

Metodología Para La Optimización De La Producción En Pozos De Bombeo Mecánico A Través
De La Implementación De La Tecnología De Control Y Automatización Inteligente.

Caso De Estudio: Campo Del Valle Medio Del Magdalena
Énfasis En Ingeniería De Producción

Autor:

Oswaldo Burgos Palencia

Trabajo De Grado Para Optar Al Título De:

Magíster En Ingeniería De Petróleo Y Gas

Énfasis En Ingeniería De Producción De Hidrocarburos

Director

M.Sc. Erik Giovany Montes Paez

Universidad Industrial De Santander - Uis

Facultad De Ingenierías Fisico-Químicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Maestría En Ingeniería De Petróleo Y Gas

2020

Tabla De Contenido

Introducción	10
1. Control Automatizado Inteligente Y De Procesos Complejos.....	14
1.1 Control Automatizado Inteligente De Campos Petroleros.....	14
1.2 Control De Procesos Complejos	17
1.2.1 Enfoques De Control.....	21
1.2.2 Control Supervisor	22
1.2.3 Alternativas De Automatización Del Sistema De Bombeo Mecánico	26
2. Campo Petrolero Vmm Y Su Operación Con Bombeo Mecánico.....	31
2.1 Descripción General Del Campo	31
2.1.1 Características Geológica Y Operación De Producción Del Campo	31
2.1.2 Piloto De Inyección Continua De Vapor –Arena A.....	33
2.2 Modelado Geológico Del Campo De Estudio.....	34
2.2.1 Estructura	35
2.2.2 Estratigrafía	36
2.3 Pozos Y Madurez De Control Inteligente Automatizado Del Ce	39
2.3.1 Diseño Mecánico De Pozo Y Condiciones De Operación De Ce.....	41
2.3.2 Madurez Inicial Del Sistema De Control De Pozos Productores.....	42
3. Bombeo Mecánico Y Gestión De Control Inteligente Del Sistema.....	44
3.1 El Bombeo Mecánico Y Componentes Claves Del Sistema.....	44
3.1.1 Equipo De Superficie	45
3.1.2 Rango De Cargas	47
3.1.3 Columna De Varillas O Sarta Del Sistema	49
3.1.4 Tubería De Producción O Tubing.....	52
3.1.5 Bomba De Fondo	54
3.2 Árbol De Decisión Para Solución De Control En El Campo De Estudio (Ce).....	57
3.2.1 Selección Del Sistema Als E Impacto Del Control En Productividad.....	57
3.2.2 Variables Y Alternativas De Control Inteligente En El Ce	61
3.2.3 Arquitectura De Control Pozo Productor Ce Y Árbol De Decisión	66
4. Propuesta Metodológica Y Validación De Resultados De Optimización.....	69

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN POR CONTROL INTELIGENTE

4.1	Propuesta Metodológica Para La Optimización De La Producción	69
4.1.1	Flujo De Trabajo Para Manejo De Datos Y Producción.....	71
4.1.2	Gerenciamiento Del Activo, Kpis Y Flujo De Decisiones	74
4.1.3	Validación De La Propuesta Metodológica	80
4.1.4	Conclusiones Y Recomendaciones Del Análisis	89
5.	Conclusiones Y Recomendación	92
5.1	Conclusiones	92
5.2	Recomendación.....	95
	Referencias Bibliograficas	97
	Apéndices.....	100

Lista De Figuras

Figura 1. Esquema básico de un sistema de Control Supervisor con supervisión humana	18
Figura 2. Esquema del proceso de control	22
Figura 3. Modelo multiresolucional basado en modelos de Sanz, R. (1990)	23
Figura 4. Dinagramas Típicos de golpes de fluido y de gas	27
Figura 5. Dinagrama de superficie.....	28
Figura 6. Polígono Campo Caso de Estudio	31
Figura 7. Pilotos y Producción Histórica Campo Estudio	33
Figura 8. Área del Piloto ICV y configuración de Patrón Arenas A	33
Figura 9. Ubicación Cuenca Magdalena Medio y Estructuras CE	36
Figura 10. Columna estratigráfica generalizada CE	37
Figura 11. Sección transversal esquemática que demuestra continuidad de la arena	38
Figura 12. Patronamiento y distribución por tipo de pozo según Tabla 1	41
Figura 13. Diseño mecánico y completamiento de pozos productores de CE.....	41
Figura 14. Tipo de Poleas Conductoras y Operación de Cambio Mecánico	43
Figura 15. Componentes en superficie de una Unidad BM Convencional.....	45
Figura 16. Compartido de Series API de BM según diseño y uso.....	47
Figura 17. Geometría de Unidades de Bombeo Mecánica Convencional y Mark II.....	49
Figura 18. Geometría de la varilla	51
Figura 19. Funcionamiento bomba de fondo Unidad Bombeo Mecánico	55
Figura 20. Árbol de Decisión Mecánico y ponderación de componentes	61
Figura 21. Alternativas de control en sistema de BM y selección del CE.....	62
Figura 22. Carta de Superficie con control basado en set-point	64
Figura 23. Diagramas de fondos para goles de fluido y gas	65
Figura 24. Concepto de control Pozos Productores CE.....	66
Figura 25. Arquitectura de control Pozos Productores CE y niveles de interacción	67
Figura 26. Concepto de campo Controlado Digitalmente y Nivel de Control Inteligente	69

Figura 27. Concepto de campo Controlado Digitalmente y Nivel de Control Inteligente	69
Figura 28. Flujo de Trabajo para Manejo de Datos y Producción	72
Figura 29. Balance energético en EOR del CE.....	74
Figura 30. Parámetros monitoreados por seguimiento de interacciones vapor-roca-fluido	75
Figura 31. Análisis de nodo de proceso en ICV del CE	76
Figura 32. Flujo de Trabajo de Gerenciamiento del Activo	80
Figura 33. Estado mecánico pozo condición inicial Pozo Analizado No. 1 - CE.....	82
Figura 34. Estado mecánico pozo condición inicial Pozo Analizado No. 1 - CE.....	84
Figura 35. Estado mecánico del Pozo Analizado No. 2 - CE antes de fase I	85
Figura 36. Estado mecánico del Pozo Analizado No. 2 - CE, después de recompletamiento	87
Figura 37. Estado mecánico del Pozo Analizado No. 3 - CE, después de recompletamiento	89
Figura 38. Conteo (%) por tipo ALS y Registro FI & PI 2019 -2020	96

Lista De Tablas

Tabla 1.	39
Tabla 2.	39
Tabla 3.	40
Tabla 4.	42
Tabla 5.	46
Tabla 6.	54
Tabla 7.	56
Tabla 8.	57
Tabla 9.	59
Tabla 10.	68
Tabla 11.	77
Tabla 12.	77
Tabla 13.	78
Tabla 14.	78
Tabla 15.	79
Tabla 16.	79
Tabla 17.	91

Lista De Apéndices

Apéndice A. Nivel de Control Óptimo Inteligente del Sistema de Bombeo Mecánico CE 100
Apéndice B. Análisis de Árbol de Decisión del Sistema de Control en CE..... 101

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO A TRAVÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN INTELIGENTE; CASO DE ESTUDIO: CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTOR: OSWALDO BURGOS PALENCIA**

