can be replaced by the Rigless equipment. Rigless equipment, due to their smaller size and technical characteristics, require less operating space and have less logistical complexity. The development of the proposed strategy with Rigless is presented, first, with a description of the current completion strategy with WO units and its requirements, as well as its historical application results. Subsequently, the Rigless strategy is applied and evaluated in the wells of a location of the Llanito field.

According to the results, the application of the proposed strategy led to a reduction in production start-up times, compared to the conventional WO strategy. The production start-up records with the current strategy reported values between 100 and 113 days, while with the application of the Rigless strategy, the production times reported values for production start-up between 25 and 85 days.

* Master Thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Master's Degree in Petroleum Engineering, Emphasis in Hydrocarbon Production. Director: Luis José Abaúnza Sepúlveda, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

El completamiento en el campo Llanito utiliza actualmente una unidad de “*Workover*” (*WO*) como alternativa para cumplir los objetivos en la entrega de pozos. La aplicación de estas unidades es efectuada cuando su accionar conlleva a una reducción en los costos frente al equipo de perforación. Sin embargo, la unidad *WO* debido a su tamaño ha planteado nuevos retos en los retrasos en el cumplimiento de metas por periodo, debido al espacio disponible en las locaciones, el tiempo de terminación, los costos de alquiler y de personal. Este tamaño de las unidades *WO* afecta drásticamente la operación en localizaciones con múltiples pozos, cuya secuencia de movimiento del taladro de perforación influye en una reducción significativa del espacio; posterior a la etapa de perforación y desmovilización del taladro quedan hasta 4 pozos en espera de completamiento con la unidad de *WO*. Por lo tanto, nuevas estrategias de operación son requeridas para la consecución de los objetivos en un lapso menor y con diseños y costos óptimos.

En el presente documento de trabajo de aplicación final se plantea y evalúa una estrategia para optimizar el completamiento de pozos mediante el uso de equipos tipo “*Rigless*” (“*slick line*”, “*coiled tubing*”, “*electric line*”). Esta estrategia se basa en mi experiencia personal de 20 años en el área de completamiento de los pozos. La estrategia propuesta considera que, durante las fases iniciales del completamiento, el equipo de *WO* puede ser reemplazado con equipos tipo “*Rigless*”. Los equipos “*Rigless*”, por su menor tamaño y características técnicas, requieren de menor espacio de operación y presentan menor complejidad logística.

Las etapas de completamiento que pueden ser ejecutadas con unidades “*Rigless*” son calibración del pozo y medición de fondo de pozo, limpieza, molienda, registros eléctricos, cañoneo y calibración de ID. Por las características técnicas, autonomía, versatilidad, tamaño y modo de operación, la ejecución con unidades “*Rigless*” puede conducir a resultados favorables en la reducción de tiempos, costos y

dependencia de las unidades de *WO*. De este modo, se puede afirmar que las unidades “*Rigless*” son una alternativa viable que conducen a la consecución de los objetivos en las campañas de perforación.

El desarrollo de la estrategia propuesta del uso de unidades tipo “*Rigless*” fue efectuada, inicialmente por medio de una descripción de la estrategia actual de completamiento con unidades *WO* y de sus requerimientos de aplicación (Capítulo 2). Luego, los resultados de eficiencia operativa de la estrategia actual con unidades *WO* fueron analizados para una localización del campo Llanito (Capítulo 3). Posteriormente, las unidades “*Rigless*” fueron analizadas en su parte estructural y sus características técnicas (Capítulo 4). Con lo anterior, la estrategia basada en unidades tipo “*Rigless*” es propuesta para la optimización del completamiento de pozos en el campo Llanito (Capítulo 5). Con esto, la estrategia propuesta es aplicada en los pozos de una localización del campo Llanito y los resultados en tiempos y costos son evaluados, en comparación con los planeados según la estrategia actual de completamiento (Capítulo 6).

Finalmente, los resultados de la aplicación de la estrategia de uso de unidades “*Rigless*” mostró reducción en tiempos, costos y horas no productivas en el completamiento de pozos en la localización evaluada. Con esto, la estrategia propuesta condujo a la optimización en el completamiento de pozos en el campo Llanito.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar una estrategia para la optimización del completamiento en el campo Llanito en pozos de desarrollo en su etapa inicial, mediante el uso de unidades tipo “*Rigless*”.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

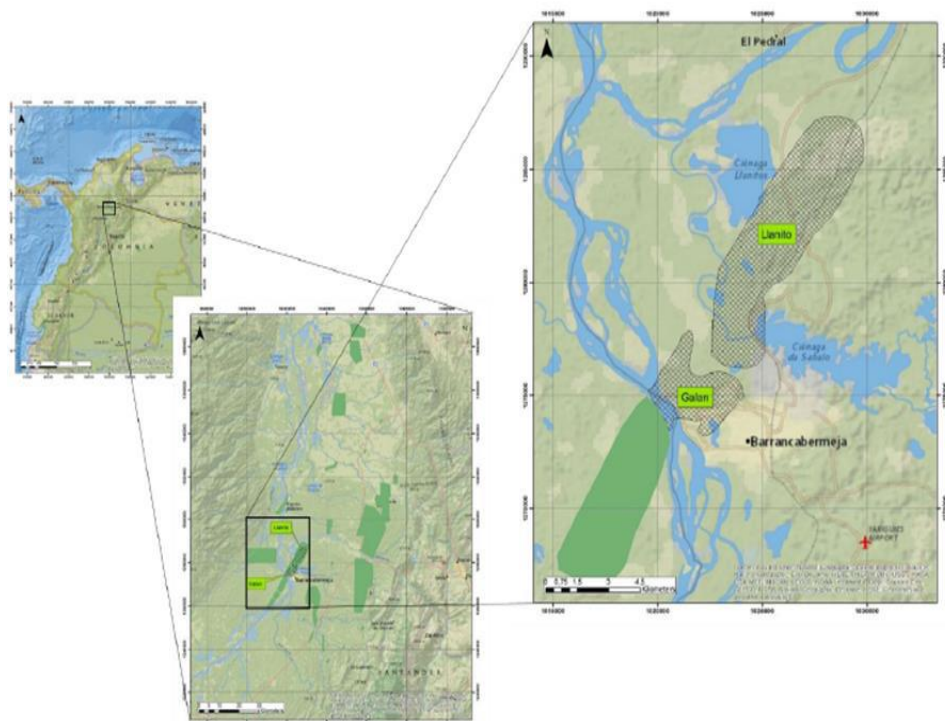
- Crear el caso base de la estrategia actual de completamiento que tiene el campo Llanito, caracterizando las etapas del proceso de completamiento de los pozos, los requerimientos técnicos de operación, tiempos y costos.
- Analizar la eficiencia operativa de los completamientos de pozos en el campo Llanito durante el año anterior para determinar tiempos no productivos, costos y tipo de fallas.
- Describir las unidades tipo “*Rigless*”, sus características técnicas, capacidad y requerimientos logísticos para determinar la aplicabilidad durante las fases iniciales del completamiento de los pozos.
- Plantear una estrategia técnico-económica de optimización para el completamiento de pozos en el campo Llanito, mediante el uso de las unidades “*Rigless*”.
- Comparar la estrategia de optimización de completamiento con el caso base actual para determinar la viabilidad del proyecto.

2. ESTRATEGIA ACTUAL DE COMPLETAMIENTO CAMPO LLANITO

2.1 GENERALIDADES CAMPO LLANITO

El activo denominado Llanito se encuentra constituido por los campos Llanito, Gala y Galán. Estos están ubicados en la parte norte de la concesión De Mares, Valle Medio del Magdalena, Departamento de Santander, específicamente entre las Cordilleras Central y Oriental, al este del río Magdalena, sur del río Sogamoso y al norte de la ciudad de Barrancabermeja; la Figura 1 ilustra la ubicación geográfica del activo. El activo es operado por la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción De Mares, que hace parte de la Vicepresidencia Regional Central de Desarrollo y Producción de ECOPETROL S.A.

Figura 1. Ubicación geográfica del activo Llanito



Fuente: Ecopetrol.

La estratigrafía de los pozos perforados en el activo Llanito está conformada por rocas del Jura-Triásico de la Formación Girón, Cretáceo de las Formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo, Simití, Salto, La Luna, Umir. Las rocas del periodo Terciario hacen parte de las Formaciones Esmeraldas, la Paz, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa¹. En la Figura 2 se presenta la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en donde se ubica el activo Llanito.

El VMM se originó con el levantamiento de la Cordillera Central al oeste en el Cretáceo tardío, y posterior transferencia de deformación a la cordillera oriental al este, en el Eoceno inferior. La cuenca del VMM corresponde a una “foreland”, cuyos depósitos incluyen desde el Paleoceno costero a facies aluviales, asociados a la elevación de la Cordillera Central a escala de kilómetros².

Por otra parte, la formación con mayor aporte a la producción de crudo corresponde a La Mugrosa. Esta formación está constituida por la parte basal del grupo Chuspas, la cual es una de las unidades con mayor amplitud en el VMM. Desde la litología, la formación Mugrosa se divide en dos horizontes, el inferior de tipo arenoso, denominado Zona C, y el superior de tipo arenoso-arcilloso, denominado Zona B³. La formación Mugrosa – Zona C se encuentra compuesta por arenisca gris-verdosa con intercalaciones de arcillolita, presentando un espesor promedio de 550 ft. La formación Mugrosa – Zona B presenta una secuencia limo-arcillosa, con intercalaciones de areniscas finas, presentando un espesor promedio de 1400 ft. ⁴

¹ Madero, H.D., Rueda, J.P., Ortiz, A., Colegial, J.D. Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito. *Boletín de Geología*. 2010. 32(1), 27-44.

² Casadiego, Quintero, E., Ortiz, Al, Meza, G., Colegial, J.D. Caracterización de la Continuidad Lateral y Vertical de las Areniscas Continentales: El Caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*, 2010. 32(2), 13-27.

³ Gómez, E., Jordan, T. y Allmendinger, R. 2005. Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. *GSA Bulletin*, 117(5): 547-569.

⁴ Casadiego-Quintero, E., Ortiz, Al, Meza, G., Colegial, J.D. Caracterización de la Continuidad Lateral y Vertical de las Areniscas Continentales: El Caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*. 2010. 32(2), 13-27.

Figura 2. Columna estratigráfica del campo Llanito

PERIODO	EPOCA	FORMACION		LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
	OLIGOCENO	MUGROSA		
	EOCENO	ESMERALDAS		
		LA PAZ		
	PALEOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
		LISAMA		
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR		
	CAMPANIANO	LA LUNA	GALEMBO	
	SANTONIANO		PUJAMANA	
	CONIACIANO		SALADA	
	TURONIANO			
	CENOMANIANO			
	ALBIANO	SIMITI		
	APTIANO	TABLAZO		
	BARREMIANO	PAJA		
		ROSABLANCA		
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

Fuente: Boletín de Geología⁵

Considerando la producción petrolera, la exploración del campo Llanito se inició en 1955 con la perforación del pozo Llanito-1; esta exploración fue realizada enteramente por ECOPETROL S.A., cuatro años después de la reversión de la Concesión de Mares⁶. La perforación de este pozo alcanzó las formaciones del

⁵ Madero, H.D., Rueda, J.P., Ortiz, A., Colegial, J.D. Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito. *Boletín de Geología*. 2010. 32, 27-44.

⁶ Rozo-Castañeda, P.P. Un Siglo Petrolero. Maestría en Periodismo. Universidad del Rosario, Bogotá, Colombia. 2017. Pp. 6-7.

grupo calcáreo basal, hasta una profundidad de 13.561 ft, sin encontrar manifestación de hidrocarburos. A octubre de 1960, ECOPETROL S.A. reportó perforaciones en siete pozos adicionales, con una profundidad hasta las zonas C y B de la formación Mugrosa. El pozo Llanito 9 en la zona B reportó en diciembre de 1960 una producción de 580 BOPD en flujo natural. Hasta inicios de la década del 2000, las campañas de perforación incrementaron el número de pozos a más de 80, en total; asimismo, diferentes campañas de reacondicionamiento de pozos fueron adelantadas acelerando el recobro de las reservas de crudo.

Después de años de producción, la disminución en la energía y la presión en el yacimiento limitaron el empuje del acuífero, requiriendo en la gran parte de los pozos la implementación de mecanismos de levantamiento artificial, como bombeo mecánico y bombeo hidráulico. En 2012, la inyección de agua a la Formación Mugrosa fue implementada en fase piloto, utilizando dos patrones irregulares con dos pozos inyectores. En 2014, el número de pozos inyectores fue aumentado a tres. Para 2017, el activo Llanito reportó 46 pozos productores y tres pozos inyectores de agua, alcanzando una producción de alrededor de 1.900 BOPD (75% de corte de agua).

Entre 2017 y 2018, tres pozos de estudio fueron perforados para la adquisición de información Petrotécnica y la actualización de diferentes datos (geológicos, eléctricos y extensión del yacimiento, entre otros), con lo cual se dio soporte al aumento en el potencial de desarrollo del activo unificado Llanito. En enero 2019, se aprobó el proyecto Modulo I DLP Llanito para la perforación de 70 pozos con una producción incremental estimada de 6.006 BOPD en los siguientes 2 años.

2.2 ESTRATEGIA ACTUAL DE COMPLETAMIENTO

A hoy, el activo Llanito presenta 197 pozos totales; de estos, 105 se encuentran en producción, mientras 58 son utilizados para inyección; La diferencia de los pozos

corresponde a los que tuvieron operación de abandono. El número de pozos del activo pretende ser ampliado de manera significativa, según lo enmarcado en el proyecto “Desarrollo Llanito Módulo II”, de ECOPETROL S.A. Este proyecto define los requerimientos técnicos y logísticos para la perforación y el completamiento de 160 pozos productores y de 127 pozos inyectores, en los años venideros. La Tabla 1 expone algunos parámetros que definen la expansión enmarcada en el proyecto mencionado anteriormente.

Tabla 1. Parámetros enmarcados en la ampliación del número de pozos en el activo Llanito, según el proyecto “Desarrollo Llanito Módulo II”.

	Mugrosa/Colorada/ Esmeraldas	Mugrosa/Colorada/ Esmeraldas
Tipo de Pozo	Productor	Inyector
Número de Pozos	160	127
Desviación	20 - 35°	20 - 35°
P. yac. (psi)	2800 psi 6500 ft	2800 psi 6500 ft
Inicial/Actual		
Prof. Total (ft)	7750 /7600	7750 /7600
Productor MD/TVD		
API (°)	20 - 24	20 – 24
Porosidad (%)	18	18
Permeabilidad (mD)	10 - 200	10 – 200
BSW (%)	40 - 80	40 - 80
CO2 (%Mol)	0,15	0,15
H2S (%)	ND	ND

Fuente: Información suministrada por yacimientos Ecopetrol, 2019.

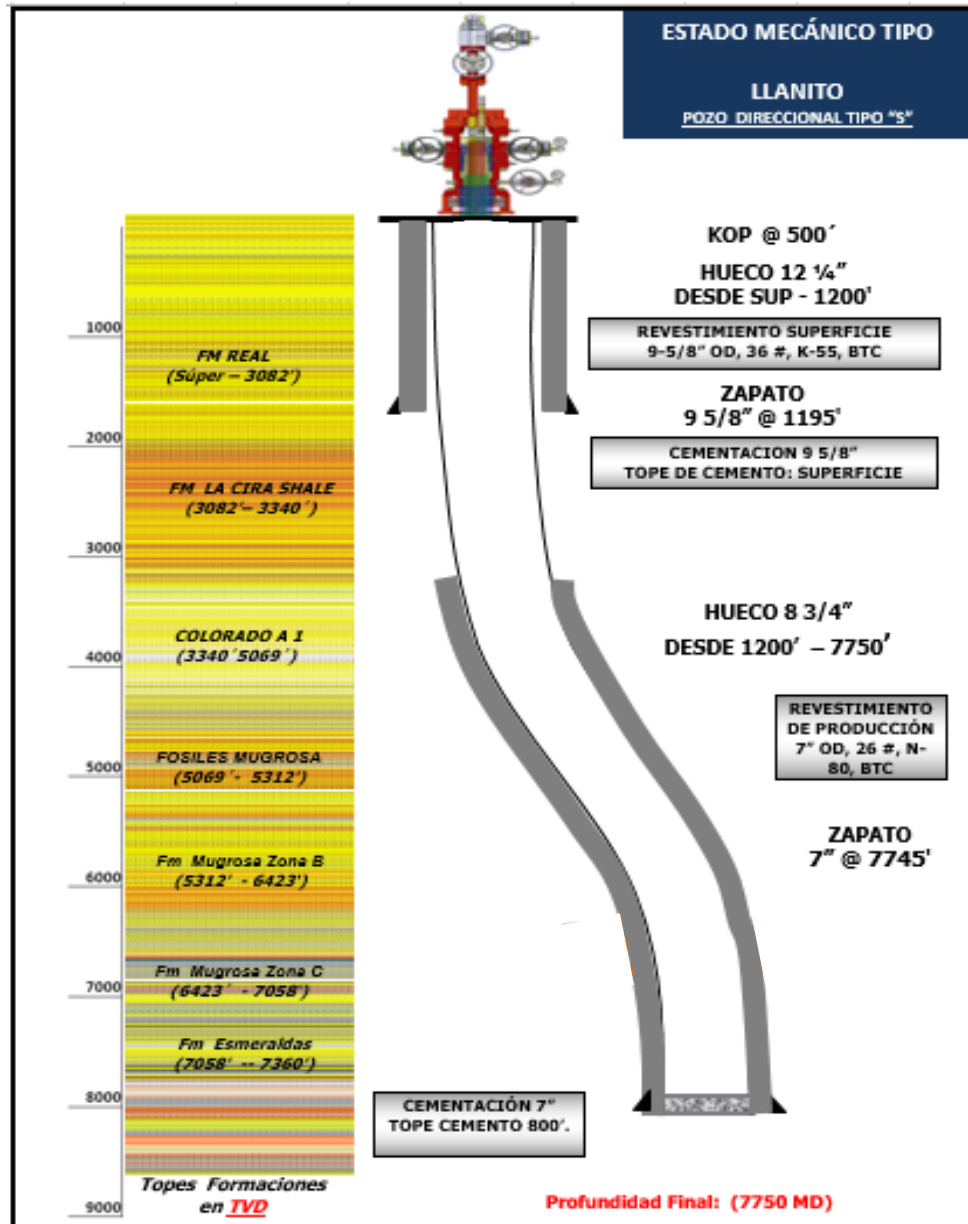
El completamiento o terminación de pozos son aquellas actividades, realizadas después de una perforación o durante una reparación, dirigidas al establecimiento de las condiciones de producción de los fluidos de la formación o de las condiciones de inyección de agua u otros fluidos (Darling, 2005; Bellarby, 2009). Estas actividades pueden incluir: la instalación del revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada; la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestimiento; finalmente, la instalación de la tubería de producción (Foxenerg y Lockett, 1998). Este completamiento es realizado actualmente con un equipo de “Workover” (WO).

La estrategia de perforación de nuevos pozos en el Campo Llanito, define que las localizaciones cuenten con un tamaño suficiente para perforar más de 4 pozos, contemplando un área suficiente para el desplazamiento de los equipos y la ejecución de la perforación de todos los pozos en una sola línea de entrada a la localización (Casas-Acosta, 2006). Asimismo, en la estrategia no se requiere la reubicación de equipos y componentes mayores entre la perforación del pozo inicial y el último. Los pozos en el Campo Llanito son perforados en dos secciones: una sección inicial de 12-1/4" y una segunda sección de 8-3/4" desde 1000 ft hasta fondo y son perforados hasta 150 ft por debajo de la formación esmeraldas; la densidad de fluido se encuentra entre 9.5 a 9.9 lb/gal, con un perfil direccional tipo S.

Durante la perforación se realizan registros de presiones, "*gamma ray*", densidad de neutrón y resistivo (triple combo) en hueco abierto. Sin embargo, en algunos casos estos registros no se ejecutan y se plantea para hacerlos durante la fase de completamiento (Foxenerg y Lockett, 1998; Darling, 2005). Lo anterior obedece a una estrategia de optimización en la duración de la perforación, logrando reducir los tiempos a 7 días de operación (sin incluir los tiempos de movilización) y finalizando luego de bajar el revestimiento de producción (7" OD, 26 #, N80) desde superficie hasta fondo y la cementación del espacio anular entre el hueco y el revestimiento de 7". La Figura 3 ilustra el estado mecánico de un completamiento standard de los pozos en campo Llanito.