PALABRAS CLAVE: CONTROL, POZOS, OPTIMIZACIÓN, PRODUCCIÓN

DESCRIPCIÓN:

El control automatizado inteligente de pozos operados con sistemas de Bombeo Mecánico, puede contribuir en la productividad agregada del activo hasta con el 50% de la misma (Sanchez J.P & Festini D.,2015). Cuando se trata de Recobro Secundario por inyección de agua, estas actividades aseguran la mejora del barrido y, por tanto, el incremento del crudo drenado del yacimiento (Ordoñez H., Vélez J.P., Flórez J.F, 2015). En los proyectos de Recobro Mejorado (EOR) por inyección continua y/o cíclica de vapor de agua, el control automatizado de la producción (*superficie y fondo*) mejora la productividad agregada del activo hasta en un 30%, (Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, 2017). Desde el punto de vista de la producción, la implementación de arquitecturas de control inteligentes con Controladores Pump-Off (POC) y sistemas conexos, pueden generar incrementos de entre 4% - 5% en aportes volumétricos; además de mejoras en eficiencia energética, de personal, menores costos por intervención etc. (Sanchez J.P & Festini D, 2015),

A partir de la implementación de una de estas arquitecturas en un Campo de Estudio (CE) del Valle Medio del Magdalena, este trabajo revisa conceptos y arquitecturas de control inteligente, sobre las cuales se formula una metodología para la optimización de la producción a partir de la implementación escalonada de sistemas de control automatizado inteligente.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paez

ABSTRACT

TITLE: **PROPOSED METODOLOGY TO OPTIMIZE OIL PRODUCTION FOR WELLS OPERATED WITH BEAM PUMPING SYSTEMS, BY IMPLEMENTING INTELLIGENT CONTROL AND AUTOMATION; CASE OF STUDY: OILFIELD LOCATED IN THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY***

AUTHOR: **OSWALDO BURGOS PALENCIA****

KEY WORDS: **CONTROL, WELLS, OPTIMIZATION, PRODUCTION**

DESCRIPTION:

The intelligent automated-control of wells operated by using Beam Pumping systems, may contribute to increase the asset-aggregated productivity up to 50% (Sanchez J.P & Festini D., 2015). In regards to Oil Secondary Recovery by injecting water, this technology improves the fluid wiping increasing the rate of oil drained from the reservoir (Ordonez H., Velez J.P., Florez J.F, 2015). In documented Enhance Oil Recovery (EOR) projects by steam flooding and/or cycle steam injection, the automated-control of oil production (*surface and subsurface*) has showed improvements on asset-aggregated productivity up to 30% (Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, 2017). From the oil production standpoint, the implementation of intelligent control architectures supported by Pump-Off Controllers (POCs) and associated systems may increase from 4% to 5% in terms of oil volumetric contribution, as well as of delivering energetic and personnel efficiencies, involving less intervention costs, among others. (Sanchez J.P & Festini D, 2015).

By implementing this type of architecture at Studied Oilfield (SO) located in the Middle Magdalena Valley, this document reviews concepts and intelligent control architectures, based on which develops a methodology to optimize oil production through its implementation across the SO.

* Degree work

** Faculty of Physics & Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Erik Giovany Montes Paez

Introducción

La formulación de una *Metodología para la Optimización de la Producción* de hidrocarburos a través de la Implementación de una arquitectura de Control y Automatización Inteligente, se constituye en la alternativa fundamental del proceso de operación digital de un activo petrolero; dado que integra la estrategia de control y su enfoque, con los flujos de uso de recursos e información del Activo, para obtener el mayor beneficio en la gestión y control de la producción. Por ello, la propuesta se justifica como etapa fundamental en este propósito, contribuyendo a la industria con un trabajo académico y empresarial que aborda y trata elementos fundamentales de la administración de la cadena de valor del mismo, mediante la implementación de tecnología y arquitectura de control de alto impacto en la mejora de variables claves para la optimización de la producción del campo en general y del pozo en particular. En este sentido, dada la naturaleza de trabajo aplicado a un Campo de Estudio real, los resultados aportarán con información cierta y confiable, enmarcados en un Proyecto EOR por recobro térmico, en donde el gerenciamiento del costo, de la información y recursos son fundamentales para el aseguramiento y control de parámetros de formación, de administración de la energía, operacionales y de producción.

Una arquitectura de control inteligente busca automatizar la cadena de proceso de gestión de la producción de un campo, integrando diversos subsistemas como el de instrumentación, controlador, equipos programados para la gestión de procesos digitales, captura y proceso de la información, análisis y transmisión inteligente de información (*big data*), etc., a fin de incrementar el valor del activo, con menores costos de operación y mayor producción. En este sentido, el proceso de toma de decisión respecto a la acción de control, requiere el uso adecuado e interconectado de todos los componentes de la arquitectura, a fin de poder describir el

comportamiento dinámico del proceso a controlar, en lo cual, el **Capítulo 1** del presente trabajo revisa diversas aproximaciones a la cuestión, entre ellos el de mejor aceptación y base hoy de algoritmos complejos de control propuesto por R. Sanz (1990) bajo su Modelo Multiresolucional de Control Supervisor.

Entendiendo que una propuesta metodológica para la implementación de un sistema de control automatizado debe considerar condiciones reales de operación del activo, el **Capítulo 2** describe el Campo de Estudio (CE) y las características del Proyecto en donde el presente trabajo tiene aplicación. A este respecto, vale mencionar que el desarrollo de la propuesta toma un CE ubicado en el área occidental de la cuenca del Valle del Magdalena Medio (VMM), área con saturación de crudo pesado, ubicado en un rango entre 160 y 180 Km de la ciudad de Bogotá con características geológicas y de operación que, a la fecha, permiten seguir desarrollando las tres (3) unidades productoras identificadas especialmente en las área norte del Campo mediante un proyecto EOR por recobro térmico de Inyección Continua de Vapor (ICV); luego de más de tres años de haber probado la tecnología mediante una prueba Piloto, en el marco de un Contrato de Colaboración Empresarial (CCE) entre ECOPETROL y Occidental Andina LLC.

Enmarcado en lo anterior y desde el punto de vista operacional, la fase de desarrollo el Proyecto tomó pozos existentes y rediseñó las condiciones mecánicas de los mismos, bajo los nuevos parámetros operaciones de presión y temperatura. En este propósito, del inventario total de pozos productores, el 96.84% operan con Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico, por lo que la estrategia implicó recompletar aquellos que estaban *depletados*, pero con canales activos (*área de drenaje*) en las zonas de interés, abandonar aquellos que no se encontraban en el polígono de desarrollo o que no era económico recompletar y perforar nuevos pozos con completamiento inicial para ICV. El **Capítulo 3** describe bajo este marco, una

evaluación de Árbol de Decisión por sistemas ALS y, en el caso del Bombeo Mecánico, el impacto de las variables claves de operación y producción del pozo, como elementos fundamentales en la toma de decisión del enfoque y estrategia control y automatización para la mejora de la efectividad del sistema.