Una vez finalizada la cementación del revestimiento de 7" 26#/ft N80 ID: 6.276", este es anclado en sus cuñas, cortado y biselado; posteriormente, al armado de los empaques secundarios y la instalación del "*spool adapter*", la prueba de presión es aplicada para verificar la integridad del revestimiento. Verificada la integridad del revestimiento, un "*flange*" ciego 7 1/16 3k es instalado, con lo cual la movilización o "*skidding*" del taladro de perforación puede ser realizada prosiguiendo con el programa de perforación en la localización (Casas-Acosta, 2006).

Figura 3. Estado mecánico de pozos en campo Llanito



Fuente: Ecopetrol.

La movilización del equipo de perforación, habilita la ejecución del completamiento, siguiendo las siguientes fases^{7 8 9}:

⁷ Casas-Acosta, S.A. Manual de operaciones de *workover*. Ecopetrol GRM. 2006.

⁸ Darling, T. Well Logging and Formation Evaluation. Elsevier. 2005.

⁹ Bellarby, J. Developments in Petroleum Science, Volume 56 - Well Completion Design - 12.8 Coiled Tubing and Insert Completions. Elsevier. 2009.

- Verificación del fondo del pozo, limpieza y calibración del pozo.
- Toma de registros eléctricos para evaluación de la integridad de cemento, y en algunos casos registros de espectroscopía para definición de intervalos de cañoneo.
- Cañoneo de intervalos.
- Corrida de BHA para calibración de perforados en los casos en que el sistema de levantamiento artificial quede por debajo del tope de perforados o en los casos de sistema de inyección selectiva, debido al uso de empaques para aislar zonas.
- Corrida de sistema de levantamiento artificial con tubería de 2-7/8" o pruebas de inyectividad y corrida de sarta de inyección.
- Instalación de árbol de producción o de inyección.

Con la estrategia actual, el equipo de WO es utilizado desde la primera fase. Este equipo corresponde a un equipo de reparación convencional pequeño, con una unidad autopropulsada por un motor de 540 HP @1420 rpm. Generalmente la torre se encuentra conformada por 2 secciones telescópicas de capacidad de 250 – 300 klbs y 108 ft de altura. La rotación es generada por la mesa rotatoria, las cabezas rotativas o las llaves hidráulicas. El sistema de circulación incluye una bomba de alta presión/bajo flujo, dos tanques de fluido de 240 barriles cada uno, divididos en 3 compartimentos, con una bomba centrífuga de 5" X 6" y su respectivo agitador en cada compartimiento¹⁰.

Por otra parte, el sistema de control de pozo está integrado por: un BOP Anular 7 1/16" X 5000 Psi estilo Hydril GK por ejemplo Marca TFI; más un BOP doble de arietes: 7 1/16" X 5000 psi (estilo LWS Shaffer con un ariete ciego y uno de tubería), más un "*Drilling spool*" 7 (1/16" X 5000 psi x 7 1/16" X 5000 psi con salidas laterales 2 1/16" X 5000 psi) que constituyen la "*kill line*" y la "*choke line*"; estas salidas cuentan con válvula HCR hidráulica tipo FC y válvula manual por un lado, y válvula manual y cheque por el otro extremo. Las BOP y HCR son accionadas mediante un

¹⁰ Casas-Acosta, S.A. Manual de operaciones de *workover*. Ecopetrol GRM. 2006.

conjunto de acumuladores con 6 botellas de 11 gal cada una, operado por una bomba “*triplex*” con motor eléctrico de 30 HP y una bomba de accionamiento neumático de *back up*. Además, la unidad cuenta con “*choke manifold*” con 8 válvulas de 3 1/8” X 5000 psi y 2 “*chokes*” ajustables de 3 1/8” X 5000 psi; así como con un “*poor boy degasser*” de 320 gal, con una altura de 3,40 m, un diámetro de 0,70 m, una salida de 6” con descarga a los tanques y, una salida de gas de diámetro 6” que pasa por un “*flame arrester*” o supresor de flama y termina en una tea. Es importante mencionar que además de considerar las anteriores dimensiones en el sitio de perforación, cada pieza del sistema debe estar ubicada de una forma y con un direccionamiento específicos, cumpliendo las condiciones normativas de control de pozo. Por esto, la disposición de las cargas constituye una importante sección en el “*layout*”, ya que reducen el espacio disponible para el ingreso de la unidad de WO a la localización¹¹.

Previo al ingreso y arme del equipo de WO, se realizan visitas a la localización, primero para la identificación de condiciones inseguras o la definición de controles para una movilización segura. En segundo lugar, las visitas evalúan la ubicación de las diferentes cargas diseñando el mejor mapa de distribución de estas (“*layout*”). El equipo de WO es movilizado dentro de la localización con la comprobación de una distribución de cargas que conduzca a una operación continua y segura; los soportes de las visitas, las respectivas observaciones y acuerdos para el arme del equipo WO, junto con el “*layout*”, deben ser consignadas en el plan de movilización, el cual debe contar con la aprobación de la autoridad de área, del supervisor del equipo y del supervisor de transporte. Es importante mencionar que el plan de movilización debe describir la logística necesaria para el arme del equipo, así como los espacios requeridos para el ingreso, izamiento, ubicación y movimiento de grúas, cargador, cama altas con sus cargas y demás vehículos requeridos. Después del ingreso, el arme del equipo WO debe ser guiado utilizando las listas de chequeo de verificación de condiciones de equipo, inspecciones y

¹¹ Casas-Acosta, S.A. Manual de operaciones de *workover*. Ecopetrol GRM. 2006.

certificaciones. Estas listas de chequeo deben ser completamente diligenciadas y los equipos críticos probados, dando continuidad a la operación de completamiento. A continuación, se desarrolla la respectiva reunión preoperacional con todo el personal involucrado en las actividades a ejecutar, socializando el programa de completamiento y diligenciando conjuntamente el análisis de riesgo de las operaciones. Con el armado de la unidad de WO se ejecutan cuatro actividades fijas o etapas secuenciales en las que se puede resumir el completamiento de los pozos. Estas son: 1. limpieza del pozo con tubería (WBCO, “*wellbore clean out*”), 2. toma de registros eléctricos, 3. cañoneo con cable (“*casing guns*” bajados con “*electric line*”) y 4. corrida de completamiento. A continuación, estas etapas son descritas con brevedad.

2.2.1 WBCO con tubería

Esta etapa es la primera realizada, después de la cementación del revestimiento y salida del equipo de perforación. En el WBCO se corren herramientas a fondo (BHA, “*bottom hole assembly*”) que permiten cumplir con diferentes propósitos como: aseguramiento del “*drift*” de las futuras herramientas a correr; limpieza de los tubulares; acceso hasta el fondo (collar flotador); cambio del agua dejada en la fase de perforación, a salmuera de NaCl de 9.0 – 9.5 lb/gal (cambio de fluidos). Las herramientas requeridas para esta etapa son presentadas en la Tabla 2.

Tabla 2. Ensamblaje de herramientas de fondo (BHA) de WBCO.

Cantidad	Descripción
1	6 1/8” “ <i>junk mil</i> ”
1	“ <i>Bit sub</i> ”
1	“ <i>Scraper / brush</i> ”
1	Magneto
8	4 3/4” “ <i>drill collars</i> ”
Requerido hasta superficie	“ <i>Tubing</i> ” 2 7/8” EUE

El BHA de limpieza y molienda se efectúa con tubería de producción de 2-7/8”, 6.5 lbs/ft, tipo N80 en pozos inyectores o J55 en el caso de pozo productores, la cual, previamente inspeccionada constituye la sarta de producción final. Una vez armado

el *BHA*, la corrida de sarta de producción se realiza a una velocidad entre 10 y 12 juntas por hora; esta velocidad fue determinada como la adecuada para asegurar el mejor desempeño de raspadores, cepillo y magneto; A mayores velocidades el exceso de torque puede inducir a daños en las conexiones, así como lesiones osteomusculares del personal involucrado en la manipulación de la tubería.

Durante esta etapa, por cada 1000 ft se bombea agua fresca a razón de 3 bpm, para verificar circulación. Para pozos inyectores, desde los 5000 ft hasta fondo (collar flotador) la sarta se baja con movimiento reciprocante para asegurar que la tubería quede bien limpia en la zona estimada de sentamiento de empaque. Cuando se encuentre tope de cemento arriba del estimado (profundidad collar flotador) se debe: levantar una junta, instalar el “*power swivel*”, iniciar el bombeo de agua fresca a 3.5 bpm, establecer parámetros operativos e iniciar a moler teniendo la precaución de recostar un máximo de 4 klbs de peso en la herramienta, monitoreando los retornos obtenidos y bombeando píldoras viscosas.

Al alcanzar la profundidad planeada o confirmar tope de collar flotador, se procede al bombeo de un tren de píldoras de 100 – 110 barriles garantizando la velocidad anular de 150 ft/min así: 40 barriles de píldora de barrido o viscosa (*sweep pill*) + 30 barriles de píldora de limpieza (“*wash pill*”) + 40 barriles de píldora de barrido final, desplazando esta última con agua filtrada hasta obtener mediciones de retornos con valores de turbiedad inferior a 50 NTU, llegando a ser normalmente una razón de 1.5 veces el volumen del pozo. Posterior a esto, se procede al bombeo de un volumen de pozo de salmuera de control (tipo NaCl con peso entre 9.0 – 9.5 lb/gal), que en promedio representa una columna hidrostática de 200 psi por encima de presión del yacimiento. Luego, el “*power swivel*” debe ser desconectado y se retira la tubería en dobles a la torre; al final, el *BHA* de limpieza debe ser desarmado teniendo la precaución de inspeccionar los componentes y pesar el material recogido en los magnetos.

2.2.2 Toma de registros eléctricos

La toma de registros eléctricos es realizada por medio del equipo “*electric line*” (“*e-line*”). El arme del equipo es realizado en 2 momentos: armado antes de izaje, que considera la ubicación de la unidad de registros, la prueba de tortuosidad del cable, el arme de la cabeza de acuerdo a simulaciones de máximas tensiones esperadas y valor de punto débil requerido, el arme de “*flow tubes*”, los lubricadores, la sarta de registros y las conexiones eléctricas y, finalizando con la verificación de lectura de los sensores. El segundo momento corresponde al izamiento del equipo armado hasta la mesa y la ubicación de poleas. Este segundo momento es realizado con el soporte del personal del equipo de WO ¹².

Posterior al izamiento, la toma de registros se efectúa en pozo con sarta #1 CBL-VDL-GR-CCL para la evaluación de calidad de la cementación desde fondo (collar flotador) y hasta 200 ft por encima de la zapata de 9-5/8” (ubicado alrededor de 1000 ft); la prueba “*gamma ray*” es realizada desde fondo hasta superficie. Esta es llamada la sección principal. Adicional, se toma una sección repetida de 200 ft para hacer QA-QC de la data. Asimismo, una segunda corrida es efectuada, esta vez con sarta #2 MCG-MSG-MDN-MPD-GSI a 3 ft/min para la toma de espectroscopia, mediante generador de neutrones; una repetición es realizada a 300 ft para QA-QC de la data. La data de los registros anteriores, GR-CCL-CBL-VDL y MCG-MSG-MDN-MPD-GSI, es enviada a la autoridad técnica quien efectúa la evaluación del cemento y de las zonas de sello, y en conjunto con el equipo de yacimientos, definen además los respectivos intervalos.

2.2.3 Cañoneo con cable

En el campo llanito el cañoneo es efectuado mediante el uso de un cable. Los cañones utilizados son de 4-5/8”, 12 TPP (tiros por pie), cargas de 38.8 gr, alta penetración. Esta etapa no inicia inmediatamente se finalizan los registros

¹² Molnes, E. y Sundet, I. Reliability of Well Completion Equipment. Paper presented at the SPE Offshore Europe, Aberdeen, United Kingdom, September. 1993.

eléctricos, ya que el personal de yacimientos y la autoridad técnica requieren entre 24-48 horas como mínimo para la interpretación de la información obtenida^{13 14 15}. Además, la empresa contratista que efectúa el registro eléctrico puede ser diferente a la empresa encargada del cañoneo; esto implica un desarme total de la unidad que registra y un arme total de la unidad de cañoneo¹⁶.

Con el aval y la definición de los intervalos se procede al cargue y al armado del 100% de los cañones, siguiendo el plan de cañoneo. Posteriormente, el arme del equipo, el arme de cabeza del cable, el arme, el izamiento y las pruebas del equipo de control de presión son realizados con el apoyo del personal de la unidad de WO. Con cada corrida de cañones, el nivel de fluido, el correcto llenado del pozo y la desconexión desde el “*Quick Test Sub*” (QTS) deben ser verificados para asegurar la integridad del “*stack*” de lubricadores. De igual manera, al momento de la detonación es indispensable que el pozo se encuentre alineado al “*choke manifold*”, así como la supervisión del equipo de *workover* para el monitoreo de la respuesta del pozo.

2.2.4 Corrida de Completamiento

Después del desarme del equipo “*e-line*”, la mesa, las llaves de potencia y las herramientas para el manejo de la tubería de 2-7/8” 26 #s/ft N80 y requerimientos del BHA respectivo son adecuados, ya sea para completar el pozo inyector o el pozo productor¹⁷.

2.2.4.1 Pozo Productor. El ensamblaje de herramientas de fondo (BHA) es realizado según diseño; el sistema de levantamiento para el campo Llanito es bombeo mecánico (UBM) o bomba electro sumergible (BES). Las actividades después del

¹³ Molnes, Occit

¹⁴ Raymond, M.S. y Leffler, W.L. Oil & Gas Production in Nontechnical Language (2nd Edition) - 11.3 Coiled Tubing. PennWell. 2017.

¹⁵ Ramsey, M.S. Practical Wellbore Hydraulics and Hole Cleaning - Unlock Faster, More Efficient, and Trouble-Free Drilling Operations - 5.5.4 Wellbore Hydraulics Design and Operational Considerations. Elsevier. 2019.

¹⁶ Renpu, W. Advanced Well Completion Engineering (3rd Edition). Elsevier. 2011.

¹⁷ Renpu, W. Occit

ensamblaje son: operación del BHA con tubería de 2-7/8" 26#s/ft N80 hasta la profundidad requerida por debajo del nivel de sumergencia; Asentamiento de la sarta con el "*tubing hanger*" e instalación de la sección C (árbol de producción); Verificación de conexiones y liberación de la unidad de WO.

2.2.4.2 Pozo Inyector. Para este pozo se requiere primero de una corrida de calibración de perforados con un BHA que contiene típicamente un "*Taper Mill*" 6 1/8" + "*Scraper*" para CSG 7", el cual se baja una o dos paradas dobles más abajo del fondo de perforados, repasando tres veces desde antes del tope de perforados para asegurar la mínima afectación posible cuando los empaques pasen por la zona. A continuación, se arma un set de empaques RBP ("*Retrievable Bridge Plug*") y RTTS ("*Retrievable Test Treat Squeeze*") para correr y sentar en las profundidades requeridas, aislando las zonas de interés (5 zonas normalmente) y realizando la prueba de inyektividad. Dichos empaques son corridos con tubería de 2-7/8" EUE, debido a las presiones de operación entre 4100 y 4500 psi ("*well head injection pressure*"). El número de corridas corresponde con el número de zonas requeridas. Posterior a las pruebas de inyektividad, se definen las presiones y las tasas de admisión de la formación. Con lo anterior, el ensamblaje final de mandriles espaciados es realizado, con los respectivos empaques y se procede a la ejecución en pozo con tubería 2-7/8" EUE hasta la profundidad requerida. La ejecución continua con la operación de registro de correlación que se ejecuta con unidad de WL y a partir del cual se establece el desfase promedio en profundidad de la sarta bajada respecto al diseño. Cabe mencionar que, al momento de realizar la correlación, la sarta es previamente posicionada en el "*hanger*" y luego elevada con tubería de manejo dejando un "*slack off*" calculado equivalente a 10 klbs de peso de la sarta para cuando se sienten los empaques contar con un adicional en distancia equivalente al desplazamiento del pistón de la "*on-off tool*" que se emplea en el diseño típico. Con el desfase se define el espaciamiento de la sarta con "*pup joint*" 2-7/8" N80, luego se realiza el asentamiento de la sarta con el "*tubing hanger*" y el asentamiento hidráulico de los empaques, corroborado con "*overpul*" de 10

klbs y prueba de integridad por anular. Luego, la sección C (árbol de producción) es instalada, las conexiones son probadas y la unidad de WO es liberada.

Posteriormente, la unidad de “*slick-line*” es movilizada para correr en pozo, verificar “*dummies*” instalados en mandriles, retirarlos e instalar válvulas reguladoras de flujo (VRF) con determinado diámetro de orificio, definido a partir de los resultados de las pruebas de inyektividad precedentes.

La fase de completamiento finaliza cuando se lleva a cabo la reunión sistemática de arranque de pozo (RSPA) y se hace entrega del pozo al grupo de producción del activo Llanito

2.3 REQUERIMIENTOS DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DE COMPLETAMIENTO

Los costos promedio de perforación en el Activo Llanito corresponden a 1,94 MMUSD\$ por pozo, sin incluir los costos de movilización; estos costos de movilización varían de acuerdo a la distancia entre localizaciones. Este costo promedio de la fase de perforación fue contabilizado, considerando una profundidad de alrededor de 7730 ft, con un tiempo de operación de 14,8 días. Los costos incluyen todos los costos operativos y administrativos en campo para la supervisión e ingeniería, el alquiler y funcionamiento del taladro y todas las compañías necesarias para la perforación, corrida de revestimiento y cementación de las secciones posteriores al hueco conductor de 16”, que normalmente son la sección o hueco superficial de 12 ¼” hasta aproximadamente 1200 ft, y la sección o hueco de producción de 8 ¾” hasta la profundidad proyectada. El tiempo de operación incluye solo las etapas mencionadas sin contemplar las movilizaciones. El número de personas interactuando en este frente de trabajo durante la fase de perforación está estimado en 45 personas por turno de 12 horas, donde se incluye a personal de “*staff*”, operarios del equipo de perforación (33 personas) y terceras compañías de acuerdo a su especialidad.

Por su parte, los costos del completamiento de pozos productores en el Activo Llanito varían entre 0,51 y 0,71 MMUSD\$ por pozo y los tiempos en 9 días, dependiendo del tipo de Sistema de Levantamiento Artificial – SLA. Los costos incluyen supervisión e ingeniería de representantes de Ecopetrol, vigilancia, ingeniería de aseguramiento de calidad, ingeniería y química de fluidos de completamiento, herramientas y servicio de ingeniería para WBCO y calibración, Corrida de registros eléctricos, corridas de cañoneo, disposición y tratamientos de fluidos en plantas aliadas, alquiler de tanques (*“frac tank”*, *“cash tank”*), alquiler de campamento en algunos casos, sección C-cabezal, servicio de instalación de la sección C-cabezal, costo de tubería, costo de sistema de completamiento o SLA, costo de corrida del sistema de SLA por técnicos especialistas, servicio de inspección de tubería para asegurar calidad en el BHA final, y todos los costos relacionados al *“Rig”* de WO. El tiempo de operación abarca básicamente las 4 etapas explicadas anteriormente. El número de personas en el frente de completamiento oscila entre en 25 y 30 personas por día, donde se incluye al personal y terceras compañías de acuerdo a su especialidad. Asimismo, el completamiento de los pozos inyectores reporta un valor de 0,72 MMUSD\$ por pozo, con un tiempo de 11 días de ejecución.

Los costos incluyen además de los expresados para pozos productores, los que corresponden a servicio de pruebas de inyectividad, corridas de *“slickline”* para apoyo a corrida de SLA y para cambio de *“dummies”* a VRF, servicio de WL para correlación en el espaciamiento de la sarta. Cabe anotar que los costos de corrida de SLA varían para un pozo u otro, así como el tipo de cabezal. El tiempo de las mismas 4 etapas con el agregado de que la cuarta etapa contempla el tiempo para repaso-calibración de perforados, las pruebas de inyectividad y el cambio de *“dummies”* a VRF y durante esta fase el total de personal adicional a tener en cuenta es 8 personas entre servicio de bombeo durante las pruebas de inyectividad.

3. EFICIENCIA OPERATIVA DE COMPLETAMIENTO DE POZOS EN EL CAMPO LLANITO

El desarrollo del completamiento de los pozos, según lo definido en el proyecto “Desarrollo Llanito Módulo II”, ha presentado baja eficiencia operativa, ocasionando retrasos en producción y sobrecostos, en algunos pozos productores e inyectores. La eficiencia operativa en el completamiento de pozos del Campo Llanito fue determinada a partir de los tiempos no productivos (NPT, “*non-productive time*”); retrasos en el ingreso de equipos, las fallas operativas de los equipos, los eventos REM, los eventos climáticos y otros eventos externos. Los NPT fueron contabilizados una vez el equipo de perforación finalizó su operación en la totalidad de los pozos y fue trasladado fuera de las áreas despejadas, permitiendo el ingreso del equipo de “*Workover*” (WO). A continuación, se detallan las causas más frecuentes para los diferentes NPT.

3.1 TIEMPOS DE INGRESO DEL EQUIPO DE *WORKOVER*

Los tiempos de entrada de la unidad de WO para el inicio del completamiento, han reportado valores apreciables, debido principalmente a los procedimientos de movilización por los tamaños de los equipos; de igual manera, las áreas disponibles en las locaciones son reducidas, lo cual genera NPTs para realizar las maniobras de movilización respectivas en las localizaciones. Los tamaños de los equipos de WO y los procedimientos de movilización fueron detallados en la sección 2.2.

La Figura 4 presenta una imagen de una localización, denominada localización A, que ilustra la configuración de los pozos en el Campo Llanito; esta localización cuenta con 5 pozos, 3 productores y 2 inyectores. Sobre esta localización se ilustran los inconvenientes que conllevaron al aumento en los tiempos planeados para el ingreso de la unidad de *workover*, en la estrategia de completamiento actual.

Una vez la localización A fue construida, el equipo de perforación Nabors fue asignado en la ruta para la perforación de los 5 pozos. Este equipo de perforación fue movilizado y armado para la perforación de los pozos, según el orden indicado en la Figura 5. Una vez la perforación fue finalizada y la última carga del taladro de perforación fue movida, el equipo de WO fue movilizado en la localización, con programa de completar los 5 pozos en el mismo orden en que la perforación fue ejecutada. Sin embargo, es importante clarificar que por condiciones de espacio locativos y el retraso por parte de otros grupos y tareas pendientes, el completamiento arrancó en el último pozo perforado; la secuencia de completamiento es presentada en la Figura 6. Asimismo, la secuencia de completamiento fue ejecutada en ese sentido, permitiendo que diferentes labores de obras civiles, eléctricas y mecánicas fueron finalizadas a la par con el completamiento; Durante la permanencia del equipo de perforación en la localización estas labores no fueron desarrolladas por el reducido espacio disponible. (Las obras civiles, eléctricas y mecánicas son indispensables para que los pozos sean puestos en operación al finalizar el completamiento, y de paso entregados al activo).

Figura 4. Localización A del Campo Llanito



Figura 5. Secuencia de perforación de pozos en la Localización A.



Figura 6. Secuencia de Completamiento de pozos de la Localización A



Con lo anterior, el ingreso de los equipos de completamiento a esta localización contabilizó NPT, por lo cual se planteó que, con equipos de menor tamaño, como las unidades “*Rigless*”, es posible el avance en las primeras etapas del completamiento, mientras ingresa la unidad de WO, reduciendo los valores NPT para la puesta en operación de los pozos. La Tabla 3 presenta los NPT generados por el ingreso de los equipos de WO. En esta tabla, “Días *Drill*” representa el número de días en la perforación de cada pozo, “Días inicio OCM” corresponde a los NPT generados por el ingreso del equipo de completamiento, mientras “Días OCM” corresponde al tiempo en la operación de completamiento en el respectivo pozo; la columna “Total” totaliza los días para la perforación y el completamiento. La Figura 7 representa en un gráfico de barras los datos de la Tabla 3. Con esta figura es posible mencionar que, entre mayor número de pozos perforados, mayor serán los

tiempos de espera para el inicio del completamiento (“Días inicio OCM”), con la estrategia actual. Según la Tabla 3 y la Figura 7, los días de perforación y de completamiento se mantienen cuasi-constantes; el promedio de días de perforación corresponde a 8.6, mientras que el promedio de días de completamiento es de 10.2 días. Por el contrario, el inicio del completamiento se incrementa alrededor de 19.5 días después del primer pozo, pozo E. Considerando condiciones similares para diferentes localizaciones en el Campo Llanito, los días para el inicio del completamiento pueden ser estimados con la relación:

$$\text{Inicio OCM} = 5 + 19.5(p - 1)$$

Donde p , corresponde al número de pozos para el completamiento en la localización⁽¹⁾ considerada. De igual manera, un estimado del tiempo de duración total, en días, de perforación y completamiento puede ser definido, según:

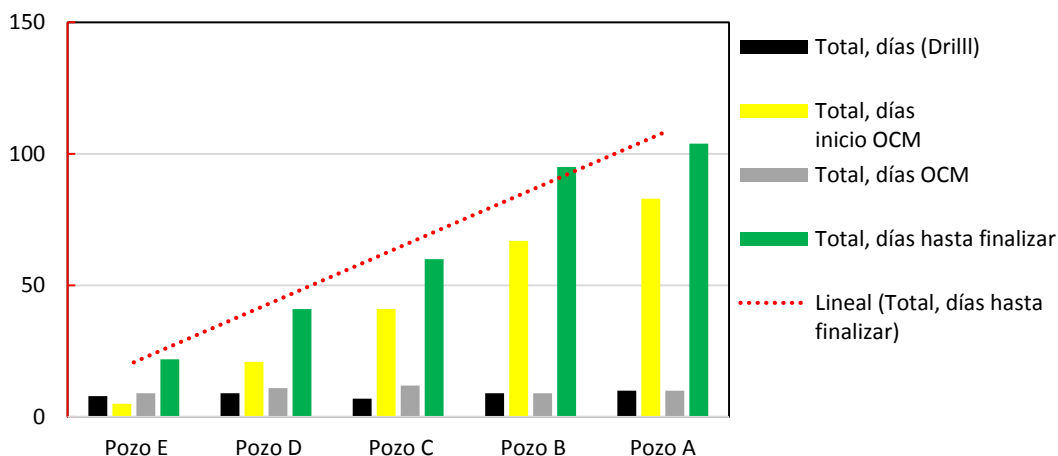
$$\text{Total} = 23.8 + 19.5(p - 1) \quad (2)$$

El incremento en el tiempo para el inicio OCM se debe a los factores antes mencionados y que no posibilitan el temprano ingreso del equipo WO. La reducción en estos NPT para el inicio del completamiento conllevaría a una pronta puesta en servicio y producción del respectivo pozo, beneficiando en la capitalización de las correspondientes diferidas. Lo anterior puede ser alcanzado por medio de la aplicación de unidades tipo “Rigless” en el completamiento de pozos.

Tabla 3. Tiempos operativos y de espera en los pozos de la localización A.

Pozo	Días Drill	Días inicio OCM	Días OCM	Total
Pozo E	8	5	9	22
Pozo D	9	21	11	41
Pozo C	7	41	12	60
Pozo B	9	67	9	95
Pozo A	10	83	10	104

Figura 7. Desempeño actual estrategia en los pozos de la localización A.



3.2 RETRASOS EN OBRAS

Adicional a los NPT de inicio, la estrategia actual de completamiento ha sufrido retrasos en la entrega en operación de los pozos durante el último año asociadas a la adecuación de las facilidades, líneas y red eléctrica, (obras mecánicas, eléctricas y civiles) y que son ejecutadas una vez los equipos de perforación y equipo WO hayan despejado el área. Las obras mecánicas incluyen la prefabricación de “*manifolds*”, el arme de líneas y las bajantes del pozo; las obras mecánicas requieren hasta 48 horas para su finalización, una vez el pozo haya sido completado.

Por su parte, las obras eléctricas incluyen el montaje de la subestación, la instalación y el cableado al Sistema de Levantamiento Artificial (SLA o ALS por sus siglas en inglés) en el caso de pozos productores. Normalmente, las obras civiles requieren hasta 16 días; sin embargo, estas obras han presentado demoras de hasta 10 días por cierre de pendientes y cumplimiento con el RETIE.

De otro lado, las obras civiles incluyen la estructura base del sistema de levantamiento artificial y líneas de flujo. Asimismo, entre las obras civiles se cuenta

desde la construcción y la adecuación de la localización, previo al ingreso del equipo de perforación. Durante el año 2020, 135 horas NPT fueron asociadas a fallas en la compactación del terreno, las cuales requirieron tiempos adicionales para la corrección de la anomalía.

3.3 FALLAS DE EQUIPOS

Los equipos de WO utilizados en el completamiento, según la estrategia actual, presentaron los siguientes eventos descritos y que totalizan 366 hrs de NPT:

- Fallas de las llaves hidráulica y de potencia en la aplicación del torque óptimo de la tubería de trabajo u otro componente en la mesa.
- Fallas asociadas a la unidad básica en su mayoría atribuidas a recalentamientos, fallas en la bomba hidráulica o al motor de arranque.
- Falla asociada a la torre del equipo, por un mal funcionamiento del gato hidráulico en la elevación de la segunda sección.
- Inspecciones incompletas del equipo de control de pozo. La inspección del sistema de BOP fue la de mayor recurrencia al no contar con COC de un organismo acreditado o su trazabilidad era confusa.
- Funcionamiento defectuoso del sistema de circulación y presencia de suciedades en los tanques de viaje y de mezcla, taponando la succión de la bomba de desplazamiento positivo (“triplex”).
- Falla asociada con el Malacate; estas fallas en su mayoría debido a mal gerenciamiento del cable, no revisión de sistema de frenos y recalentamiento de los mismos. El gerenciamiento del cable contempla la inspección periódica, engrase y desplazamiento del punto de fatiga.

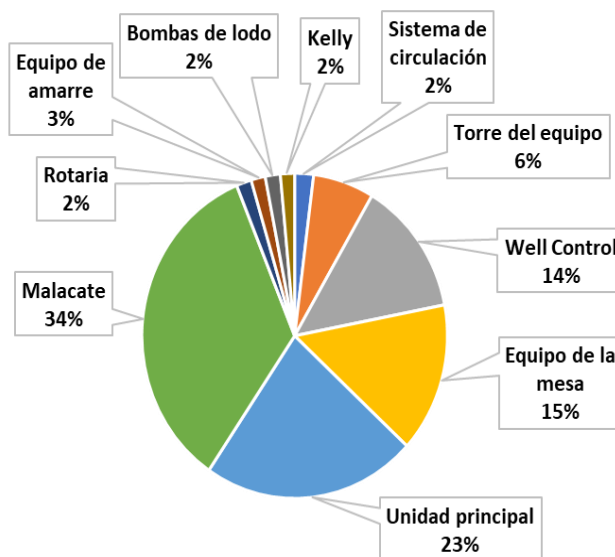
En total, las anteriores fallas operativas asociadas al equipo de WO utilizado, sumaron un NPT de 366 horas. La Tabla 4 presenta el número de horas requeridas para el ajuste de cada falla operativa asociada al equipo de WO. Asimismo, la Figura 8 ilustra con un gráfico de pastel la contribución de cada una de las fallas de equipos

en el NPT. Según esta figura, las fallas relacionadas con el Malacate, la unidad principal y el equipo de mesa contribuyeron en mayor proporción a las horas NPT por fallas de equipos. Las fallas en el Malacate reportan la mayor contribución debido a incidentes de sobretensión y jaula de pájaro en el cable.

Tabla 4. Número de horas de cada falla de equipos y su porcentaje al NPT.

TIPO DE FALLA	HORAS	PORCENTAJE
Sistema de circulación	7,3	2,0%
Torre del equipo	23,6	6,5%
<i>Well Control</i>	49,4	13,5%
Equipo de la mesa	54,5	14,9%
Unidad principal	82,9	22,7%
Malacate	125,5	34,3%
Rotaria	5,9	1,6%
Equipo de amarre	5,5	1,5%
Bombas de lodo	5,9	1,6%
<i>Kelly</i>	5,5	1,5%
TOTAL, HORAS	366,0	100,0%

Figura 8. NPT asociadas a las fallas de los equipos de la unidad de “*Workover*”.



3.4 EVENTOS REM

Los eventos operativos REM corresponden a eventos no planeados, debido a alguna condición adversa del pozo. En las operaciones con la unidad de *workover*,

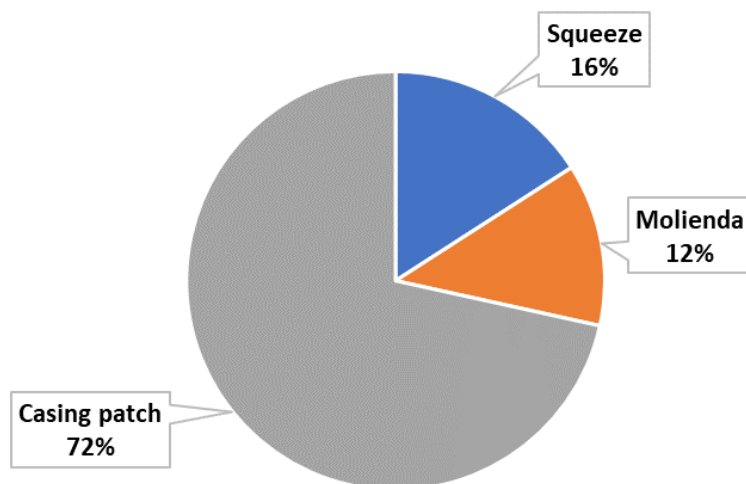
alrededor de 100 ft de cemento fueron encontrados por encima del collar flotador; con lo anterior, la operación de molienda fue aplicada al cemento, requiriendo alrededor de 70 horas para el respectivo procesamiento. También, en las operaciones de completamiento una cementación deficiente del revestimiento de 7" fue detectada, con lo cual, la operación "squeeze" fue requerida, adicionando un tiempo de 90 horas.

Además, fugas en la sarta de producción fueron identificadas durante las pruebas de integridad; el ajuste de estas fugas fue implementado con la instalación de "Casing patch", lo cual tomó cerca de 405 horas. Los eventos REM condujeron a un NPT de 566 horas. La Tabla 5 resume las horas no operativas de los eventos REM, mientras la Figura 9 ilustra el porcentaje de contribución del respectivo evento. Según esta figura, la operación "Casing patch" condujo al mayor número de horas NPT en los REM; esto se debe a que la operación "Casing patch" requiere la identificación de la zona de fuga, así como el tamaño de la misma, por medio de una serie de registros eléctricos de ruido, los cuales requieren de tiempo para su recolección y análisis.

Tabla 5. Número de horas NPT de los eventos REM.

OPERACIÓN	HORAS	PORCENTAJE
"Squeeze"	90	15,9%
Molienda	71	12,5%
"Casing patch"	405	71,6%
TOTAL	566	100,0%

Figura 9. NPT asociadas a eventos REM.



Fuente: Autor.

3.5 EVENTOS CLIMÁTICOS

Los eventos climáticos, particularmente las tormentas eléctricas, contribuyeron al aumento en los tiempos no productivos. En las operaciones de perforación y completamiento se cuenta con un sistema de detección temprana de tormentas eléctricas (TSW, “*thunder storm wise*”), comúnmente denominado Tormentáforo. El TSW permite la detección temprana de tormentas eléctricas, mediante la predicción de la aparición de rayos, intra nube y nube tierra, en tiempo real. La detección temprana de tormentas alerta al equipo de completamiento para la aplicación de los procedimientos de protección respectivos, permitiendo la prevención de posibles daños en los equipos, en los sistemas de control, en las redes de comunicaciones y, desde luego, evitando accidentes o lesiones al personal de operaciones. La Figura 10 presenta una fotografía del equipo TSW utilizado actualmente en las campañas de perforación y completamiento. El semáforo de alarma genera una alerta sobre la probabilidad de tormentas eléctricas, según el código de colores mostrado en la Figura 11 y para ello requiere de ser ubicado en un punto alto y de libre visibilidad para informar al personal el nivel de riesgo de tormentas en el área

(Figura 10). Alrededor de 1315 horas NPT por condiciones climatológicas fueron reportadas en las campañas de perforación y completamiento, durante el año 2020.

Figura 10. Equipo de detección de tormentas eléctricas, TSW.



Figura 11. Código de colores del semáforo del equipo TSW.

	Verde: Nivel 0 No hay riesgo por tormentas eléctricas, se pueden realizar todo tipo de actividades.
	Azul: Nivel 1 No se deben suspender los trabajos. Permite mantener un nivel de alerta por posible presencia de una tormenta.
	Amarillo: Nivel 2 Como medida de precaución serán suspendidos los trabajos relacionados con medición de tanques, trabajos en alturas, torres de comunicación o trabajos eléctricos.
	Rojo: Nivel 3 Se deben suspender de inmediato todos los trabajos que se desarrollen en campo abierto, incluyendo los indicados en el nivel 2 y el personal se debe dirigir hacia lugares seguros.

Según el protocolo, ante peligro de tormenta eléctrica, las operaciones deben ser suspendidas y como la gran mayoría de las actividades de completamiento con unidad de WO son realizadas sobre la mesa de trabajo, cuya altura se promedia en

17,5 ft, es considerada como trabajo en alturas (Resolución 1409 de 2012). Con esto, cuando el semáforo del sistema TSW se ilumina con color amarillo (nivel 2) las actividades, por condiciones climatológicas deben ser suspendidas aumentando el total de los NPT.

3.6 OTROS EVENTOS

Adicional a los anteriores eventos, existen condiciones socioculturales del contexto del área de influencia. Una de estas condiciones corresponde a la restricción de la movilidad de vehículos pesados en la vía; la movilidad de estos vehículos es permitida los días lunes a viernes de 08:00 am a 12:00 m y de 02:00 pm – 06:00 pm; los sábados la movilidad es permitida solo de 08:00 am – 12:00 m. La movilidad de los vehículos pesados está condicionada al servicio de acompañantes viales y a servicio de señaleros en la vía. Con lo anterior, 415 horas NPT fueron contabilizadas debido a las restricciones viales.

Por su parte, los bloqueos viales de las comunidades también aportaron a las horas no productivas de las campañas del año 2020. Las comunidades del entorno ejercieron bloqueos en los accesos a las perforaciones; estos bloqueos buscaron mejoras y beneficios laborales. La NPT debidas a los bloqueos de la comunidad ascendieron a 386 horas, durante el año 2020.

De igual manera, debido a la situación de salud pública, la aplicación de protocolos de bioseguridad y pruebas de detección del Covid-19 al personal contribuyeron con las horas no productivas durante el 2020. Una cantidad de 147 horas NPT fueron estimadas debido a los protocolos (lavado de manos y otros) adoptados para trabajar durante la pandemia.

3.7 RESUMEN DE EVENTOS NPT

En resumen, las horas no productivas durante las campañas de perforación y completamiento en el año 2020, en el marco del desarrollo del proyecto “Desarrollo Llanito Módulo II”, fueron asociadas a fallas de equipo, eventos REM, bloqueos por parte de la comunidad, movilización de terceras compañías y equipo soporte, condiciones climatológicas y seguimientos de los protocolos Covid-19. La Tabla 6 sintetiza los eventos que condujeron a las NPT durante la campaña de 2020. De igual manera, la Figura 12 ilustra el porcentaje de contribución de los eventos a las horas totales NPT. Según esta figura, los eventos internos de la operación fueron los responsables del 27% de las horas NPT (REM, falla equipo WO, equipos adicionales de soporte). De igual manera, los eventos externos que afectaron la campaña en el 2020 sumaron alrededor del 73% de las NPT; la afectación por la situación sociocultural reportó el 10.33%, mientras las condiciones climatológicas contribuyeron el 35% de las horas no productivas.