Es así como en el **Capítulo 4**, se formula y desarrolla una la propuesta metodológica que puede apoyar los esfuerzos de optimizar la producción en pozos productores incluidos dentro del alcance del presente trabajo, enmarcada en la pirámide del concepto de Campo controlado digitalmente y, en cuya base, la propuesta hecha integra los componentes de *Adquisición Inteligente de Información*, con el de *Control y Minería de Datos* del sistemas de captura y proceso (SCADA), y los integra con el componente de nivel siguiente soportado en el *Análisis de Información y Toma de Decisión inteligente* para el control del proceso. Bajo esta filosofía de estrategia digital, la propuesta se formula sobre tres (3) componentes que se desarrollan a lo largo del Capítulo: i) *Desarrollo del concepto y arquitectura de control*, en cual se asocia a un ii) *Flujo de trabajo para el manejo de información de control y producción*, todo vinculado sistemáticamente al proceso integral de gestión de la cadena de valor mediante el iii) *Gerenciamiento de Activo* basado en KPIs y herramientas de toma de decisiones. La validación de eficacia de la propuesta, tratada al **final del Capítulo 4** con la comparación de desempeño y decisiones de control de producción, se hace con tres (3) pozos recompletados con toda la arquitectura de control en la fase I del proyecto, evaluando la condición anterior de los mismos y, las mejoras en incrementos de producción por disponibilidad de información y análisis de producción en tiempo real, así como, la contribución del sistema en la prevención y reducción de fallas en los pozos.

Finalmente, el **Capítulo 5** presenta la conclusiones producto del desarrollo de los

objetivos propuestos, entre las cuales, una de la más importante destaca que efectivamente de acuerdo con la evaluación hecha en los tres pozos seleccionados de la fase I para su análisis y posterior implementación, la Metodología para la Optimización de la Producción mediante el Control Automatizado Inteligente, demostró en todos los casos, mejoras en los niveles de producción de los pozos entre el 15% y hasta el 30%. La reducción del número de intervenciones por falla derivadas de una mejor vigilancia y proceso de información, demostró ser efectiva de manera concluyente en uno de los pozos evaluados, en otro contribuyó de manera significativa en la reducción registrada y, en el último, los resultados no son concluyentes por particularidades asociadas al diseño y completamiento inicial del pozo. Este resultado, recomienda continuar con el seguimiento y evaluación de un mayor número de pozos, particularmente aquellos de la campaña 2019, con el fin de extender la implementación de la arquitectura de control bajo la metodología propuesta,

1. Control Automatizado Inteligente y de Procesos Complejos

1.1 Control Automatizado Inteligente de Campos Petroleros

La industria petrolera como parte del esfuerzo de reducir los costos de producción y de mantenimiento de los pozos, así como con el propósito de optimizar la producción mediante la reducción de falla, pérdidas por producción diferida asociada a paradas por intervenciones y por ende pérdida de productividad, ha buscado mecanismos que le permitan contar con información en tiempo real y confiable para tomar decisiones anticipadas y de manera predictiva sobre el estado mecánico del pozo, así como con relación a las variables de operación. Con el avance tecnológico y la disponibilidad de sistemas de recolección, procesamiento, control y entrega de información, dicho propósito se ha buscado con la implementación de *Sistemas de Automatización y Monitoreo –SAM–*, en este mismo sentido, con la integración del proceso de control la producción a diseños automatizados inteligentes de la operación, se obtiene un control de la producción de pozos basado en lo que se conoce como Campo Inteligente o digitalmente controlado, como una forma de denotar aquel control que no solo retroalimenta al controlador para corregir el parámetro de entrada, sino que evalúa la avería y sus posibles causas, además de la toma decisiones autónomas sobre cómo corregirla o evitarla en el futuro.

Por lo anterior, se exponen a continuación, algunas propuestas de diversos autores que han abordado esta temática, contribuyendo al desarrollo del control basado en el diseño automatizado convencional, así como en el inteligente en campos petroleros:

Sanz, R. (1990), en su tesis doctoral “*Arquitectura de Control Inteligente de Procesos*” presentó una propuesta *control inteligente*, basada en técnicas de inteligencia artificial para el control de procesos industriales complejos. La propuesta de Sanz, R (1990),

integra políticas de control del proceso industrial complejo, haciendo uso de información sobre el proceso a todos los niveles, desde medidas de sensores en sitio hasta los valores de análisis en el laboratorio o en el centro de proceso.

La propuesta de Sanz, R. (1990) es probablemente el trabajo más completo que existe en la literatura sobre el desarrollo de sistemas de control automatizado inteligente de procesos industriales complejos, ya que integra el conocimiento operacional del proceso de operadores en el sitio con el conocimiento estructura-funcional del mismo de ingenieros encargados del diseño y control del sistema. Su propuesta se basa en un enfoque cooperativo de todos los elementos del control identificados, con el fin de otorgar robustez y eficiencia al diseño.

En 2007 y tomando como base el trabajo de Sanz, R. (1990), **Ortega, C., Colina, E., & Chacón, E. (2007)**, presentan una propuesta para un Sistema de Control Supervisor (SCS) en procesos complejos expuestos a falla. Un Sistema de Control Supervisor suministra capacidades de control de alto-nivel para procesos bajo condiciones normales de operación. Sin embargo, en el caso del control de procesos continuos de producción, la exposición a falla o fallas múltiples se incrementa con lo cual, es necesario tener un sistema que pueda diagnosticar la ocurrencia de falla y tomar acción autónoma con el fin de resolver la condición de falla diagnosticada.

La solución propuesta por los autores toma como base entre otros, el modelo multifuncional de Sanz R. (1990) en el contexto del control inteligente de procesos, buscando generar reglas de decisión comenzando desde el comportamiento dinámico del mismo proceso. La solución combina métodos clásicos de Control Supervisor con modelo de máquinas finitas.

De otro lado, existen trabajos que toman los conceptos de *Control Supervisor Inteligente* y *Control Inteligente Multi-Agente*, con aplicación al caso de procesos de la industria petrolera. Es así como se puede destacar el trabajo de **Ramírez, M. A., Dávila, J., & Morles, E. C.** (2009), el cual combina principios de *Lógica Difusa*, de la arquitectura del *Modelo de Control Interno (IMC)* y del *Paradigma del Sistema Multi-Agente (MAS)*, para proponer una metodología de Control Supervisor Inteligente en procesos complejos de la industria petrolera, particularmente en los procesos de *separación gas-crudo* y *procesos de calentamiento de crudo*.

En el caso colombiano, existen algunos trabajos como el de **Hernández O., J. D. et al** (2014), quienes como parte de la evaluación del sistema de automatización y control de pozos en el Campo Lisama, concluyeron que, en un análisis técnico para una muestra de 3 pozos, *se obtienen reducciones significativas del índice de falla promedio anual, en comparación con el desempeño histórico de los mismos, cuando se implementa un sistema de control y monitoreo automatizado*.

Como parte de la evaluación hecha, los autores evaluaron el modelo de desarrollo de control automatizado inalámbrico, implementado en el Campo de La Cira Infantas – LCI en el 2006, en los que se monitorearon las variables operacionales de sistema de bombeo mecánico, así como el control remoto del mismo, en tiempo real y con la posibilidad de generar cartas dinamométricas diagnósticas del sistema.

A pesar de los logros en mejoras de productividad reportados, el análisis concluye la ausencia de integración entre los controladores, variadores y el sistema SCADA, que permita la variación remota de velocidad en sistema de bombeo mecánico y al mismo tiempo, diagnostica la necesidad de establecer protocolos y procedimientos que

determinen responsabilidades en la toma de decisiones y operación del sistema.