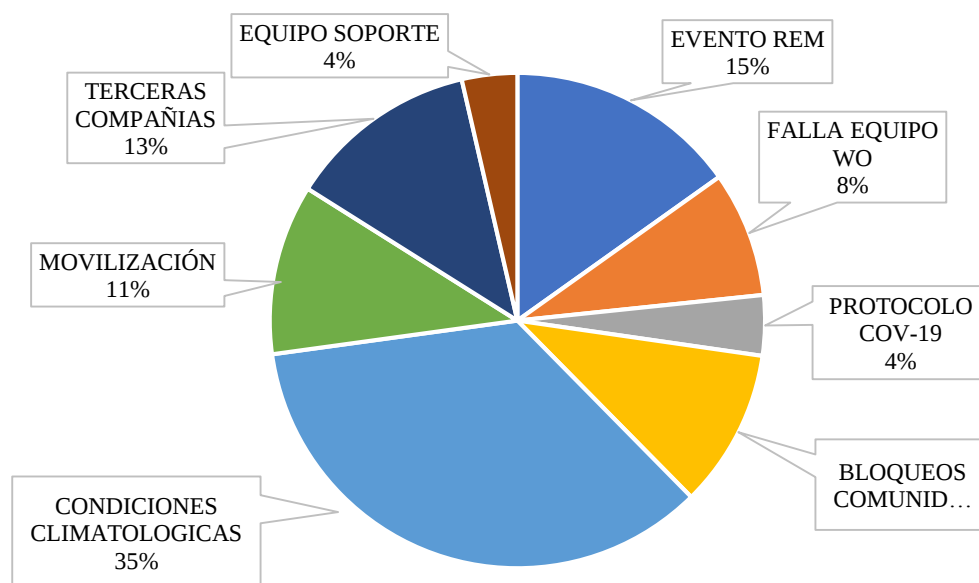
Tabla 6. Número de horas NPT de los diferentes eventos durante la campaña del 2020.

TIPO DE EVENTO	HORAS	PORCENTAJE
REM	566	15,2%
FALLA EQUIPO WO	306	8,2%
PROTOCOLO COV-19	147	3,9%
BLOQUEOS COMUNIDAD	386	10,3%
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS	1315	35,2%
MOVILIZACIÓN	415	11,1%
TERCERAS COMPAÑIAS	465	12,5%
EQUIPO SOPORTE	135	3,6%
TOTAL, HORAS	3735	100,0%

La contribución en las horas NPT por condiciones climáticas, aunque externas, podrían ser reducidas con la aplicación de unidades tipo “*Rigless*”; por sus características, los respectivos equipos “*Rigless*” son izados con grúa y todas las actividades del personal son desarrolladas al nivel del suelo. Con lo anterior, la aplicación de unidades “*Rigless*” habilita que los trabajos de completamiento

pueden ser ejecutados en el nivel 2, es decir, con el semáforo en color amarillo (Figura 11).

Figura 12. Porcentaje de contribución a las horas NPT durante la campaña del 2020.



3.8 COSTOS DE LOS EVENTOS NPT

Al analizar la campaña de perforación y completamiento del año 2020 en el Campo Llanito, los costos asociados a horas NPT ascendieron a 1,135 MMUSD; este valor fue estimado con base en los costos adicionales incurridos y pagados por la operación. Los costos asociados a condiciones climáticas correspondieron a 399,6 MMUSD. Es importante recalcar que la aplicación de equipos “*Rigless*” puede disminuir el costo asociado a las horas NPT derivadas de los eventos climáticos, ya que estos equipos permiten mayor maniobrabilidad; además, durante las fuertes lluvias las actividades no cesan en su totalidad.

Durante todas las fases se monitorean los tiempos reales de ejecución, sus posibles desviaciones (NPT que serán analizados en el siguiente capítulo de esta tesis) y los costos de operación, que para el caso de pozos productores que varían entre 0,51 y 0,71 MMUSD\$ y ~ 9 días, dependiendo del tipo de SLA, mientras que para el completamiento de los pozos inyectores alcanzan aprox. los 0,92 MMUSD\$ y 11 días de ejecución; todo con el objetivo de mantener el proyecto financieramente viable. Las Figuras 13 – 18, muestran el costo promedio y los tiempos de cada fase de completamiento, ya sea un pozo inyector o pozo productor con sistemas de levantamiento BES o UBM y se hacen indispensables en la evaluación de tiempos y costos del proyecto. En la Figura 13 se comparan los tiempos planeados y reales por etapa para un sistema de levantamiento con bomba electrosumergible (BES). Según esta figura, los tiempos ejecutados superan a los planeados en lo referente al *WBCO* y al completamiento debido a los NPT descritos en este capítulo.

En la Figura 14 se comparan los costos planeados y ejecutados para el mismo sistema de levantamiento BES. En esta figura se aprecia que los NPT del completamiento afectan en un mayor costo en esta etapa de operación; el aumento en los días de operación incrementa los costos diarios de la unidad *WO*. En estas figuras, las líneas representan los tiempos o los costos acumulados con cada etapa del completamiento. En las Figuras 15 y 16 se presentan los resultados de tiempos y costos planeados y reales por etapa para un sistema de levantamiento tipo unidad de bombeo mecánico (UBM). Según estas figuras, los tiempos y los costos para la puesta en operación de pozos con UBM presentan mayores valores ejecutados en lo referente al arme del equipo de *WO* y a la interpretación del registro de espectroscopía (ultrasonido). Lo anterior influye en mayores costos para la operación de *WO* (Figura 16).

Las Figuras 17 y 18 presentan los tiempos y los costos para las etapas de completamiento de pozos inyectores. Según, la Figura 17 los NPT influyen en que los tiempos ejecutados superen a los planeados en las operaciones *WBCO*, pruebas

de inyektividad y corrida de sarta de inyección selectiva con la unidad de WO. Por esto, los costos ejecutados de la operación de WO son mayores a los planeados (Figura 18).

Figura 13. Tiempos por etapa planeados vs reales Sistema BES.

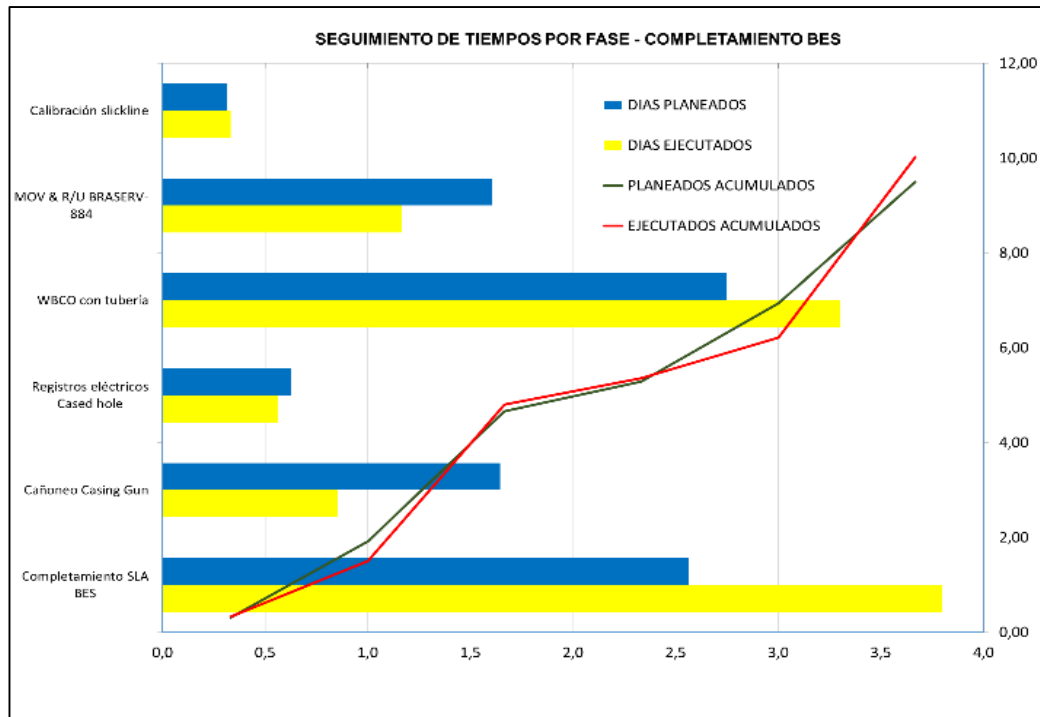


Figura 14. Costos por etapa planeados vs reales Sistema BES.

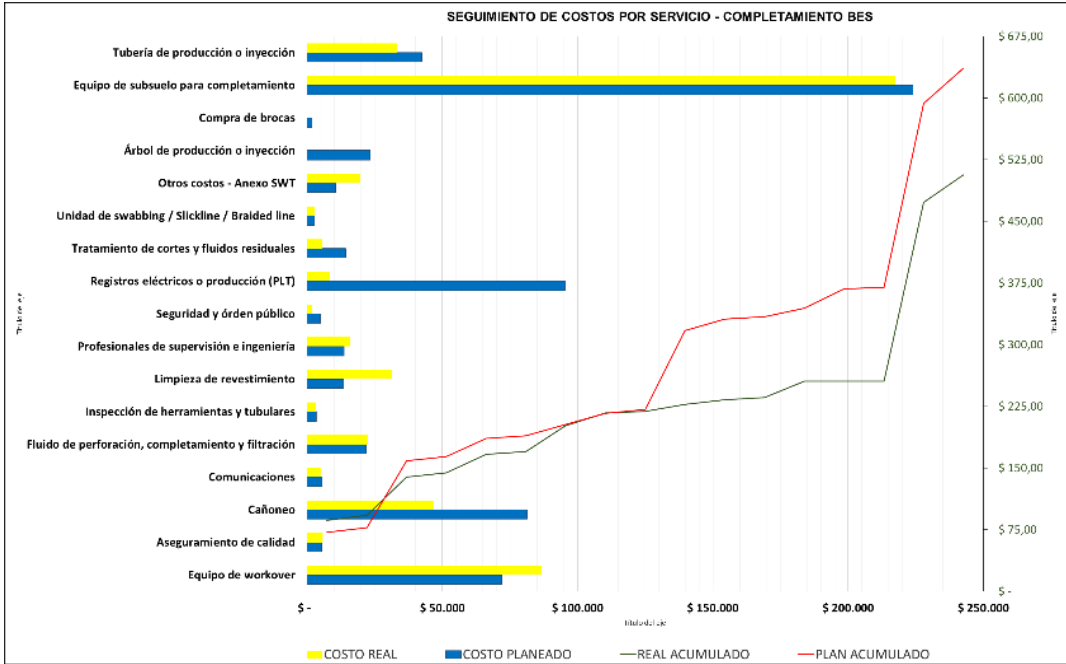


Figura 15. Tiempos por etapa planeados vs reales pozo UBM

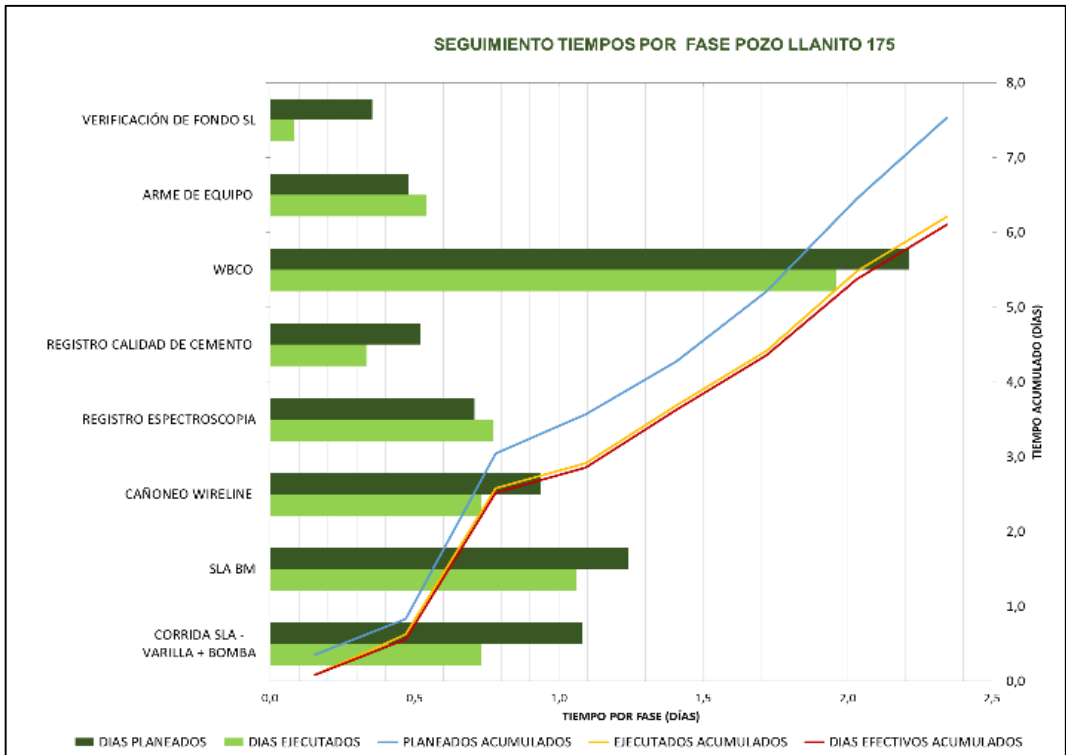


Figura 16. Costos por etapa planeados vs reales pozo UBM

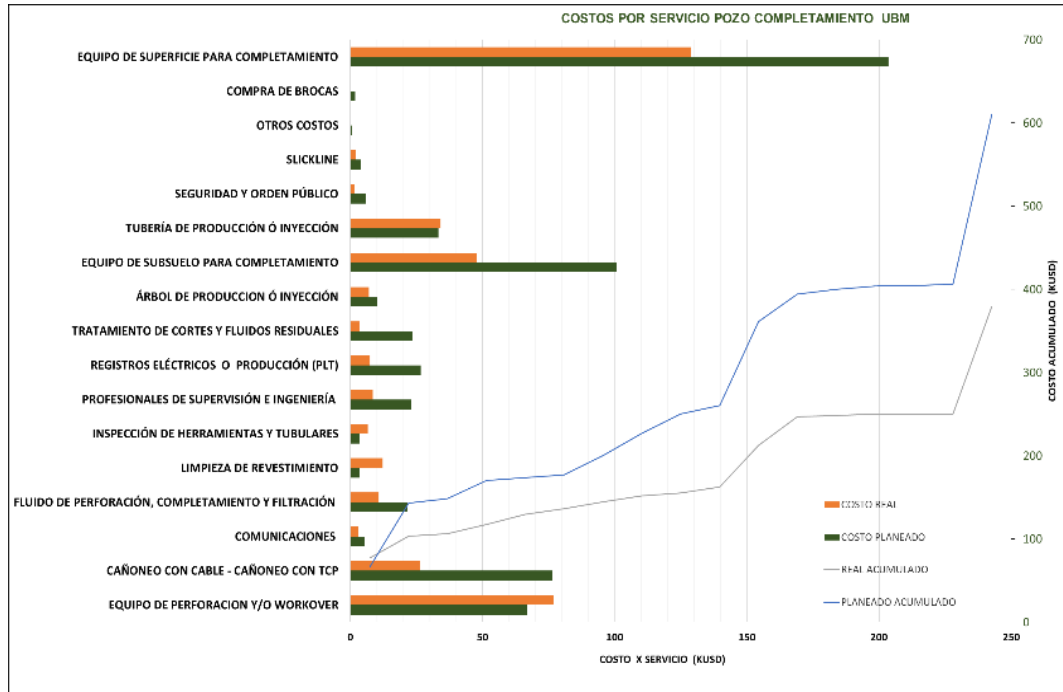


Figura 17. Tiempos por etapa planeados vs Reales pozo Inyector

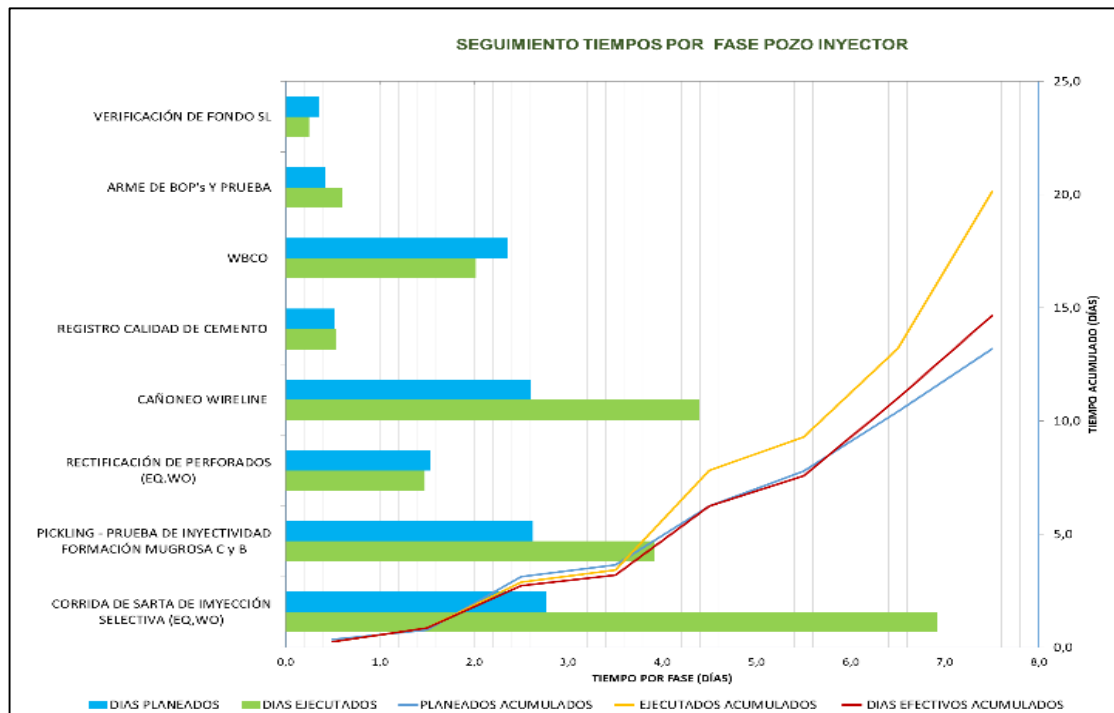
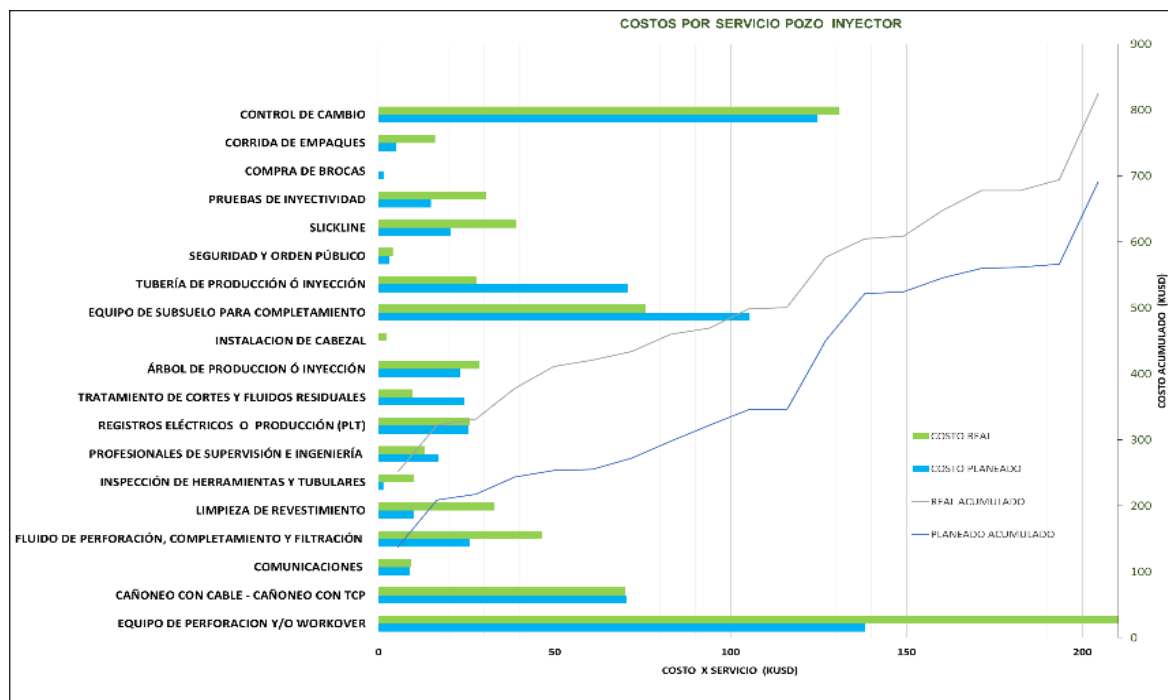


Figura 18. Costos por etapa planeados vs reales pozo inyector



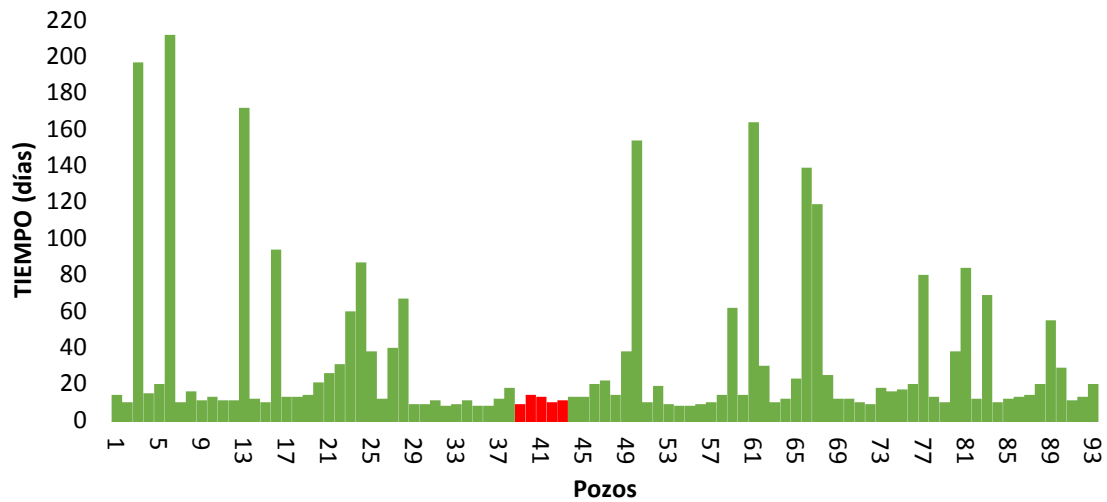
La Tabla 7 expone los costos de los procesos de perforación y completamiento en cada pozo de la Localización A. Según esta tabla, los pozos #3 y #4 presentan un mayor valor en el completamiento debido a que son de tipo inyectores. Asimismo, la tabla manifiesta que los costos de puesta de operación de pozos corresponden a un promedio de 1,8 MMUSD. El aporte de una estrategia de optimización de tiempos NPT en la operación de completamiento conlleva a la reducción de los costos de puesta en operación de pozos. La reducción de estos costos beneficia en la ejecución de la campaña de perforación, al aumentar el número de pozos perforados y puestos en operación y, en la evaluación al final de la ejecución del proyecto.

Tabla 7. Costos en USD de los procesos por cada pozo de la Localización A.

	POZO #1	POZO #2	POZO #3	POZO #4	POZO#5
Perforación	\$ 1.200.000,00	\$1.200.000,00	\$ 1.000.100,00	\$ 1.150.000,00	\$ 1.040.000,00
Completamiento	\$ 590.000,00	\$580.000,00	\$ 910.000,00	\$ 860.000,00	\$ 700.000,00

Por su parte, la Figura 19 presenta los tiempos de completamiento para los 93 pozos perforados en el 2020. Al revisar la totalidad de los 93 pozos completados durante el 2020, es evidente que, la estrategia actual aplicada a los 5 pozos de la localización A (color rojo, Figura 19), reportó cumplimiento en el completamiento dentro de los tiempos planeados. Sin embargo, en la Figura 19 también se observan pozos con tiempos de completamiento elevados (mayores a los planeados), ocasionados por eventos operacionales, incidentes y gran variedad de razones generadoras de NPT, que como se explicó anteriormente, afectan críticamente el desarrollo operacional. Los tiempos planeados para el completamiento de los pozos inyectoros está estimado en 12 días, mientras que, para los pozos productores, el tiempo de completamiento planeado se encuentra entre 7 y 9 días. Con lo anterior, de la Figura 19 se puede afirmar que, durante el periodo de evaluación, el desempeño en el completamiento fue afectado en la mayoría de los pozos.

Figura 19. Tiempos del Completamiento de pozos durante el 2020 en campo Llanito



Por todo lo anterior, la actual estrategia de ingresar con unidad de WO posterior a la salida del equipo de perforación, es insuficiente para cumplir o mejorar los tiempos estipulados en la promesa de valor de entrega de pozos en operación. Siendo esta la razón principal para la identificación y la proposición de alternativas que permitan el desarrollo de las fases de perforación y de completamiento de pozos de manera secuencial en la misma localización. Las alternativas pueden ser propuestas mediante proposición de nuevas estrategias para contrarrestar, mitigar o eliminar NPT o tiempos de esperas, siempre mediante la aplicación de procedimientos y operaciones seguras. El siguiente capítulo describe las unidades o equipos tipo “*Rigless*”, utilizados en la proposición de una alternativa de optimización de tiempos de perforación-completamiento.

4. GENERALIDADES DE LAS UNIDADES *RIGLESS*

4.1 DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES *RIGLESS*

En la ejecución del completamiento de pozos en el campo Llanito, las unidades “*Rigless*” (“*slick line*”, “*coiled tubing*”, “*electric line*”) corresponden a la mejor alternativa, desde la óptica financiera, para su aplicación durante las etapas de calibración, molienda, limpieza, registros eléctrico y cañoneo. El término “*Rigless*” en el ámbito del completamiento de pozos, define a todas aquellas intervenciones que se realizan sin taladro o equipo de *WO* incluyendo todos aquellos equipos que de manera independiente son usados en la intervención a pozos, supliendo una necesidad operativa^{18 19}. Entre los principales equipos de completamiento “*Rigless*” encontramos: los diferentes tipos de unidades de cable, unidades bombeo y unidad de “*coiled tubing*”.

Las principales características técnicas de estas unidades “*Rigless*” son: autonomía, versatilidad, tamaño y modo de operación. Son estas características las que benefician en la reducción de tiempos de aplicación, reducción en costos e independencia de las unidades de *WO*. Especialmente, las unidades tipo “*Rigless*” corresponden a una alternativa para el completamiento de pozos, en aquellas localizaciones con áreas libres insuficientes para operar bajo SIMOPS entre perforación y completamiento; en estas localizaciones el área libre impide el ingreso de una unidad de *WO*. La Figura 20 presenta una fotografía de un equipo de perforación y el equipo “*coiled tubing*” pertenecientes a la compañía Weatherford, realizando calibración y molienda en el pozo contiguo, operando bajo SIMOPS en una locación de Villahermosa, México.

¹⁸ Morrison, B. y Karlsen, O.E. 2013. Rigless Intervention: Barriers and Misperceptions About Using Lightweight Intervention Solutions To Increase Oil Recovery from Deepwater, Subsea Wells. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA.

¹⁹ Offshore. 2017. Baker Hughes, Aramco Debut Rigless ESP System. Offshore (Conroe, Tex.), 77(3). <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16756073/baker-hughes-aramco-debut-rigless-esp-system>

4.2 UNIDADES *RIGLESS* CON CABLE (*WIRELINE*)

Las unidades “*Rigless*” con cable, denominadas en inglés como “*Wireline*”, son equipos que usan cable como medio para accionar herramientas en el pozo²⁰. Existen tres diferentes tipos de unidades de “*Wireline*” que se usan para diferentes aplicaciones; estas unidades son: cable liso o alambre (SL, “*Slick line*”), cable trenzado (BL, “*Braided line*”) y cable eléctrico (EL, “*Electric line*”). La Figura 21 ilustra los diferentes tipos de cables utilizados en el “*Rigless*”; según esta figura, los componentes, así como el grosor del cable crecen desde el SL al EL. Por su parte, las Figuras 22 y 23 presentan los equipos armados con SL y, con BL y EL, respectivamente. Según estas figuras, la diferencia en el armado de los equipos SL y, BL y EL, radica en el tipo de pozo a completar y la presión estimada en cabeza de pozo.

Figura 20. Simops entre Rig y CT



La diferencia fundamental entre el cable eléctrico, EL, y los otros consiste en la transmisión de corrientes eléctricas y datos (el SL y el BL no lo permiten); la transmisión de datos en tiempo real es una excelente ventaja al realizar operaciones de mayor complejidad. Otra característica que diferencia a los tres corresponde a la

²⁰ Morrison, B. y Karlsen, O.E. 2013. *Rigless Intervention: Barriers and Misperceptions About Using Lightweight Intervention Solutions To Increase Oil Recovery from Deepwater, Subsea Wells*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA.

capacidad de carga o tensión con la que pueden trabajar. La máxima tensión de trabajo depende del tipo de cable; sin embargo, en general el cable eléctrico es más resistente que el BL y, a su vez, el BL es más resistente que el SL. El equipo de presión viene en diferentes tamaños, especificaciones y rangos de presiones de trabajo dependiendo de las condiciones y ambientes locales de trabajo. Los rangos de presión de trabajo más comunes son: 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 psi. Además de la presión, para la selección del equipo se debe tener en cuenta las características de los fluidos presentes, pues en el caso de trabajos en ambientes corrosivos o presencia de H_2S un equipo especial es requerido.

Figura 21. Cables utilizados en unidades “*Rigless Wireline*”.

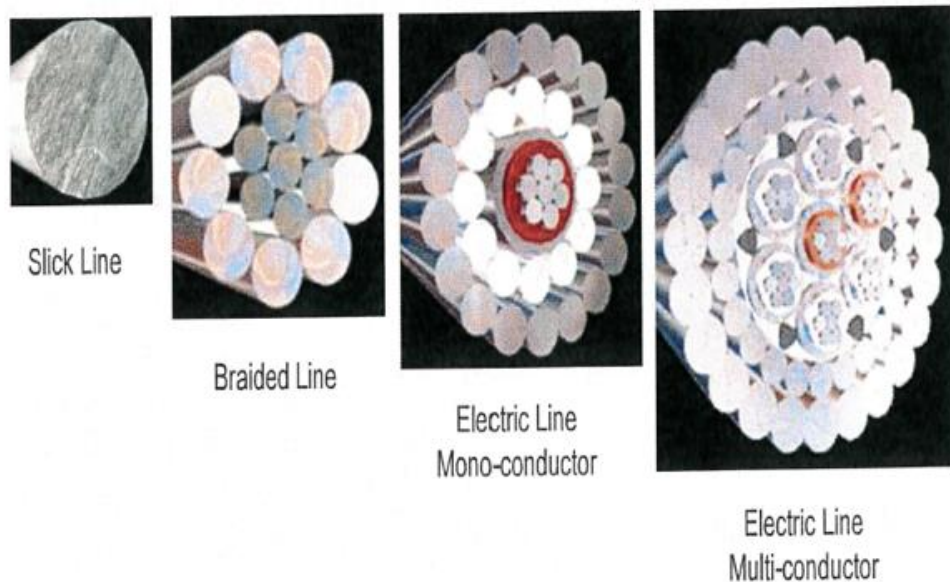


Figura 22. Armado de equipo “*Slick line*” (SL).

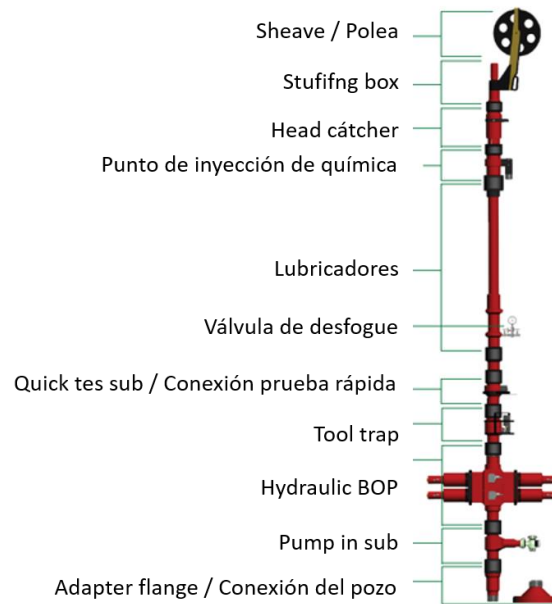
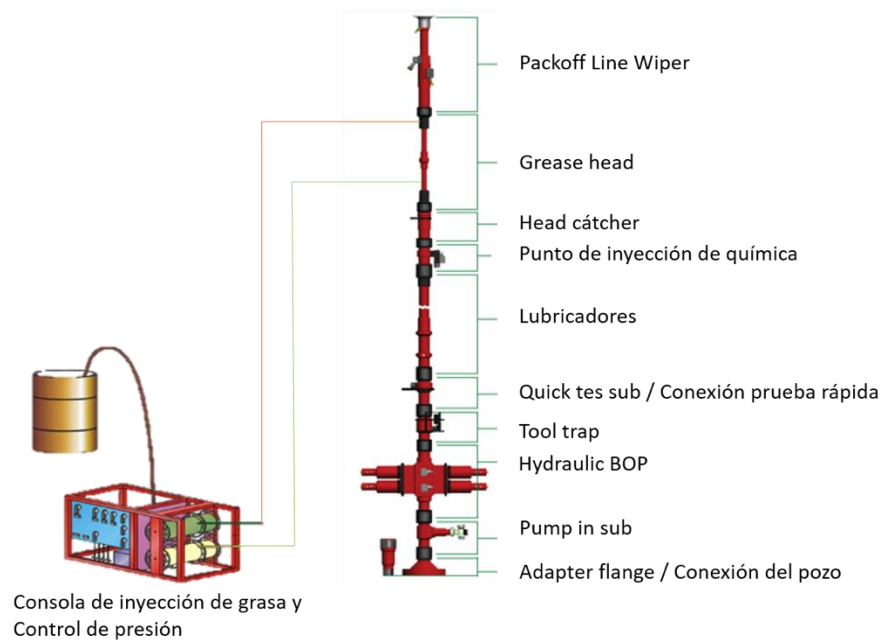


Figura 23. Armado de equipos “*Braided line*” (BL) y “*Electric line*” (EL).



Algunas operaciones comunes realizadas con cable son: Cañoneo, registros eléctricos (con memorias o en tiempo real), instalación y recuperación de válvulas de subsuelo, corridas de acceso ("*Drift & Dummy runs*"), asentamiento y recuperación de tapones y empaques, operaciones de pesca, colocación de tapones de arena, cemento y otros, recuperaciones de muestras de fondo a limpieza de arena y otros, limpiezas de parafina y otros depósitos, instalación y recuperación de válvulas de "*Gas Lift*" y, apertura y cierre de camisas corredizas ("*Sliding Sleeve*"). A continuación, se describen las principales partes de las unidades "*Rigless*" "*Wireline*".

4.2.1. Sistema de Control de Presión (SCP).

El sistema de control de presión o PCS (*Pressure Control System*) por sus siglas en inglés, está constituido por aquellas herramientas de la unidad que soportan la presión que posee el pozo. Este sistema se encuentra en funcionamiento durante los trabajos, ya sea con el pozo cerrado o en operación, garantizando la seguridad del proceso.

4.2.2 "Blow Out Preventor" (BOP).

Es implementada en las operaciones para prevenir o evitar reventones proporcionando el cierre del pozo alrededor del cable de acero. El BOP es operado generalmente en forma remota.

4.2.3 Carrete.

Las unidades usadas en este tipo de operaciones son generalmente accionadas por sistemas de transmisión a control hidráulico o mecánico. El cable es instalado sobre un tambor, el cual es normalmente accionado por un motor a diésel. La fuerza motriz es transmitida desde el motor hacia el tambor hidráulicamente como lo muestra la Figura 24.

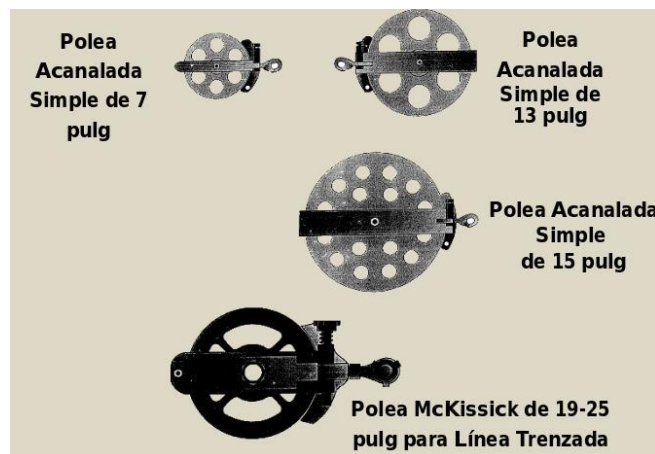
4.2.4 Aparejo de poleas.

Las poleas son implementadas para orientar el cable en el sistema, reduciendo el estrés que este pueda sufrir por la tensión y la torsión de las operaciones. La polea inferior evita la torsión del lubricador al manejar cargas pesadas; esta polea se encuentra instalada en el cabezal de pozo. Por su parte, la polea en prensa estopa dirige la línea de acero desde el pozo, a la polea inferior y viceversa. La Figura 25 presenta los diferentes tipos de poleas utilizadas en las unidades “*Rigless Wireline*”.

Figura 24. Carrete de cable eléctrico utilizado en las unidades “*Rigless Wireline*”.



Figura 25. Tipos de poleas usada en trabajos de cable en unidades “*Rigless Wireline*”.



Fuente: Schlumberger, 2001.

4.2.5 Indicador de peso

Representa un papel importante en la unidad, ya que, al estar diseñado para indicar el peso de la herramienta, permite al operario determinar hasta que cargas pueden soportar los cables del “*Rigless*”. El indicador de peso funciona de manera hidráulica y está compuesto por 3 piezas principales que son el pulmón, la manguera y el manómetro. El indicador de peso es instalado en el árbol de navidad, por medio de una cadena. El sistema de pulmón es accionado mediante la presión presente en el cabezal del pozo; la presión del pozo genera la expansión de un líquido, el cual se desplaza por la manguera al registrador de presión, indicando el valor correspondiente. La Figura 26 ilustra el indicador de peso.

Figura 26. Indicador de peso en trabajos de cable en unidades “*Rigless Wireline*”.



4.2.6 “Stuffing box”.

Proporciona un sello alrededor del “*slickline*” para confinar los gases y fluidos del pozo. Estos fluidos confinados generan las presiones requeridas para las operaciones; el rango de presiones que va de 5.000 a 15.000 psi. La Figura 27 ilustra las principales partes del “*Stuffing box*”.

4.2.7 Cabezal de Control de Grasa para Línea Eléctrica y Trenzada.

El cabezal de inyección de grasa define la presión mientras que funciona la unidad “*Rigless Wireline*” en el agujero. El cabezal utiliza una serie de pipas pequeñas, llamadas tubos del flujo, con lo cual disminuye la presión del pozo. La grasa es inyectada a alta presión en la porción inferior del cabezal para ejercer contrapresión

a la presión de cabeza del pozo. La Figura 28 presenta las principales partes del cabezal de control de grasa.

Figura 27. “*Stuffing box*” usada en unidades “*Rigless Wireline*”.

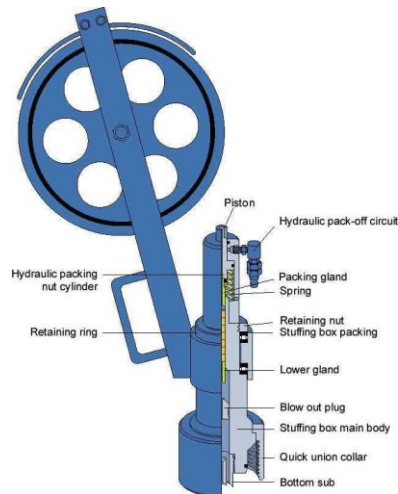
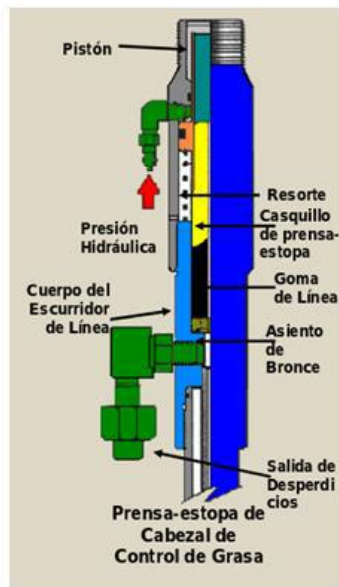


Figura 28. Cabezal de control de grasa usado en unidades “*Rigless Wireline*”.