Por su parte, **Barrero R, L. P.** et al (2013)., destaca como el *completamiento inteligente* mediante el uso de Dispositivo de Control de Influjo (ICDs), incrementa la producción en pozos horizontales, demostrándolo en un estudio desarrollado en un Campo Petrolero colombiano. El uso del dispositivo permitió controlar el perfil del influjo a lo largo de la sección transversal del pozo, favoreciendo el incremento de la producción de aceite y controlando la producción de agua. A esta mayor productividad se asocia al control de irrupción de agua y, al adecuado diseño del completamiento mediante el adecuado conocimiento del modelo geológico, así como la correcta distribución de propiedades dinámicas y estáticas del yacimiento.

Martínez R, O., & Meneses F., J. E. (2014), propone un modelo para el aseguramiento de los beneficios obtenidos mediante la implementación de sistemas de control inteligente, proponen un proceso de control gerencial, basado en estructura de toma de decisiones que permita conservar el valor económico obtenido con el sistema implementado. En este esfuerzo, los autores aproximan el conjunto de decisiones que deben preceder, en términos de datos históricos operativos y de mantenimiento del pozo, a la parametrización del modelo de proceso y respuesta del control inteligente. Aunque el enfoque del estudio es económico y financiero, el trabajo contribuye con una aproximación conveniente de la estructura de proceso para el diseño e implementación de la solución, así como las bases generales para la estructuración del árbol de decisiones en la integración del proceso automatizado, con el gerencial y de operaciones.

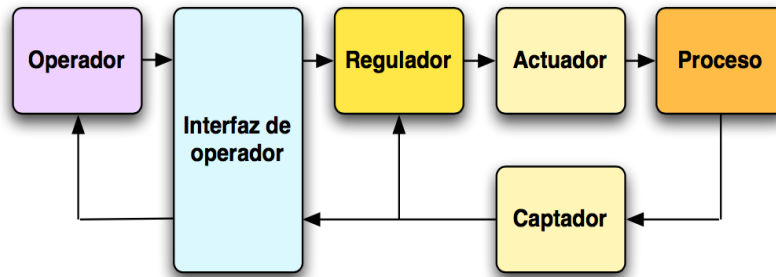
1.2 Control de Procesos Complejos

Según **Sanz R.** (1990) la dificultad de automatizar los procesos industriales se debe a distintas circunstancias, que se agrupan bajo el concepto de *Complejidad*. En la acepción más simple, algo complejo se define como “*un asunto para el que hay que considerar varios aspectos, por lo cual no es fácil de comprender o resolver (Moliner M. Diccionario del Uso del Español)*”. En este sentido, un proceso es complejo debido a tres razones:

- Cantidad de elementos de lo componen
- Interacción entre tales elementos
- Desconocimiento preciso de la interacción entre dichos elementos

Por lo anterior, para diseñar sistemas de control de procesos complejos es necesario comprender los problemas asociados a su control revisando las alternativas disponibles para su resolución. Es así, que los sistemas clásicos convencionales de control subsanan cierta dificultad en la interacción de los elementos que determinan la complejidad de un proceso mediante la incorporación de un factor humano, capaz de racionalizar ciertos aspectos cognitivos del problema y mediante esta interfaz tomar decisiones inteligentes humanas para superarlos. Este tipo de sistema, se conoce como sistema de Control Supervisor, y permite resolver hasta cierta forma el problema de las interacciones de los elementos del proceso complejo a través de la capacidad cognitiva humana. Lo anterior se detalla en la Figura 1, resaltando el esquema simple de este tipo de control y su concepto.

Figura 1. Esquema básico de un sistema de Control Supervisor con supervisión humana



Fuente. Sanz, R. (1990). Arquitectura del Control Inteligente de Procesos, pg5.PhD. Tesis doctoral

Existen varios tipos de complejidad asociada a los procesos. A continuación, se revisará cada una de ellas, en sus características más fundamentales para comprender de este mismo modo los desafíos del control en cada una de ellas.

Complejidad Volumétrica: Adaptech (1989) y Asea (1983), citados por Sanz R. (1990), definen la Complejidad Volumétrica o Primaria, como aquel proceso con un número de elementos conformantes, muy elevado. Es decir, aquel en donde el número de variables a medir y controlar es muy alto. Desde el punto de vista de la automatización, este es un problema que puede ser resuelto con un sistema de computadores y capacidad de proceso igualmente grande, particularmente con bucles simples de control implantados en equipos o sistemas distribuidos definido por lo general estos sistemas PIDs o PIs, resaltando que, en ocasiones también se emplean sistemas adaptativos o predictivos, disponibles comercialmente en la actualidad.

Complejidad de Interacción o Secundaria: de acuerdo con Sanz R. (1990), el segundo nivel de complejidad surge del acoplamiento entre los diferentes subsistemas. En este sentido, en un proceso complejo, es forzoso tener múltiples interacciones. Sin embargo, el propósito del diseño de procesos debe buscar que este número de interacciones sea el menos posible con el fin de evitar mayor complejidad en el sistema. Este elemento es importante pues, determina la

eficiencia de modo de control utilizado, en la medida que se capaz de controlar tales interacciones entre los distintos subsistemas.

No obstante, existen procesos que por la complejidad de las interacciones un sistema de control de proceso clásico no puede asegurar el desacoplamiento de todos los subsistemas para reducir el número de interacciones. Por esta razón, Sanz R. (1990), destaca que en este caso solo hay dos formas de controlar un proceso bajo estas condiciones desde la perspectiva del control clásico:

- Mediante la utilización de un control multivariable que conlleva la dificultad de que solo es útil en procesos de complejidad limitada, es decir, con subsistemas de control reducidos y baja interacción entre ellos. Además, económicamente es costoso, no solo en su desarrollo sino en su mantenimiento.
- Por el uso de un control manual que embebe la participación del operador humano a modo de *experto* en el control de la operación. Esta alternativa ha introducido desarrollos de Inteligencia Artificial, para replicar el comportamiento humano en el control experto a partir de reglas de toma de decisión. Sin embargo, la contribución cognitiva del humano no se ha logrado simular en toda su extensión y, la participación humana en el proceso ha sido forzosa.

Complejidad terciaria o incertidumbre en el comportamiento: el elemento fundamental para realizar el control de cualquier proceso, es poder caracterizarlo y contar con el modelo de proceso a controlar (Sanz R, 1990). En este sentido, la simplicidad del proceso a controlar dependerá de que tanto el proceso y sus etapas estén definidos, pues en caso que haya muchas variables no definidas o cambiantes durante el proceso de control, entonces la capacidad de identificación del parámetro a controlar disminuye.

Por lo anterior, Sanz R. (1990) destaca que el aspecto terciario de la complejidad, es aquel que en donde hay tantas interacciones a muy bajo nivel (*subsistemas de micro procesos*), que la predicción del comportamiento preciso del sistema no es posible, así mismo tampoco será posible su caracterización y consecuente parametrización. En esta situación, se fuerza la existencia de la interface humana para con base en su juicio y raciocinio (*sentido común en su fundamental*), basado en su experiencia es capaz de determinar la acción de control adecuada, o por lo menos aquella que se aproxime a mejor mitigando el impacto de pérdida de control del proceso.

1.2.1 Enfoques de Control

El enfoque de control mediante un *operador experto*, es aquel que surge en aquellos sistemas que ostentan un modelado con dificultad debido a sus múltiples interacciones, como son los procesos complejos secundarios y terciarios, lo cual se constituye en el problema de control más importante en cualquier proceso industrial. En este caso, es necesario que el diseño y arquitectura de control incluyan una interface de operado humano experto, con el fin de garantizar el juicio razonable y de sentido común para la toma de la decisión de control (Nistal, 1986; Sanz, 1990).

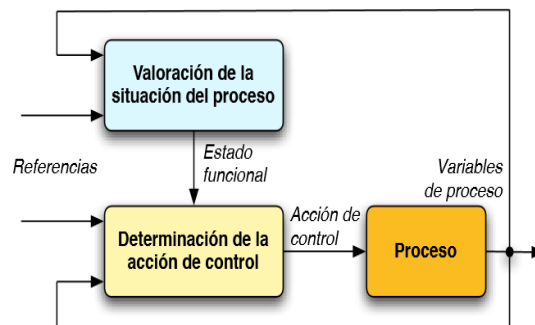
Desde el punto de vista de las tareas y acciones del control, ambos enfoques presentan características distintas. El control basado en hardware, es poco flexible ante situaciones que se encuentran fuera de *margen de control*, pues, cuentan con un único método de control que se fundamenta en establecer rangos de valores o parámetros de control para una variable, que se consideran controlables. En este caso, una desviación por fuera de dicho margen o umbral genera una *alarma* para la variable medida, ante lo cual, el diseño automatizado retroalimenta una señal

para la acción de control (*al actuador*) que determina una actuación de apagado o suspensión de proceso. Por su parte, el control con computador o controlador (PLC), es más flexible, pues permite la existencia de múltiples umbrales basado en reglas de operación diferenciadas cuyo nivel y control está determinado por algoritmos embebidos que a su vez estableces acciones de control diferenciadas según la regla de proceso para cada nivel. En este sentido, la identificación y caracterización de cada proceso y subproceso es fundamental para que el modelo de control pueda establecer la respuesta de acción de control diferenciado (Sanz R., 1990).

En cualquiera de los casos anteriores, el proceso de control y determinación de la actuación está conformado por dos etapas fundamentales: la *Valoración de la Situación* y la Determinación de la *Acción de Control*. La Figura 2 presenta esta idea, en la cual la primera etapa establece el *estado funcional del proceso* y la segunda establece la *acción de control sobre el proceso*.

Figura 2. Esquema del

proceso de control



Fuente. Sanz, R. (1990). Arquitectura del Control Inteligente de Procesos, p5. PhD. Tesis doctoral

1.2.2 Control Supervisor

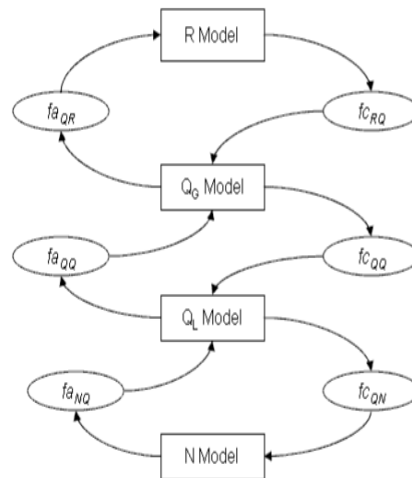
Los Sistemas de Control Supervisor (SCS), provén capacidades de control para procesos bajo condiciones normales de operación, particularmente en procesos industriales continuos y procesos complejos primarios en donde no existe una situación difícil de controlar en razón de

las múltiples interacciones entre cada subsistema, o que existiendo estas pueden ser caracterizadas y apropiadamente definidas. Cuando se trata de procesos secundarios y terciarios de proceso complejos continuos, expuestos no solamente a múltiples interacciones, sino a falla de componentes en cualquier subsistema, Ortega, C., Colina, E., & Chacón, E. (2007), proponen un modelo de *SCS bajo falla* que toma elementos de diseño de control multifuncional de Sanz R (1990) y soportado en métodos de lógica difusa para lograr un sistema pueda de manera autónoma valorar la situación operativa, identificar la falla y tomar la acción de control de manera autónoma. La solución propuesta por los autores incluye una extensión del modelo multifuncional de Sanz R. (1990) con elementos del proceso supervisor clásico, así como conceptos computacionales de máquina de elementos-finitos.

En el sentido anterior, el razonamiento del diseño de un Sistema de Control Supervisor Inteligente, sigue la siguiente arquitectura:

- *Parte de un punto de inicio* en control, basado en un Modelo Numérico (N Model), obtenido de principios físicos (del proceso a controlar) y medidas de variables de interés.
- *Un Modelo Cuantitativo Local (Q_L Model)* el cual describe el proceso lógico y operación bajo condiciones nominales.
- *Un Modelo Cuantitativo Global (Q_G Model)*, el cual describe el estado general del proceso.
- *Un Modelo de Razonamiento (R Model)* que representa el conocimiento del proceso gobernado por reglas lógicas.

Figura 3. Modelo multiresolucional basado en modelos de Sanz, R. (1990)



Fuente. Ortega, C., Colina, E., & Chacón, E. (2007). ISBN: 978-960-474-010-9, 2017.

El proceso de toma de decisión respecto a la acción de control requiere el uso adecuado e interconectado de todos los componentes de la arquitectura, a fin de poder describir el comportamiento dinámico del proceso a controlar. Esta capacidad le permitirá al sistema identificar una acción de control específica ante desviaciones aleatorias o cambios en la región de operación determinada del proceso y basado en ello tomar acción para asegurar estabilidad y confiabilidad del proceso según las reglas lógicas de control incluidas. La Figura 3, presenta la interacción de retroalimentación y secuencia lógica de control del modelo extendido multifuncional NQR propuesto por Sanz R. (1990), soportado con algoritmos de función abstracta (fa) y de función de concreción (fc) utilizados para especificar valores de variables de alto nivel, empezando por valores asignados a variables de piso o base de la secuencia.

En el caso de procesos complejos, cuyo control supervisor está basado en arquitecturas convencionales, su implementación en procesos complejos secundarios y terciarios, implica la existencia de una interface de operador humano, el cual, reemplaza en el modelo multiresolucional NQR extendido, el módulo R Model de soporte de la acción de control inteligente autónoma. El relativo éxito de la interface humana para este tipo de SCS

convencional se fundamente en el modelo mental del operador que conoce el proceso e identifica los mecanismos racionales para hacer los ajustes ante desviaciones o cambios del proceso bajo control. Esta característica, en cierto modo, otorga ventaja a la respuesta automática del *modelo NQR extendido*, pues es capaz de procesar situaciones complejas de desviación determinado acciones que el modelo automático tomaría mediante algoritmos complejos resolucionales para cada situación reglada. Sin embargo, se hace menso confiable dado condiciones intrínsecas al control humano tales como el cansancio, la fatiga, estado de ánimo etc. (Sanz R, 1990).