Fuente: Schlumberger, 2001.

4.3 UNIDADES DE BOMBEO EN OPERACIONES *RIGLESS*

Las unidades de bombeo son utilizadas en diferentes etapas de la vida de un pozo, desde la etapa de perforación hasta el fin de su vida productiva. Existen diferentes equipos de bombeo para diferentes aplicaciones, pero en nuestras operaciones las más usadas son las unidades de bombeo de alta presión con bombas “*triplex*” (3 pistones) de doble acción y rangos de presión de trabajo desde 5 kpsi hasta 15 kpsi. La principal diferencia entre una bomba y otra radica básicamente en su capacidad de bombeo, la cual está dada por la cantidad de “caballos de fuerza hidráulicos” (HHP: “*Hydraulic Horse Power*”) que posee cada unidad. Existen otras diferencias en cuanto a los sistemas hidráulicos, mecánicos, eléctricos y electrónicos, pero esto depende más del modelo de cada bomba y las características de diseño del fabricante.

Para realizar un trabajo de bombeo específico, se deben establecer dos parámetros fundamentales que son: la máxima rata de bombeo y la máxima presión de trabajo, pues con ellas se puede establecer las necesidades de HHP requeridos para ese trabajo en particular. Cada unidad de bombeo cuenta con pistones de un diámetro particular que le da unas tasas de bombeo específicas según el tamaño; a mayor diámetro de los pistones, mayor caudal de bombeo y menor rango de presión. Las operaciones más comunes que se realizan con las unidades de bombeo son: fracturamiento hidráulico, estimulación química, matada de pozo, trabajos de cementación, pruebas de presión e integridad, bombeo de productos químicos y pruebas de inyektividad, entre otras. La Figura 29 ilustra la operación de unidades de bombeo con la unidad “*Rigless*”.

Todas las unidades de bombeo necesitan equipos y accesorios complementarios como son la tubería de alta presión y mangueras de succión, algunas veces requieren de una bomba centrífuga que las alimente, sistemas de seguridad como

las válvulas de alivio de presión (PRV, “*Pressure Relief Valve*”) y disco de ruptura, un sistema de adquisición de datos, manómetros, tanques y sensores entre otros.

Figura 29. Unidades de bombeo en operaciones “*Rigless*”.



4.4 UNIDAD DE COILED TUBING (CT)

La utilización de las unidades de tubería enrollada o “*Coiled Tubing*” (CT) se ha incrementado desde su introducción en la industria petrolera a comienzos de la década de los 60’s, debido a sus gran versatilidad y rapidez para realizar un sinnúmero de operaciones que anteriormente solo podían realizarse con equipos de perforación. La Figura 30a presenta una fotografía de la unidad CT y la 30b ilustra el montaje de esta unidad en pozo. Básicamente, el CT consiste en un tubo metálico continuo construido en diferentes aleaciones de acero y con diámetros externos que van desde 1 hasta 3-1/2 pulgadas, el cual viene enrollado en un carrete (“*reel*”) que le permite meter o sacar tubería y herramientas en el pozo con gran facilidad haciendo uso de un sistema de potencia hidráulica y un sistema de control de presión.

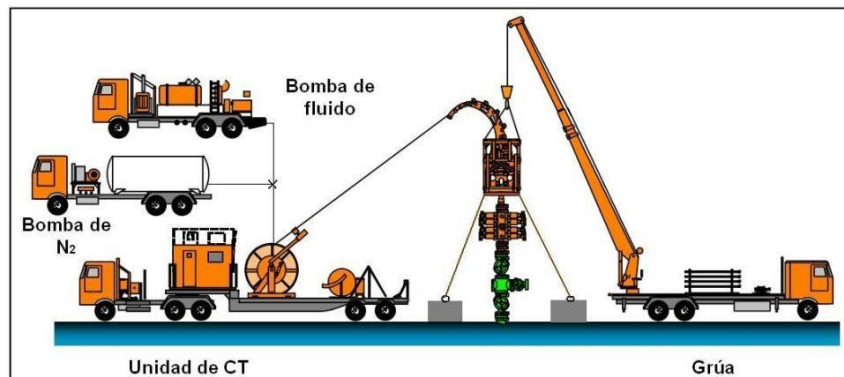
La unidad motriz hidráulica, o sistema de poder (“*power pack*”), controlado desde una consola instalada en una cabina de control central acciona el cabezal del

inyector para meter o recuperar la tubería flexible en el pozo. La sarta de “Coiled” pasa a través del cuello de ganso e ingresa a la cabeza inyectora antes de pasar a través del equipo de control de presión. El equipo de control de la presión consiste en un “stripper” (similar al “stuffing box” de las unidades de “wireline”), un lubricador o “riser” y un conjunto de válvulas llamadas comúnmente preventoras o BOP. La gran particularidad que tiene el equipo de CT es que permite correr en pozos vivos, sean productores o inyectores y una vez el CT inicia a correr en pozo no se requiere de personal interactuando o cercano a cabeza de pozo.

Figura 30. Unidades “Rigless” con “Coiled Tubing” convencional.



a) Fotografía unidad CT propiedad de Schlumberger.



b) Montaje unidad CT.

Fuente: Schlumberger, 2001.

Los componentes del “stack” mostrados en la Figura 31 están categorizados de acuerdo a la máxima presión que puede poner el pozo y son:

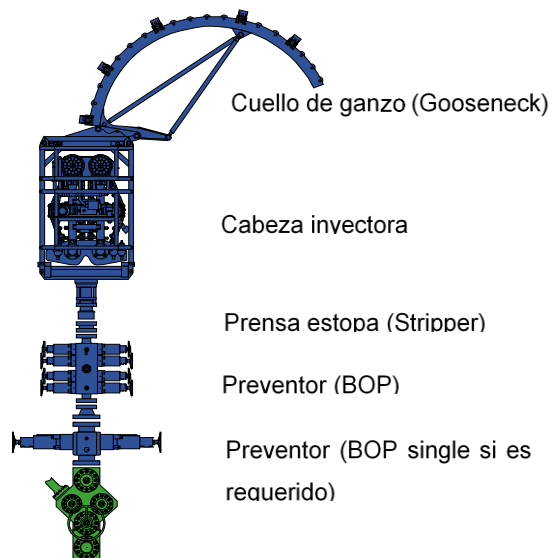
4.4.1 Cuello de Ganzo

Esta parte del CT es una guía curvada en arco que lleva la tubería flexible continua desde el carrete hacia las cadenas inyectoras soportando un radio de doblado (90+ grados) por encima del inyector.

4.4.2 Cabeza Inyectora.

Las funciones básicas de la cabeza inyectora incluyen: Inyectar y recuperar la sarta de CT, sostener la sarta de CT estática, medir la tensión de la tubería (Indicador de Peso), medición de profundidad y velocidad de la tubería, Lugar de montaje para la barrera de control de presión primaria (“*stripper*”). La Figura 32 presenta la cabeza inyectora.

Figura 31. “Stack” del CT convencional.



Fuente: Schlumberger, 2001.

4.4.3 Prensa Estopas o “Stripper”.

Hace parte del equipo de control de pozo y hace sello dinámico alrededor de la tubería (“*coiled tubing*”), conteniendo los fluidos del pozo y la presión. El CT puede estar en movimiento y en caso de presentarse una fuga mediante un sistema

hidráulico se hace desplazar un pistón que transmite la energía a los “*rubbers*” (cauchos del “*stripper*”) y genera sello hermético sobre la tubería. La Figura 33 ilustra el prensa estopas.

Figura 32. Cabeza inyectora del CT



Fuente: Schlumberger, 2001.



Figura 33. Stripper tipo Ventana, fabricante Texas Oil tools / “*Stripper rubbers*”.

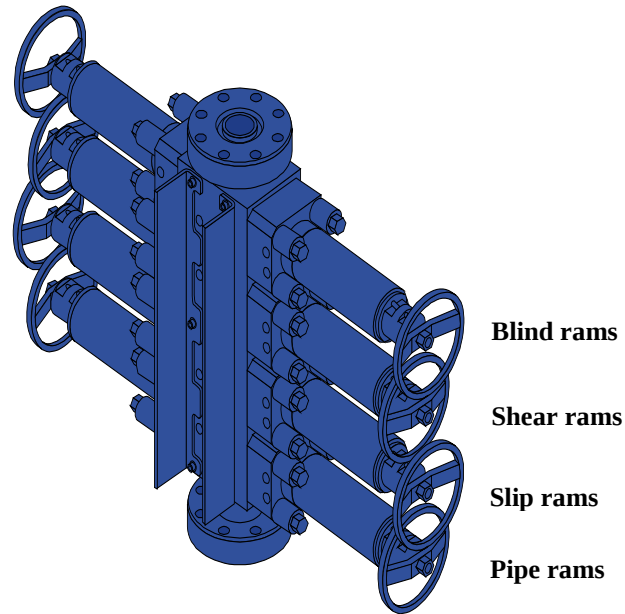


4.4.4 “Blow Out Preventor” (BOP).

La BOP es un conjunto de brazos o arietes que mediante presión hidráulica accionan los pistones (arietes) transmitiendo la fuerza alrededor del coiled tubing, Figura 34. A diferencia del “*Stripper*”, para activar el BOP el movimiento del CT debe estar totalmente detenido. Las principales funciones del BOP son:

- Proporcionar una barrera secundaria contra la presión y los fluidos del pozo mediante los insertos de anular y corte (“*pipe ram*” y “*blind ram*” de tubería y pistones de corte).
- Aseguramiento / soporte de la sarta de tubería contra el peso operativo o la fuerza de frenado mediante las cuñas (“*Slip ram*”)
- Cortar la sarta de tubería en condiciones de funcionamiento en caso de generarse una contingencia (“*Shear ram*”)
- Proporcionar acceso al pozo para medición de fluido (puerto de eliminación) y presión (puerto de presión)
- Soportar el peso (y las fuerzas aplicadas) del equipo de CT bajo la presión nominal del pozo.

Figura 34. Imagen de un “*Blow out preventor*” (BOP).



Fuente: Schlumberger, 2001.

4.4.5 Carrete.

El carrete se utiliza para guardar íntegramente la tubería CT durante el transporte y como dispositivo de enrollado durante las operaciones. La Figura 35 ilustra el carrete.

4.4.6 Consola de Control.

El diseño de la consola de control contiene todos los indicadores y controles como se evidencia en la Figura 36, para operar y monitorear una unidad de tubería continua permitiendo así las operaciones de levantar o bajar la sarta, cambiar la velocidad y, controlar la presión de la cabeza de pozo, la corrida de cámaras y otras herramientas.

Figura 35. Imagen ilustrativa del carrete



Por otra parte, entre los diferentes tipos de CT se tienen (Morrison y Karlsen, 2013; Offshore, 2017):

- CT convencional o tubería enrollada es la tubería a usar en nuestras operaciones.
- “*Smart Coiled Tubing*”: que es un CT convencional al cual se le ha inyectado un cable de registros o cable eléctrico (“*E-line*”) y se usa para hacer trabajos similares a los que se hacen con las unidades de “*E-line*” pues este tiene las mismas características.
- “*Active Coiled Tubing*”: Es similar al “*Smart CT*”, pero con la diferencia que este tiene un cable de fibra óptica de mucho menor diámetro que el cable del “*Smart CT*”. Este tipo se utiliza para otras aplicaciones diferentes a las del “*Smart CT*”, pues en este no se tiene ninguna restricción para el bombeo de fluidos. Las dimensiones de las tuberías son las mismas que las del convencional.

Figura 36. Fotografía de una consola de control



Algunas de las operaciones típicas que se realizan con CT son: limpieza de tubería o "*pickling*", levantamiento de pozo con asistencia de nitrógeno, estimulación química, cementaciones, operaciones de pesca, sentado y desasentado de tapones, empaques y otras herramientas, registros eléctricos usando "*Smart Coiled Tubing*" y "*Active Coiled Tubing*" (fibra óptica), molienda de tapones y otros ("*milling*"), colocación y limpieza de tapones de arena o cemento, trabajos de cañoneo y perforación con materiales abrasivos ("*Abrasi-Jet*").

5. PROPUESTA DE LA ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN TECNICO-ECONÓMICA PARA EL COMPLETAMIENTO DE POZOS EN EL CAMPO LLANITO CON UNIDADES *RIGLESS*

5.1 SELECCIÓN DE LA UNIDAD *RIGLESS*

La selección de equipos tipo “*Rigless*” para su aplicación en las etapas iniciales del completamiento del pozo, están basada en las siguientes variables de interés: producción diferida, tiempos de operación, disponibilidad de equipos, recurso humano y valoración de los riesgos operacionales.

- Producción diferida. Hace referencia al volumen de crudo que no se produce de acuerdo al potencial esperado en un determinado momento o plazo determinado. Es el dinero que no se recibieron con respecto a lo que se tenía planeado. Las causas que la generan son dos, producción diferida no programada y producción diferida programada, en este caso se maneja la segunda debido a que está asociada a retrasos en la fecha planeada de arranque de los pozos.
- Tiempo de operación incluida movilización. En esta variable se tiene en cuenta los tiempos desde que se solicita la unidad de “*Rigless*” y seleccionada en cada caso.
- Mano de obra. Se hace referencia a cantidad de personal que es necesario para llevar a cabo cada etapa del completamiento de pozo.
- Disponibilidad. Es el tiempo en que se tenga disponible los equipos, ya sea: equipo de WO, “*Wireline*”, “*Slick line*” y “*Coiled tubing*”.
- Seguridad del personal. Es una variable que está directamente relacionada con la mano de obra (número de personas), que se dispongan para llevar a cabo las actividades debido a que entre mayor cantidad de personal interactuando simultáneamente, mayor exposición a la línea de peligro y probabilidad de accidentabilidad. Es necesario mencionar que operar con los equipos “*Rigless*” reduce la interacción de personal y equipo con otros grupos de trabajo.

Cada una de estas variables presentan el mismo valor al momento de establecer la hoja de ruta y decidir el uso o no de los equipos “*Rigless*” en la operación.

5.2 RESUMEN DE LA ESTRATEGIA Y LAS ACTIVIDADES

La estrategia propuesta en el presente trabajo fue dividida en cinco actividades. En la primera se realiza una evaluación de los avances de la operación. En la segunda actividad se establece una primera intervención con la unidad de “*Coiled tubing*”, mientras que en la tercera actividad se efectúa una evaluación de la calidad del cemento y demás registros eléctricos requeridos. La cuarta actividad corresponde a la aplicación del cañoneo, mientras que la última actividad corresponde a la corrida de la sarta final, sea BES, UBM o sarta de inyección.

5.2.1 Evaluación de Avances.

Antes de plantear la posibilidad de ingresar a una localización, se realiza una visita al área para conocer el avance de las labores del grupo de perforación, áreas disponibles, rutas de acceso, fecha de liberación y movilización del equipo, riesgos potenciales de sus actividades, riesgos periféricos, áreas libres para ubicar equipos. Al definirse que el área está disponible y hay suficiente espacio, se verifica que puede ingresarse un equipo adicional a operar en simultaneidad con el equipo de perforación.

Posterior a la visita se convoca una reunión SIMOPS (Operaciones Simultáneas) en el área, en la que debe participar cada responsable de las áreas y el líder de cada uno de los equipos de trabajo a intervenir. Asimismo, se diligencia en sitio el análisis de riesgo para todas las actividades donde se plasman todos los riesgos y controles de cada una de las áreas. También, se define un orden de prioridades de cada una de las actividades a realizarse y se determinan la línea de autorizaciones para la forma de permisos de trabajo, competencias del personal, mecanismos y

herramientas que se deben cumplir para la eliminación o mitigación de los riesgos o impactos ambientales que puedan estar presentes al ejecutar las actividades propuestas. La efectividad de la implementación, sostenibilidad y práctica de los controles definidos se debe monitorear a diario y cualquier posible desviación informarla a tiempo en la reunión diaria de concertación de permisos de trabajo.

5.2.2 Intervención Inicial.

La segunda actividad plantea la ejecución de una primera intervención con la unidad de “*Coiled tubing*” (CT). La intervención inicia con el equipo de CT izado con grúa, requiere de dos operaciones o corridas. La primera corrida es efectuada con herramientas de fondo integradas por conector externo EZ, válvula doble charnela, desconector hidráulico y puerto de circulación (MHA, “*Motor Head Assembly*”), con conexión al motor de fondo de 2 7/8 – 3.5 in y “*junk mill*” de 5.93” para la perforación del cemento, esto en caso de ser requerido (asegurando el acceso hasta el collar flotador). Posteriormente, la segunda corrida es ejecutada, esta vez reemplazando el “*junk mill*” por una boquilla convencional de 5” para realizar la limpieza del revestimiento.

La compañía o empresa operadora del CT, a partir de la información suministrada del pozo (tamaño de la tubería de revestimiento, el espacio anular entre diámetro interno del revestimiento, restricciones, desviaciones y el diámetro externo del CT), desarrolla diversas simulaciones matemáticas para establecer los parámetros de bombeo, así como sus respectivas velocidades anulares. También, a partir de la información de las fases de diseño suministrada por la empresa operadora, se simula el desempeño y los resultados con los diferentes tipos de fluidos. Con lo anterior, se establecen concentraciones y trenes de fluidos que al ser aplicados permiten un desempeño adecuado, en cuanto a la limpieza, la capacidad de acarreo de las partículas y el transporte de las mismas hasta fuera del pozo.

5.2.3 Evaluación de la calidad del cemento

Esta tercera actividad tiene la finalidad de tomar registros de evaluación de la calidad de cemento del revestimiento de 7" con unidad de "Wireline". Esta operación requiere recursos de equipo y personal especialista y sus costos ya están incluidos en la planeación. Esta operación puede ser ejecutada sobre la unidad de WO, izados con el bloque, o como lo planteado en la presente estrategia tipo "Rigless". La operación tipo "Rigless" requiere del movimiento de una grúa para el izamiento del equipo de control de presión y poleas. En aquellos pozos donde se requiera tomar registros de Espectroscopia o Registro Mineralógico, los NPT con cobro del equipo de WO resultan mayores, puesto que requieren de mayor tiempo (~72 horas) en la interpretación y en la evaluación de la data, por parte de las autoridades técnicas. A partir de las recomendaciones de las autoridades técnicas se definirán los intervalos de cañoneo.

5.2.4 Aplicación del Cañoneo

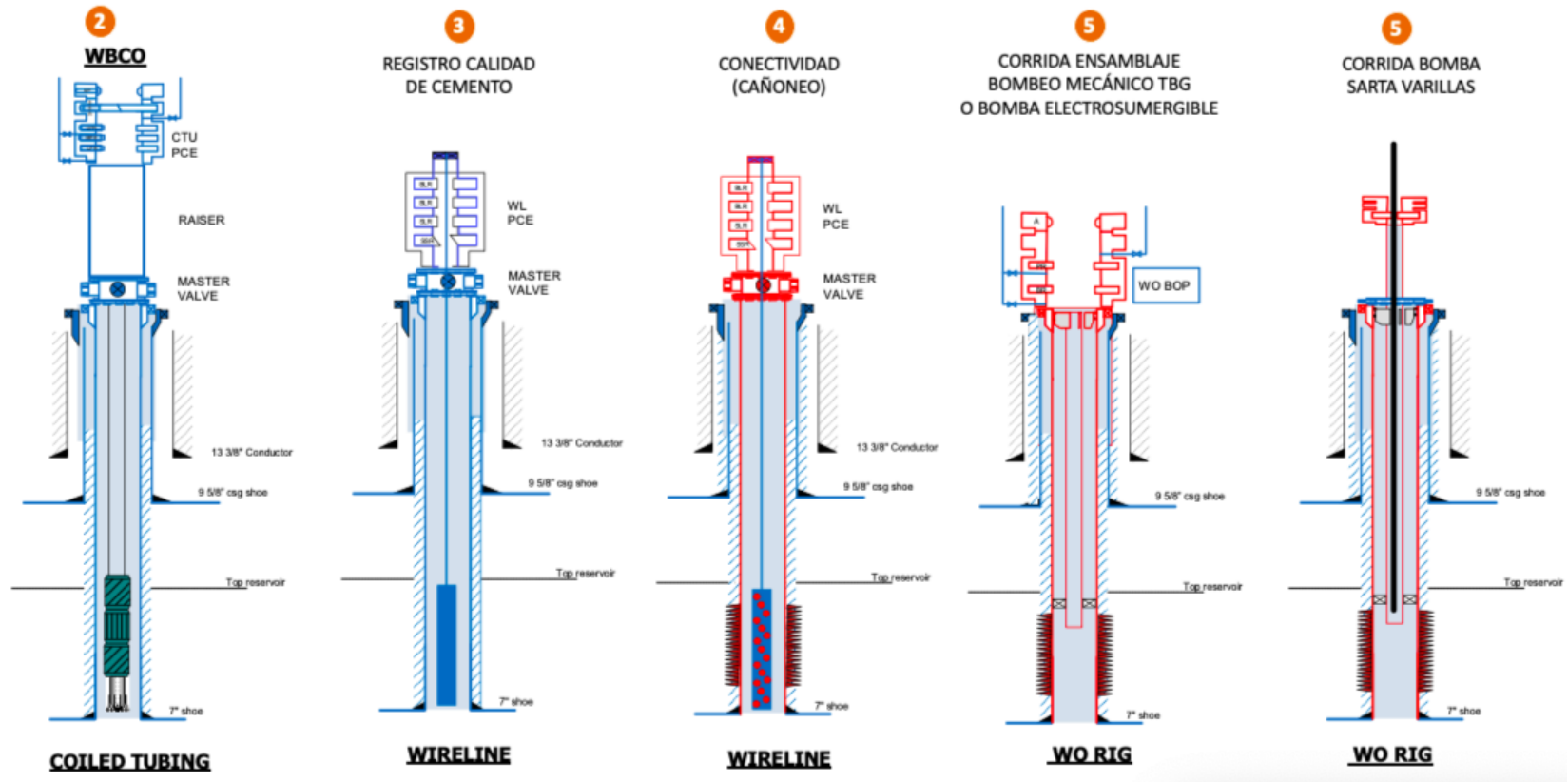
La actividad de cañoneo requiere del mismo arme de equipos que los usados durante el registro eléctrico y puede realizarse sobre el equipo de WO o con el equipo de control de presión y poleas izadas con la grúa. Es preciso mencionar que durante la etapa de cañoneo se requiere mantener el sobre balance del pozo, en un valor de 200 psi por encima de la presión de yacimiento. En el caso "Rigless" se requiere de un camión cisterna, con la salmuera de control calculada para mantener el pozo lleno durante la operación de cañoneo.

5.2.5 Corrida de la Sarta Final

Luego de las anteriores actividades, las cuales hacen parte del alcance de la estrategia "Rigless" propuesta, el pozo queda disponible para la actividad final del completamiento, así como de la ejecución o corrida con la sarta definitiva de producción o de inyección. La Figura 37 ilustra las actividades 2 a 5 propuestas en la presente estrategia de completamiento tipo "Rigless". Por su parte el Anexo 1

muestra la hoja de ruta seguida para la aplicación de la presente propuesta de optimización del completamiento.

Figura 37. Ilustración actividades 2 a 5 de las propuestas de completamiento “Rigless”.



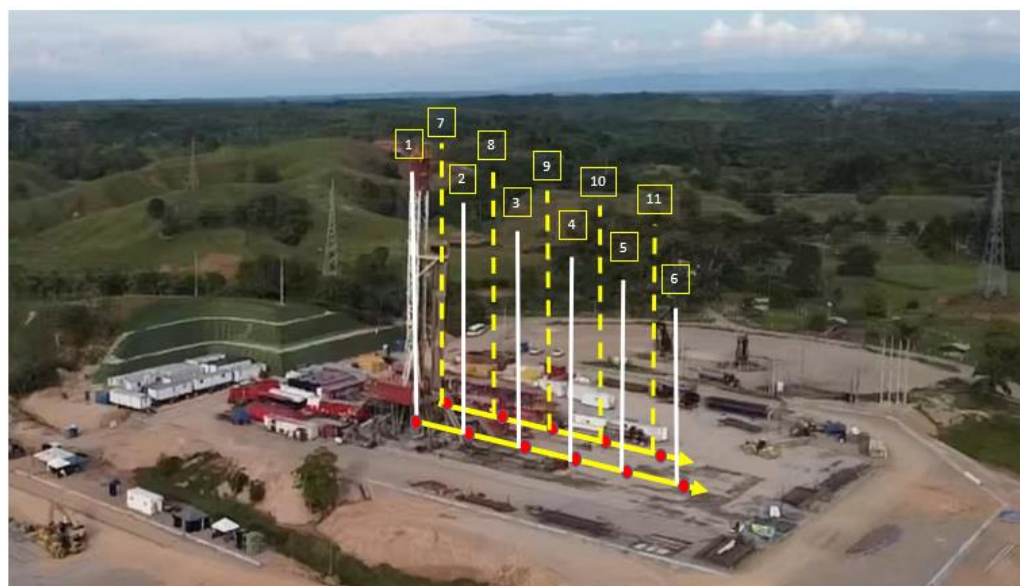
5.3 DESEMPEÑOS PREVIOS OBTENIDOS

Al comparar el desempeño en los tiempos operativos de movilización, arme y ejecución de la limpieza del pozo (WBCO, "*wellbore clean out*"), se determinó que la eficiencia mostrada por el equipo de "*coiled tubing*" dependió en la velocidad de corrida y sacada en el pozo. Con la velocidad de corrida y sacada en el pozo de 60 ft/min o 3600 ft/h, la operación reportó un menor tiempo frente a la unidad de WO que corre en promedio de 10 a 15 juntas por hora, es decir, 465 ft/h. Además de la menor velocidad de la unidad WO, se suman los tiempos inactivos, NPT, de la cuadrilla debido a las interrupciones de las actividades en presencia de fuertes lluvias y tormentas eléctricas. Como fue mencionado anteriormente, las condiciones ambientales no afectan la corrida con CT, al trabajar en cabinas cerradas que resguardan a los operarios y no obligan a suspender la operación del pozo. Una mayor descripción de la evaluación de la estrategia planteada es presentada en el siguiente capítulo.

6. EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN PROPUESTA

La estrategia de optimización propuesta y descrita en el capítulo anterior fue aplicada en la Localización B. En esta localización, la planeación involucró la perforación de 11 pozos, de los cuales 8 pozos fueron de tipo productores (4 con bombeo electrosumergible, BES, y 4 con bombeo mecánico, UBM) y 3 pozos fueron de tipo inyectores. La Figura 38 ilustra la disposición de los 11 pozos de la localización B.

Figura 38. Localización B de evaluación de la estrategia de optimización



Antes de la aplicación de la estrategia propuesta, un canal de comunicación directo con el “Coman” de perforación fue establecido para el seguimiento del avance de las actividades de perforación y el registro de los espacios liberados, así como de la verificación de la viabilidad del ingreso de los equipos “Rigless”. El equipo “Rigless” ingresa cuando se verifica que al menos se cuenta con un pozo de por medio, entre el equipo de perforación y el frente “Rigless”; el equipo de perforación fue desplazado de pozo en pozo, teniendo en cuenta el orden mostrado en la Figura 38. El espacio necesario para el ingreso del equipo “Rigless” es ilustrado en la

Figura 39. Por su parte, el Anexo 2 presenta imágenes de evidencia de las diferentes actividades desarrolladas en la Localización B, según la propuesta desglosada en el capítulo anterior.

Figura 39. Espacio requerido (recuadro verde) para el ingreso del equipo “Rigless” en la Localización B.



6.1 REPORTE Y ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS OBTENIDOS

A medida que el equipo de perforación fue desplazado, conforme al orden establecido (Figura 38), con la restricción de que los espacios fueran suficientes (Figura 39), la estrategia de completamiento con equipos “Rigless” fue ejecutada (sección 5.2), reportando diferentes tiempos según las actividades. Los tiempos operativos por pozo en cada una de las actividades son mostrados en la Tabla 8. En esta tabla, la columna “Perforación” corresponde al tiempo de duración de la perforación en el pozo indicado. La columna “Días Inicio Comple.” refiere a la aplicación de la primera actividad “Evaluación de avances” (sección 5.2.1), es decir, a los días transcurridos antes de iniciar la segunda actividad de “Intervención Inicial” con el equipo CT (sección 5.2.2); los tiempos largos para el inicio del completamiento se deben a una limitada disponibilidad de los equipos de WO. La duración de la segunda actividad con CT es mostrada en la columna “CT”

Tabla 8. Relación de días para cada actividad de completamiento.

Pozo	Perforación	Días Inicio Comple.	CT	Días Inicio Registro	Registro	Días Inicio Cañoneo	Cañoneo	Días Inicio Corrida Sarta Final	Corrida Sarta Final	Total Días Comple.	Días Totales
#1	11	50	0	0	0	0	0	0	15	15	65
#2	8	65	2	4	1	8	3	0	6	20	85
#3	9	53	3	8	2	0	0	0	11	18	71
#4	7	45	3	7	2	7	4	1	9	27	72
#5	7	42	2	10	1	16	4	0	11	40	82
#6	9	25	2	10	1	0	0	0	8	17	42
#7*	11	46	2	0	0	0	0	0	0	0	
#8*	9	30	3	0	0	0	0	0	0	0	
#9	6	25	3	6	2	0	0	0	16	21	46
#10	8	17	0	0	0	0	0	0	8	8	25
#11	7	16	2	6	1	0	0	0	15	20	36

* Los pozos #7 y #8 fueron dispuestos para pruebas diferentes a la producción, por lo cual su completamiento fue ejecutado de manera parcial, hasta la segunda actividad con “*Coiled tubing*”.

La columna “Días Inicio Registro” corresponde al tiempo de espera antes de la aplicación de la tercera actividad de “Evaluación de la Calidad del Cemento” (sección 5.2.3). Por su parte, la columna “Registro” contiene la duración (en días) de la ejecución de la tercera actividad. La columna “Días Inicio Cañoneo” refiere al tiempo de espera para el inicio de la cuarta actividad “Aplicación del Cañoneo” (sección 5.2.4), mientras que la columna “Cañoneo” hace referencia a la duración de la cuarta actividad. En la columna “Días Inicio Corrida Sarta Final” se anotan los días requeridos antes de efectuar la última actividad de “Corrida de la Sarta Final” (sección 5.2.5). La duración de la ejecución de la última actividad es anotada en la columna “Corrida Sarta Final”, mientras que la duración total de las actividades de completamiento, según la estrategia planteada, es presentada en la columna “Total Días Comple”. Por último, la columna “Días Totales” corresponde a la suma entre la duración de la perforación, la espera para el inicio del completamiento y la duración total de las actividades de completamiento.

Los diferentes tiempos reportados en la Tabla 8 pueden ser analizados de manera gráfica en la Figura 40. Según la Tabla 8 y la Figura 40, los tiempos de ejecución de la perforación reportaron valores entre 6 y 11 días, lo cual se ajusta a los tiempos planeados. También, los tiempos de inicio de la estrategia de completamiento se encontraron entre 16 y 65 días, con un promedio de 40 días. Una vez iniciada la estrategia de completamiento, la ejecución total de las actividades reportó una duración entre 8 y 40 días, con un promedio de 21 días. Los aportes mayores a la duración de la estrategia corresponden a la corrida con la sarta final (quinta actividad), así como a los tiempos de espera para inicio del registro y de inicio del cañoneo. En promedio, los tiempos de espera para el inicio del registro y el inicio del cañoneo se encontraron en 5,6 y 4,4 días.

La Figura 41 compara los tiempos reportados con la estrategia de completamiento aplicada a los pozos de la Localización B (Tabla 8 y Figura 40), con los tiempos promedio reportados por los históricos de las demás localizaciones del campo Llanito.

Figura 40. Duración en días durante el desarrollo de la estrategia “Rigless”.

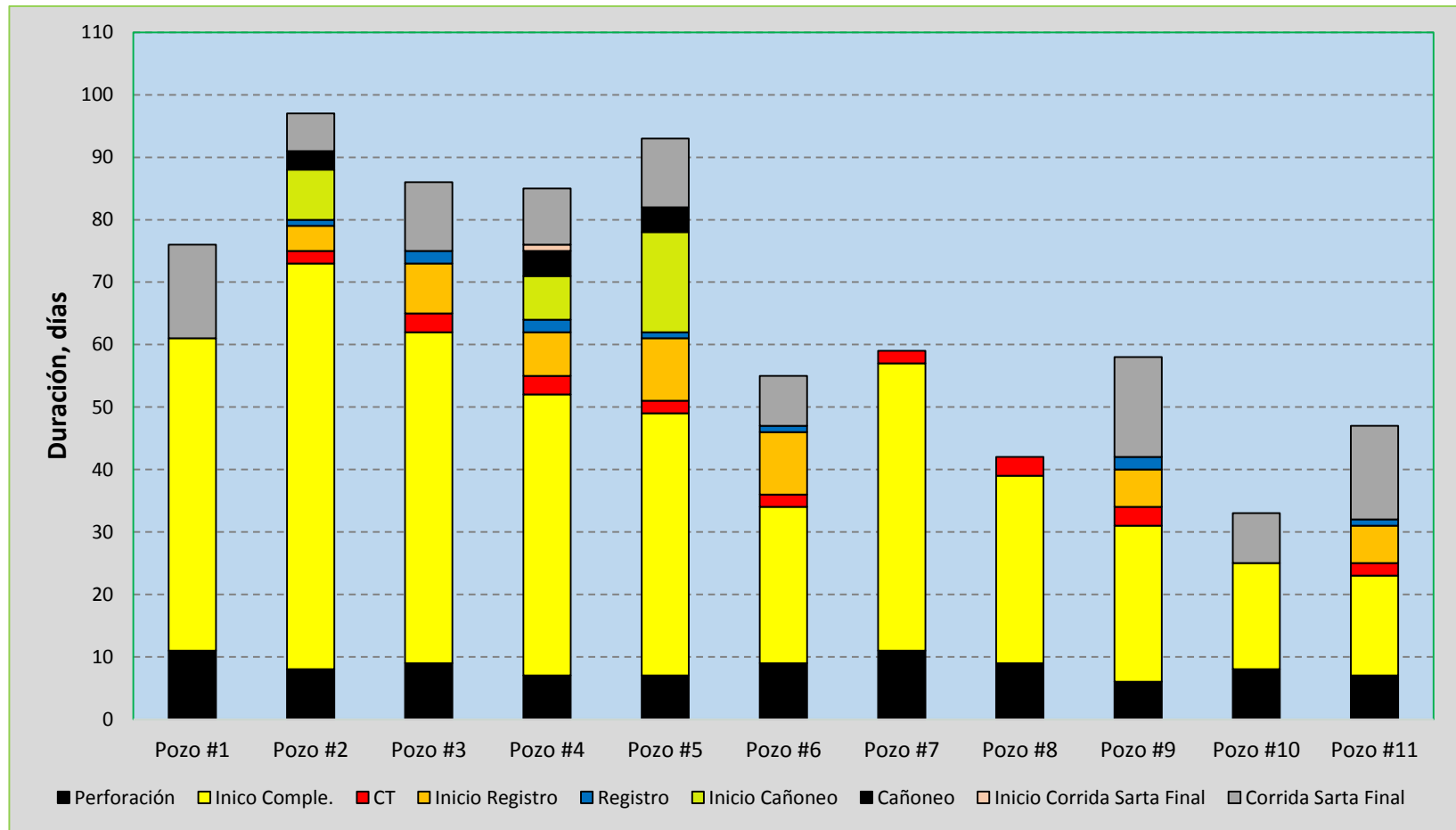
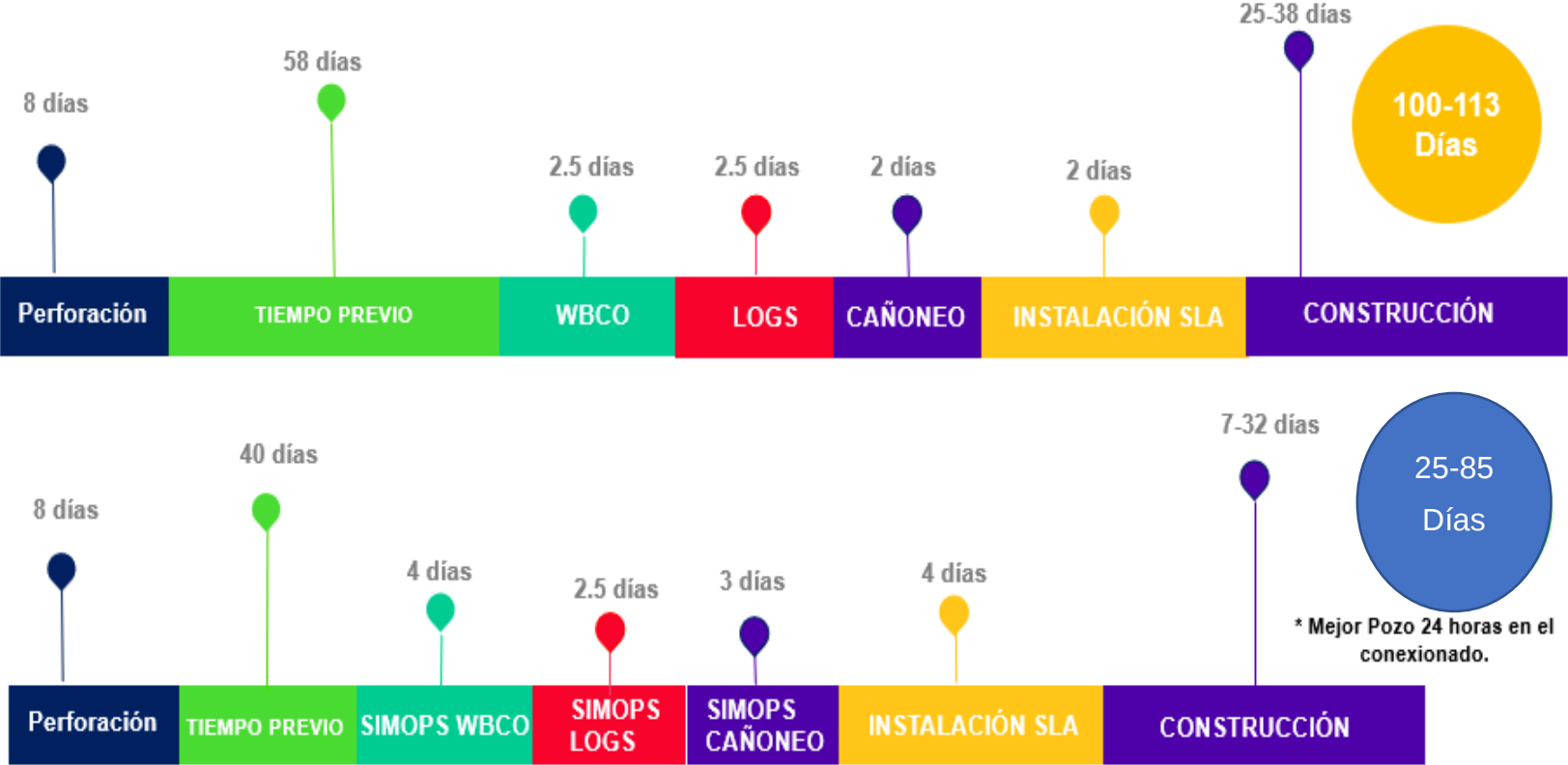


Figura 41. Ciclo de vida entre la estrategia anterior y la propuesta.



Fuente: Acosta y Cristáncho, 2021.