Sheridan (1983), sugiere que, para mitigar la situación antes planeada, debe existir un sistema de soporte de decisiones, que le permita al humano del más alto nivel tener un conocimiento lo más completo posible de la situación. En este sentido, propone distintos niveles de automatización bajo el concepto de cooperación hombre-máquina, según el siguiente protocolo:

1. El computador no ofrece asistencia, o
2. El computador ofrece un conjunto completo de alternativas, y
 - a. Restringe la selección a un conjunto, o
 - b. Sugiere una, y
 - i. Ejecuta la sugerencia si el humano la aprueba, o
 - ii. Permite al humano vetarla antes de ejecutarla automáticamente, o
 - iii. Informa al humano después de la ejecución, o
 - iv. Informa al humano si este lo solicita, o
 - v. Informa al humano si así lo decide.
3. El computador hace todo sin comunicarse con el humano

Por esta razón, el modelo propuesto por Sheridan (1983), para procesos complejos

difíciles implícitamente sugiere la participación humana en decisiones de control complejas, lo cual, bajo un adecuado diseño de cooperación hombre-máquina, esto resultaría apropiado para asegurar seguridad y confiabilidad al proceso de control.

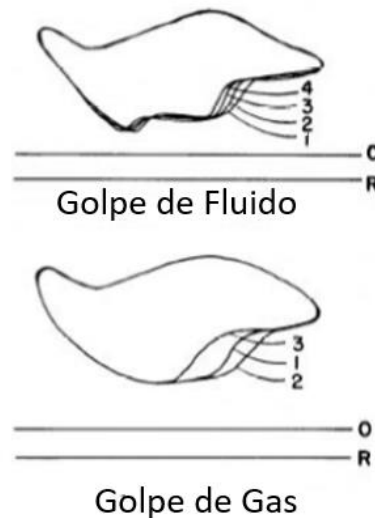
1.2.3 Alternativas de Automatización del Sistema de Bombeo Mecánico

1.2.3.1 Generalidades del Sistema de Bombeo Mecánico: en su definición general, el Sistema de Bombeo Mecánico utiliza un equipo de bombeo alternativo en superficie con una bomba en fondo. El diseño es simple por lo cual su bajo costo en CAPEX y Operativo, el cual otorga eficiencias del orden del 50% al 60%. Así mismo, esta simplicidad de diseño permite utilizar distintos tipos de fuerza motriz, desde motores eléctricos hasta de explosión, así como ser equipos útiles para operar pozos a altas temperaturas y alta viscosidad (Bourdette J (2005)). En este sentido, en el Capítulo 3 se tratarán con detalle las características del sistema, funcionamiento de la bomba, componentes mecánicos de fondo y superficie etc., por lo cual y para efectos del interés del presente capítulo, abordaremos las generalidades del diagnóstico en el sistema, para soportar el análisis de las alternativas de medición y automatización del mismo.

1.2.3.2 Diagnóstico en sistemas de Bombeo Mecánico: Bourdette J (2005), describe diversos tipos de problemas en un sistema de bombeo mecánico: rotura de varilla, movimiento del cuerpo de la bomba, pérdidas en las válvulas, pérdidas por rotura del tubo, golpe de fluido, golpe de gas, bloqueo por gas, entre otros. El golpe de fluido se describe como la situación en la que el pistón, debido a un mal llenado de la bomba, viaja parte de la carrera descendente sin resistencia (sin fluido) y luego golpea la superficie de fluido. Por lo general el golpe de fluido se ocasiona por alta velocidad de la bomba, que hace que se bombee más crudo del que la formación puede reponer, generado problema de sumergencia.

El golpe de gas obedece a la formación de una cámara de gas que se comprime durante la carrera descendente. La Figura 4, muestra las características dinámicas de cada uno de estas situaciones, que afectan la producción del pozo e incidirán en la vida útil de la bomba o de la varilla en casos extremos de golpes de fluido (Bourdette J.,2005).

Figura 4. Dinagramas Típicos de golpes de fluido y de gas



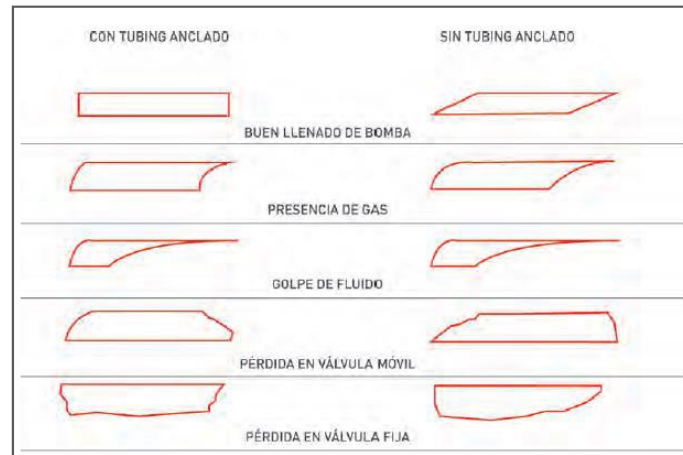
Fuente. Bourdette J (2005). ABB Knowledge Center; documento 3BAR000076

1.2.3.3 Análisis dinámico: el análisis dinámico es una de las herramientas de diagnóstico más importantes, cuando se trata de identificar causas de problemas en un sistema de bombeo mecánico; sumado a este, existen la econometría, las pruebas de válvula fija y válvula viajera, para complementar el ejercicio. El análisis dinámico se basa en el gráfico de la carga sobre la bomba versus la posición de la misma (Bourdette J.,2005). Este se determina usualmente en superficie mediante la medida de la carga sobre la barra lisa versus la posición de la misma y por inferencia matemática de ecuación de onda se determina la carta dinámica de fondo.

La dinamometría, mediante la forma de la carta, permite diagnosticar múltiples problemas

operativos de la bomba, basado en la comparación de la carta teórica y la real. La Figura 5, muestra la carta dinamométrica de superficie con algunos problemas operativos típicos, según la misma.

Figura 5. Dinagrama de superficie



Fuente. Esquema de Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T., (2017)

1.2.3.4 Automatización y Medición: desde la perspectiva del diseño convencional y clásico de un sistema de control, medición y automatización de un sistema de bombeo mecánico, Bourdette J., (2005) revisa las siguientes posibilidades, basado en el uso común y extendido, según la “*mejor*” relación costo-beneficio del sistema. Algunos pueden estar integrados a una estación de captura y procesamiento de datos; otros, aislados y con fuerte control humano para la recolección de datos, control y toma de decisiones:

Medición: la medición en este tipo de sistemas se basa en econometría, mediante el relevamiento y análisis de la carta dinamométrica, siendo necesario para ello medir la posición de la barra lisa, así como la carga sobre la misma. Esto entrega el diagnóstico dinamométrico de superficie. Para hacer tal medición, el tipo de sensor más utilizado es una celda de carga instalada en el bloque que una las guayas con la barra lisa. Para la medición de la

posición se utiliza un potenciómetro que se mueve junto con la barra, así como un inclinómetro o un acelerómetro.

Debido a las altas tasas de falla de sistemas de medición como los descritos arriba, por daño en las conexiones de los cables por el movimiento constante del sistema, existe una alternativa más confiable y evolucionada de los sistemas de arrancadores directos y luego suaves: *los sistemas de variadores de velocidad*, los cuales controlan la velocidad del motor, lo que permite además de controlar la carga volumétrica de la bomba en fondo, medir el torque entregado por el variador para determinar la carga sobre la barra lisa en función de la relación del reductor o caja reductora y la geometría de la bomba (Bourdette J., 2005).