Según esta figura, la aplicación de la estrategia propuesta en la Localización B condujo a una reducción significativa en los tiempos de puesta en producción de los pozos, en comparación con lo esperado según la estrategia convencional utilizada. Los históricos de puesta en producción de los pozos con la estrategia actual en el campo Llanito reportan valores entre 100 y 113 días mientras que, con la aplicación de la estrategia propuesta en la Localización B del mismo campo, los tiempos de producción de los pozos alcanzaron valores entre 25 y 85 días. El análisis de los tiempos presentados en la Tabla 8 en la Figura 41 conduce a la afirmación de que el mayor aporte, de la estrategia planteada en el presente documento, corresponde a la reducción en los tiempos de espera para el inicio de la operación de completamiento.

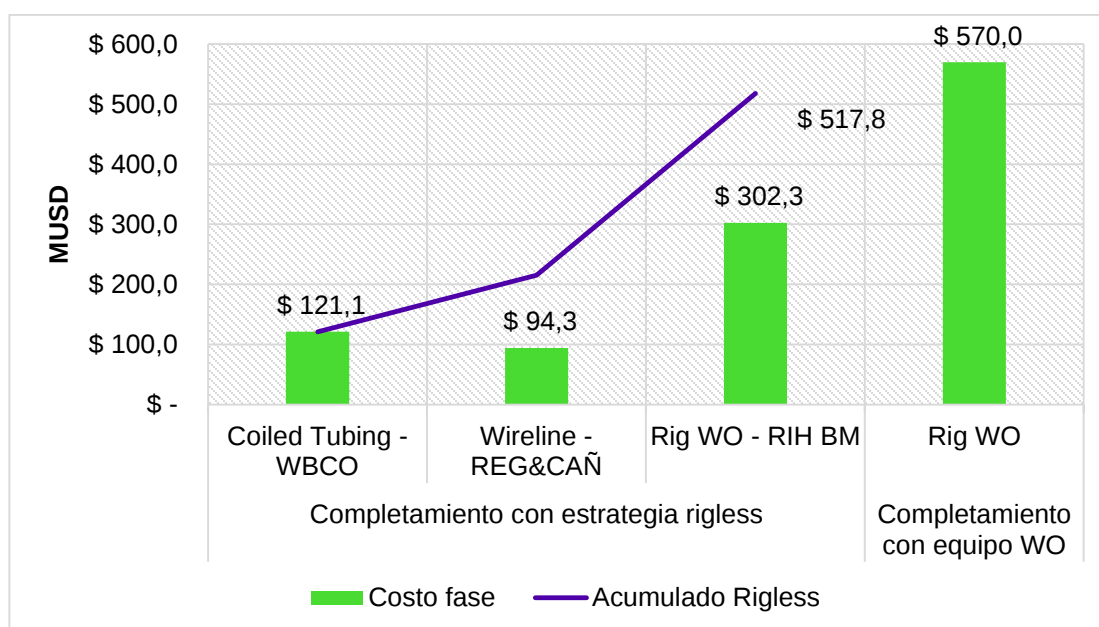
La reducción en este tiempo, de 58 a 40 días (en promedio, sin considerar a los pozos 7 y 8, que se ejecutaron hasta la actividad de CT por requerimiento del grupo de yacimiento) como lo muestra la Figura 41, equivale a disminución del 31% en la espera para el inicio de las operaciones de completamiento, luego de finalizar la perforación. Esta reducción fue lograda por el menor tamaño de la unidad “*Rigless*”, lo cual facilita la logística de desplazamiento y el trabajo simultáneo en varios pozos; esto es de ventaja en la operación, ya que en la estrategia actual solo con unidad “*Workover*”, debido a su tamaño, se debe esperar a la movilización del taladro fuera de la localización para el inicio de las etapas de completamiento. También, la unidad “*Rigless*” permite la reducción en otros NPT (Capítulo 3).

6.2 REPORTE Y ANÁLISIS DE LOS COSTOS INCURRIDOS

La Figura 42 presenta una comparación entre los costos incurridos en el completamiento con la estrategia propuesta (completamiento con estrategia “*Rigless*”) y la estrategia actual utilizada en el campo Llanito (completamiento con equipo *WO*); el valor promedio de la estrategia actual fue tomado de la Tabla 7. En la Figura 42 la estrategia propuesta presenta los costos divididos en 3 fases (CT,

Registros y cañoneo). Según los datos mostrados en esta figura, la ejecución del completamiento de pozos bajo la estrategia propuesta en la Localización B condujo a la optimización en los costos operativos, con una reducción cercana a los 50 KUSD por pozo, en relación a los costos incurridos con la estrategia actual de completamiento. La reducción en los costos incurridos con la estrategia propuesta se debe a la disminución de los tiempos para la ejecución del completamiento; la ventaja con la estrategia propuesta se debe al adelanto en las etapas, mientras se libera el equipo de “*Workover*” para terminar el completamiento.

Figura 42. Costos comparativos entre “*Rigless*” y WO



Fuente: Acosta y Cristáncho, 2021.

Con los resultados obtenidos en la Localización B, es posible afirmar que la estrategia planteada conlleva a una reducción del 9% en el costo por pozo, comparado con la estrategia de completamiento actual. De igual manera, la reducción en los tiempos y en los costos con la estrategia actual puede conducir al aumento en el número de pozos puestos en producción; una estimación burda conduce a la estimación de un aumento en 26 pozos anuales puestos en

producción, por aplicación de la estrategia de completamiento propuesta en el presente documento.

6.3 REDUCCIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO

Los resultados obtenidos con la aplicación de la estrategia propuesta, reportaron una disminución en la generación de gases efecto invernadero. La ejecución del completamiento, según las actividades descritas en el Capítulo 5 conlleva a una reducción en el requerimiento de combustible diésel; esta reducción de combustible se debe a que durante las actividades no se utiliza la unidad de WO. La masa de emisiones de CO₂ derivadas de la combustión de los alcanos, de fórmula molecular C_nH_{2n+2}, corresponde a 44n, donde n es el número de carbonos. Químicamente, el diésel puede ser representado con el hexadecano lineal (n = 16), cuyo peso molecular corresponde a 226 g/mol. Con lo anterior, en combustión, la masa de CO₂ liberada a la atmósfera corresponde a 704 g /mol de diésel, lo que equivale a 3,16 g de CO₂/g de diésel. Considerando la densidad del diésel como 0,85 kg/l, la quema de un litro de diésel libera a la atmósfera 2,67 kg de CO₂.

La reducción alcanzada en el consumo de diésel con la aplicación de la estrategia propuesta, fue estimada en 30 gal/día (113,562 litros/día). Esta cantidad condujo a una disminución en la huella de carbono de 0,303 ton de CO₂/día. Con esto, la puesta en producción de pozos con la aplicación de la estrategia propuesta, asumiendo una duración promedio de 7 días, presentaría un declive en las emisiones de 108 ton CO₂ /año.

6.4 REDUCCIÓN DE NPT POR TORMENTAS

Durante los 22 días de operaciones con la unidad de “*Coiled tubing*”, lo cual involucró el respectivo armado, la corrida de BHA de molienda, la corrida con BHA de limpieza y el desarme, se presentaron reportes de tormentas eléctricas de nivel

2 (precaución) y de nivel 3 (obligatoriedad de resguardarse). En total, las tormentas eléctricas reportaron una duración de 19 horas. Debido a las características de la unidad, no se generaron afectaciones ni a las operaciones, como tampoco a las actividades de la estrategia propuesta. La unidad “*Rigless*” permite que el personal que interviene en las actividades opera los equipos desde las cabinas, sin el requerimiento de salir al aire libre.

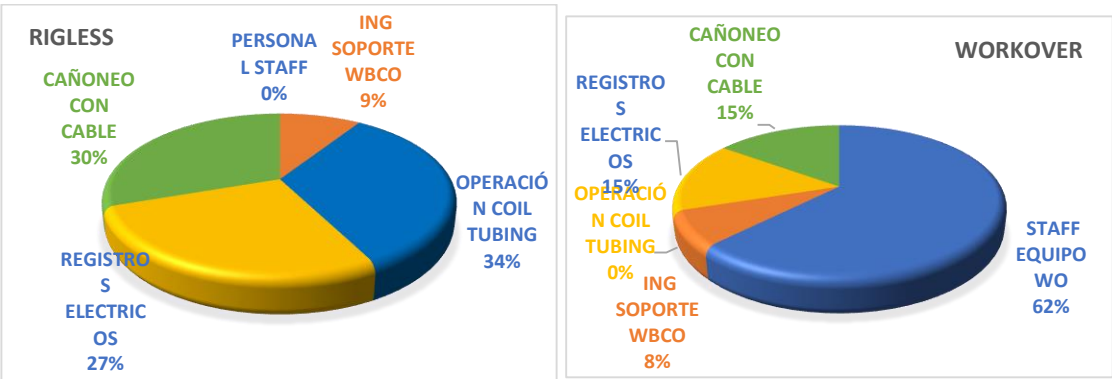
6.5 REDUCCIÓN EN EL PERSONAL REQUERIDO

La Tabla 9 compara el personal requerido para cada estrategia por pozo. Según los datos de esta tabla, el personal requerido en la estrategia propuesta corresponde a un total de 33 trabajadores, mientras que con la estrategia actual de *WO* el personal requerido asciende a 40 trabajadores. Con lo anterior, el personal necesario con la estrategia propuesta y probada en el presente documento es reducido en siete trabajadores, beneficiando en la disminución en los costos de la operación. De igual manera, la reducción en el número de trabajadores con la estrategia actual, impacta en una disminución en las probabilidades en la ocurrencia de accidentes y en contagios por Covid-19. El porcentaje de personal en cada etapa del completamiento para cada estrategia es presentado en la Figura 43. Según esta figura, el personal o “*staff*” con la estrategia propuesta es reducido en la operación del equipo *WO*. El personal requerido en la estrategia propuesta requiere de solo once trabajadores para la operación del equipo “*Coiled tubing*”, pero aumenta en tres y cuatro trabajadores para las etapas de registros eléctricos y de cañoneo. Este aumento se debe al personal requerido para la manipulación de la grúa del equipo “*Rigless*”. Por otra parte, la simultaneidad de operaciones en la Localización B contabilizó hasta 85 personas laborando por día. Este personal operó en los diferentes frentes de trabajo y pozos. A pesar de la importante cantidad de personal y de las diferentes áreas de trabajo permitió, la puesta en productivo de la Localización B finalizó las actividades reportando cero contagios por Covid-19.

Tabla 9. Comparación personal requerido por pozo entre la estrategia actual y la estrategia planteada en el presente documento.

PERSONAL OPERANDO EN SIMULTANEIDAD	WORKOVER	RIGLESS
“Staff” Equipo WO	25	0
Ingenieros Soporte WBCO	3	3
Verificación de Fondo	0	0
Operación “Coiled Tubing”	0	11
Registros Eléctricos	6	9
Cañoneo con Cable	6	10
	40	33

Figura 43. Distribución de personal en la estrategia actual y la estrategia planteada en el presente documento.



7. CONCLUSIONES

El caso base de completamiento de pozos en la Localización A, con la estrategia actual del uso de las unidades “*Workover*”, reportó un aumento en los tiempos y en los costos respecto a lo planeado, en los pozos productores e inyectores asociados al tiempo requerido para la interpretación del registro de espectroscopía y pruebas de inyektividad respectivamente.

La estrategia actual de completamiento en el campo Llanito mediante el uso de las unidades “*Workover*”, condujo a horas no productivas (NPT) asociadas a diferentes tipos de eventos y el costo total estimado es un valor bastante cercano al costo de perforación de un nuevo pozo.

Las características de las unidades “*Rigless*” de autonomía, versatilidad, tamaño y modo de operación. representan una alternativa viable para el completamiento de pozos, especialmente, en aquellas localizaciones con áreas reducidas y donde no es viable ubicar los equipos perforación y workover simultáneamente.

La estrategia planteada con unidades tipo “*Rigless*” consta de cinco actividades: Seguimiento de los avances de la perforación y Simops; Limpieza del pozo con “*Coiled tubing*”; Evaluación de la calidad del cemento e interpretación de registros eléctricos; Cañoneo de los intervalos y la corrida de la sarta final, sea BES, UBM o sarta de inyección.

La aplicación de la estrategia de adelantar las etapas con equipos tipo “*Rigless*” mientras se liberaba el equipo de “*Workover*” para terminar el completamiento en la Localización B, condujo a una reducción de costos de 50 KUSD por pozo, (aprox. 9% menos por pozo) y de los tiempos de completamiento al pasar de entre 100 - 113 días a 25 – 85 días.

8. RECOMENDACIONES

Algunas experiencias externas y estudios consultados en foros de “*Coiled tubing*” mostraron operaciones “*Rigless*” aisladas durante las fases de completamiento: En Aramco, cuelgan sartas de “*Coiled tubing*” entre 2 7/8” – 3 1/2” de diámetro externo con la bomba electro sumergible (BES) en la punta reemplazando la tubería de producción. Este procedimiento se considera viable. Sin embargo, la evaluación de los respectivos requerimientos de la movilización de esos tamaños de “*Coiled tubing*” es previamente requerida, debido a las condiciones del relieve montañoso y a la profundidad de las zonas de interés de los yacimientos del campo.

Es recomendable establecer una hoja de ruta de construcción de facilidades previo al ingreso del equipo de perforación y completamiento que, a consideración del autor de este documento, permitirá reducir considerablemente los tiempos no productivos asociados a compactaciones deficientes, facilidades incompletas y excavaciones pendientes para enterrar las tuberías.

BIBLIOGRAFIA

Acosta, G. y Cristáncho, J. *Informe Gerencia de Completamiento 3Q 2021*. Ecopetrol Gerencia Activo Llanito. 2021

Bellarby, J. *Developments in Petroleum Science*, Volume 56 - Well Completion Design - 12.8 Coiled Tubing and Insert Completions. Elsevier. 2009

Casadiegos-Quintero, E., Ortiz, A., Meza, G., Colegial, J.D. Caracterización de la Continuidad Lateral y Vertical de las Areniscas Continentales: El Caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*. 2010. 32(2), 13-27.

Casas-Acosta, S.A. *Manual de operaciones de workover*. Ecopetrol GRM. Darling, T. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. Elsevier. 2006.

Foxenberg, W.E. y Lockett, C.D. Displacement technology to ensure a clean well bore. *Hart's Petroleum Engineer International*, 71(10), 23. 1998.

Gómez, E., Jordán, T. y Allmendinger, R. Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. *GSA Bulletin*, 2005. 117(5): 547-569.

Madero, H.D., Rueda, J.P., Ortiz, A., Colegial, J.D. Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito. *Boletín de Geología*. 2010. 32(1), 27-44.

Molnes, E. y Sundet, I. Reliability of Well Completion Equipment. *Paper presented at the SPE Offshore Europe*, Aberdeen, United Kingdom, September. 1993.

Morrison, B. y Karlsen, O.E. Rigless Intervention: Barriers and Misperceptions About Using Lightweight Intervention Solutions To Increase Oil Recovery from Deepwater, Subsea Wells. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA. 2013.

Offshore. Baker Hughes, Aramco Debut Rigless ESP System. *Offshore (Conroe, Tex.)*, 77(3). 2017. Disponible en: <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16756073/baker-hughes-aramco-debut-rigless-esp-system>

Ramsey, M.S. *Practical Wellbore Hydraulics and Hole Cleaning - Unlock Faster, More Efficient, and Trouble-Free Drilling Operations - 5.5.4 Wellbore Hydraulics Design and Operational Considerations*. Elsevier. 2019.

Raymond, M.S. y Leffler, W.L. *Oil & Gas Production in Nontechnical Language (2nd Edition) - 11.3 Coiled Tubing*. PennWell. 2017.

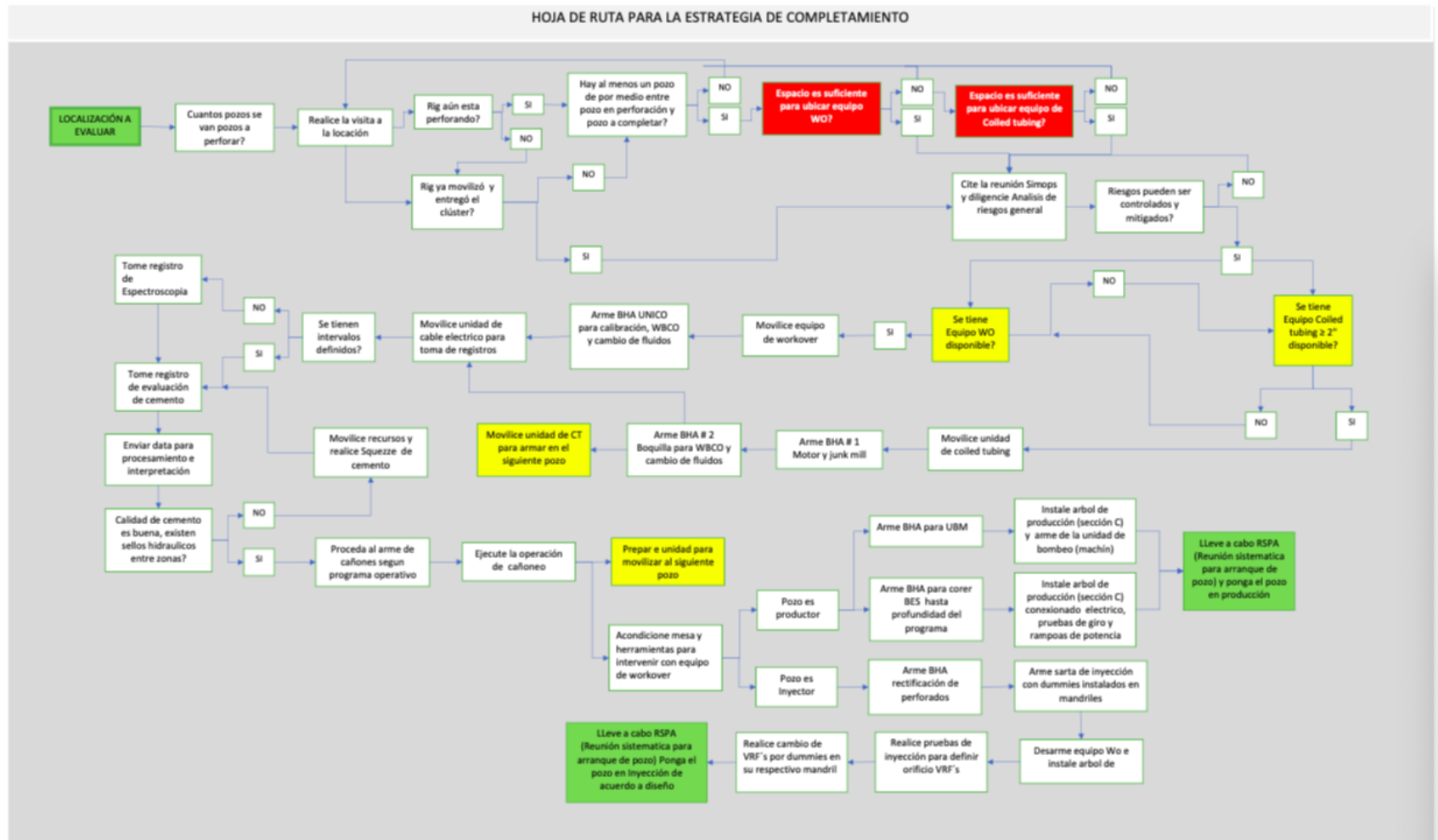
Renpu, W. *Advanced Well Completion Engineering (3rd Edition)*. Elsevier. 2011.

Rozo-Castañeda, P.P. Un Siglo Petrolero. Maestría en Periodismo. Universidad del Rosario, Bogotá, Colombia. 2017. Pp. 6-7.

Schlumberger,. Manual de supervisor de “*Coiled Tubing*” 2001..

ANEXOS

ANEXO A. HOJA DE RUTA PROPUESTA DE COMPLETAMIENTO *RIGLESS*



ANEXO B. EVIDENCIAS EJECUCIÓN PROPUESTA DE COMPLETAMIENTO *RIGLESS*

Figura 1a. Reunión SIMOPS.



Figura 2a. Unidades “*Rigless*” y “*Workover*”.