Automatización: los análisis econométrico y dinamométrico permiten detectar eventos en que, por la baja producción del pozo, no hay carga volumétrica suficiente en la bomba generándose la condición conocida como *pump-off*. Para mitigar esta condición el camino más común de solución automatizada es instalar un timer que mantenga en funcionamiento la bomba por periodos fijos, con el fin de asegurar el rellenado en el tiempo de parada. Otra solución que entrega la automatización, es el uso de un variador de velocidad (Variable Speed Drive - VSD) para bajar la velocidad de bombeo.

No obstante, lo anterior en sistemas con diseño de control semi inteligente e inteligentes, se implementan soluciones con sistemas de controladores de pump-off (POC, Pump-off Controller), *los que basándose en el análisis dinamométrico pueden apagar la bomba cuando el golpe de fluido es evidente, durante un tiempo que permita el rellenado del entretuvo, o mediante la interface de un VSD unido al sistema se reduce la velocidad de bombeo incrementándola de nuevo cuando la condición de golpe de fluido, desaparece* (Bourdette J., 2005). Esta última solución, con una arquitectura de control más compleja, corresponde, en su

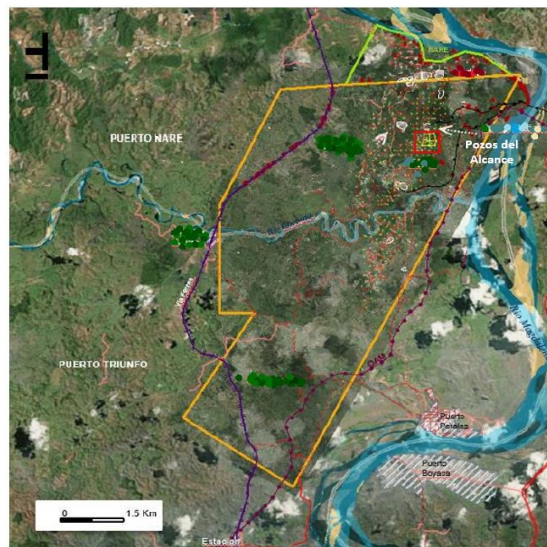
diseño y concepción, a un sistema auto controlado con toma de decisiones basadas en reglas y administradas por un controlador y dispositivos actuadores (como VSDs), que ejecutan acciones de control, sin que haya intervención humana. Así mismo, integran el tradicional y convencional análisis dinamométrico y econométrico, como fuentes de información para soportar el diagnóstico de condiciones regladas para toma de acciones autónomas.

2. Campo Petrolero VMM y su Operación con Bombeo Mecánico

2.1 Descripción General del Campo

El Campo caso de Estudio, se encuentra ubicado en el área occidental de la cuenca del Valle del Magdalena Medio (VMM), área con saturación de crudo pesado, ubicado en un rango entre 160 y 180 Km de la ciudad de Bogotá.

Figura 6. Polígono Campo Caso de Estudio



Fuente. Información Geográfica disponible – Occidental Andina LLC, (2017).

El Campo fue descubierto en 1963 y hacia 1981 se perforaron los primeros pozos, y por razones geológicas, en 2011 el Ministerio de Minas y Energía autorizó unificación de este campo con el área central de Cocorná, debido a que existe continuidad en la misma estructura geológica, se explotan los mismos yacimientos y no existe límite estructural que diferencie ambas formaciones. El Campo desde 2010 es operado por ECOPETROL y desde el 2014 bajo un Contrato de Colaboración Empresarial –CCE-, se encuentra en fase de desarrollo con Occidental Andina LLC, compañía que realiza inversiones de capital para desarrollo del campo bajo EOR térmico.

2.1.1 Características Geológica y Operación de Producción del Campo

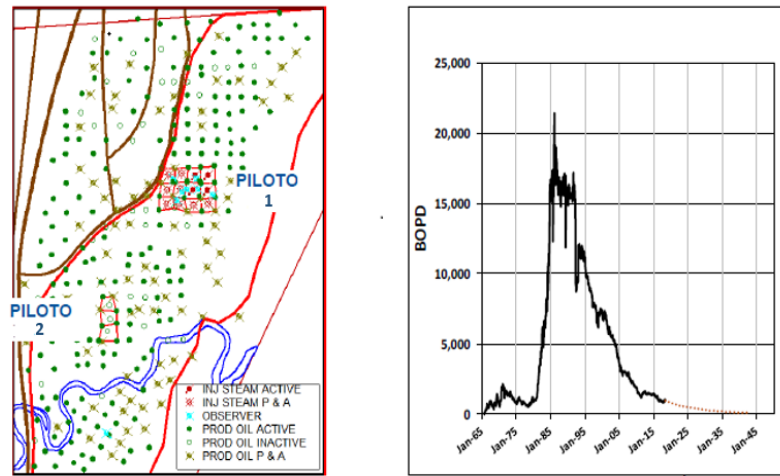
Los intervalos productivos del Campo, se encuentran en las arenas con deposición fluvial del período Miocénico. El Campo tiene tres grandes unidades productoras con objetivos denominados Zonas A, Zona B y Zona C, de las cuales la mayor productividad a la fecha del Campo la han tenido los objetivos ubicados en la Zona B. Las arenas ubicadas en la parte superior de la columna estratigráfica, han sido identificadas con potencial como parte del plan de desarrollo futuro del Campo.

La historia de producción del Campo de Estudio, muestra que el mismo alcanzó una producción pico de petróleo en 1986 con una producción superior a los 20,000 BOPD, mediante desarrollo de Inyección Cíclica de Vapor (ICCV) con diseño de completamiento utilizando empaquetamiento con grava en hueco abierto. Este diseño ha permitido que el Factor de Recobro total del Campo haya sido de aproximadamente el 8% a julio de 2018.

El Campo en su historia de producción ha tenido varios pilotos de inyección continua de vapor (ICV), el primero de ellos en 1987 el cual se extendió hasta 1993, abarcando tres patrones invertidos 5-puntos 5 –acres, sin pozo confinado en el patrón. En ese entonces los pozos inyectoros se completaron en los objetivos B4 a B2 si selectividad vertical en la inyección. Los pozos productores llegaron a objetivos de las arenas A y B utilizando empaquetamiento con grava a hueco abierto. En 1992, se implementó el segundo piloto de ICV en la misma área, el cual se extendió hasta 1994 abarcando 12 patrones configurados como invertidos 5-puntos, 5-acres con 6 pozos confinados. En esta ocasión los pozos inyectoros tuvieron el mismo diseño de completamiento que en el anterior piloto en las arenas B4 a B2; los pozos productores llegaron a objetivos en las arenas A y B con completamiento inteligente simultáneo o tipo “Commingled”. La Figura 7, muestra la ubicación de ambos pilotos de ICV y la historia de producción del Campo de Estudio, así como proyección en tendencia de declinación desde enero de 1965 hasta

enero de 2015 (real) y proyección en línea de tendencia discontinúa.

Figura 7. Pilotos y Producción Histórica Campo Estudio

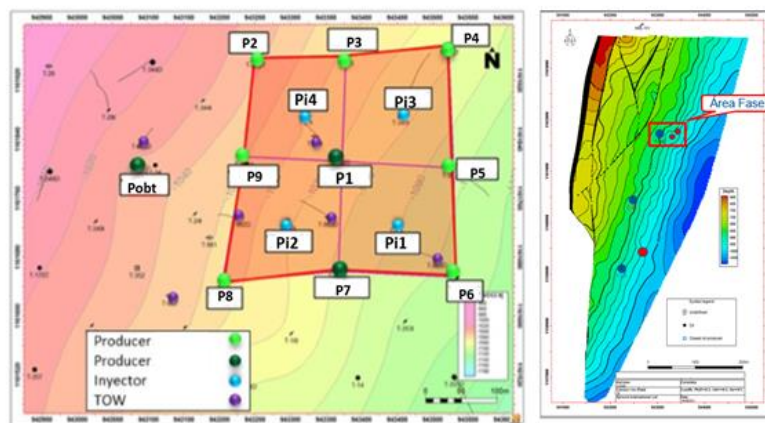


Fuente. Información disponible – Ecopetrol S.A.S/Occidental Andina LLC (2017)

2.1.2 Piloto de Inyección Continua de Vapor –Arena A

Luego de que en el año 2015 se autorizara por parte de la ANH un Proyecto Piloto de Inyección Continua de Vapor (ICV) de las Arena A, se delimitó el área de dicho piloto de ICV, de acuerdo con la configuración que se detalla en la Figura 8.

Figura 8. Área del Piloto ICV y configuración de Patrón Arenas A



Fuente. Datos de identificación de pozos Piloto ICV - Occidental Andina LLC (2015)

Este Piloto tuvo 10 pozos productores, de los cuales 9 pozos pertenecen a 4 patrones de

inyección continua de vapor invertidos 5-puntos, 5 acres y 1 pozo de producción independiente, el que se ubica por fuera de los 4 patrones de inyección. El objetivo del pozo independiente era caracterizar la respuesta del yacimiento a ICCV independientemente de la inyección continúa de vapor. Los pozos productores de dicho piloto se completaron con empaques de grava y los inyectores se completaron con Steam-Savers ® y empaques de copa para garantizar la conformidad vertical de inyección continúa de vapor para todas las unidades del yacimiento de Arena A. El Piloto incluyó 1 pozo inyector para cada patrón y 6 pozos de observación de temperatura, los cuales permitieron monitorear cambios de temperatura en el yacimiento a medida que la inyección continua de vapor madura. Dentro de los objetivos de la fase Piloto de ICV se pueden destacar los siguientes:

- Caracterización los yacimientos de Arena A
- Determinar la respuesta de los yacimientos de Arena A al ICCV y a la ICV

De acuerdo con lo anterior, los objetivos planteados para El Piloto mencionado, base de la estructura del Plan de Desarrollo del Campo (FDP) objeto de estudio, se cumplieron. Esto implica que se caracterizaron efectivamente las Arenas A, y se pudo evaluar la respuesta de las Arenas A, a la Inyección Cíclica de Vapor (ICCV), así mismo para las formaciones objetivo en esta etapa se pudo establecer que la respuesta a ICV fue positiva. En este sentido, dado el alcance del presente trabajo, no se detallarán los resultados comentados ni se incluirá información geológica, petrofísica, estratigráfica y de producción de dicho Piloto; sin embargo, como parte de los objetivos, si se detallarán los resultados en la implementación del diseño de arquitectura de control inteligente, así como sus características según el alcance del trabajo propuesto.

2.2 Modelado Geológico del Campo de Estudio

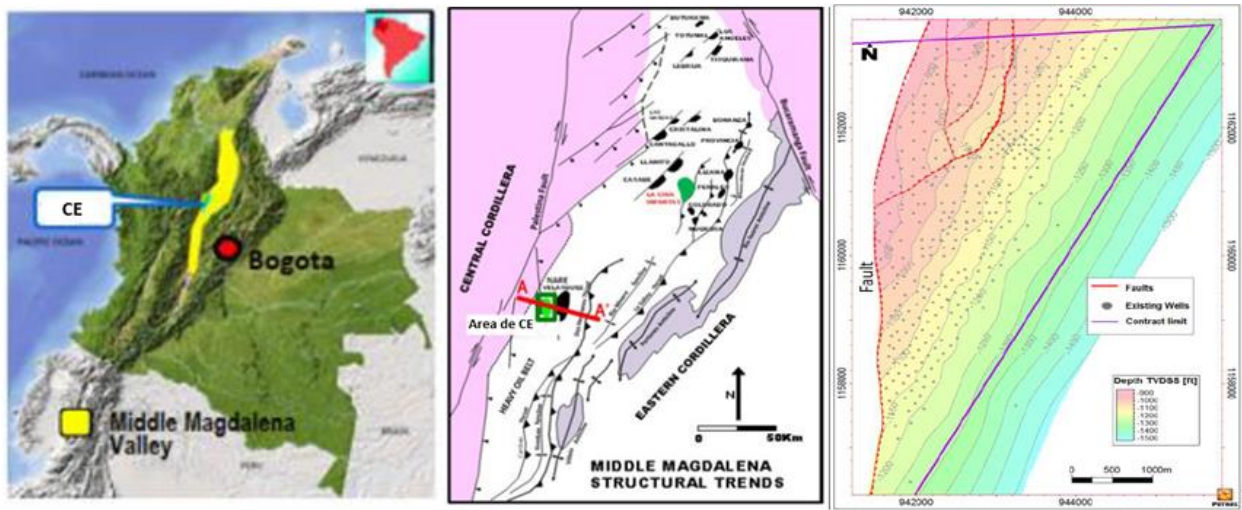
A continuación, se presentará un resumen de los componentes del modelo geológico caracterizado para el Campo de Estudio CE). Esto incluirá información relevante y pertinente de la geología y estratigráfica de dicho Campo.

2.2.1 Estructura

El CE se encuentra ubicado en el cinturón de petróleo pesado de la Cuenca del Magdalena Medio, tal como se detalla en la Figura 9. Ésta, es una cuenca invertida posicionada entre la Cordillera Oriental y la Cordillera Central; según su caracterización e información geológica acopiada, la Cuenca del Magdalena Medio evolucionó primero durante la era terciaria cuando se depositaron hasta 4,000 metros de sedimentos en el foredeep de la Cordillera Occidental (**Occidental Andina LLC.**, 2017). En este mismo período de tiempo se depositó la formación La Luna y se considera que también La Roca, fuente para el área del CE y otros campos ubicados en la Cuenca del Magdalena Medio.

Durante el Eoceno y el Oligoceno, la cuenca se elevó como parte de la orogénia de la Cordillera Central. En la ubicación del CE, la porción sur se concentrarán los sedimentos pre orogénicos, los que erosionaron hasta la base granítica y metamórfica; y se observa que los sedimentos fluviales se depositaron en la parte superior de la base, proporcionando la roca de yacimiento y los sellos interestratificados del Grupo Productivo Chuspas. Una segunda elevación tuvo lugar durante el Mioceno con procesos de erosión menor del Grupo Chuspas y depositación de sedimentos fluviales de grano grueso de la Formación Zorro.

Figura 9. Ubicación Cuenca Magdalena Medio y Estructuras CE



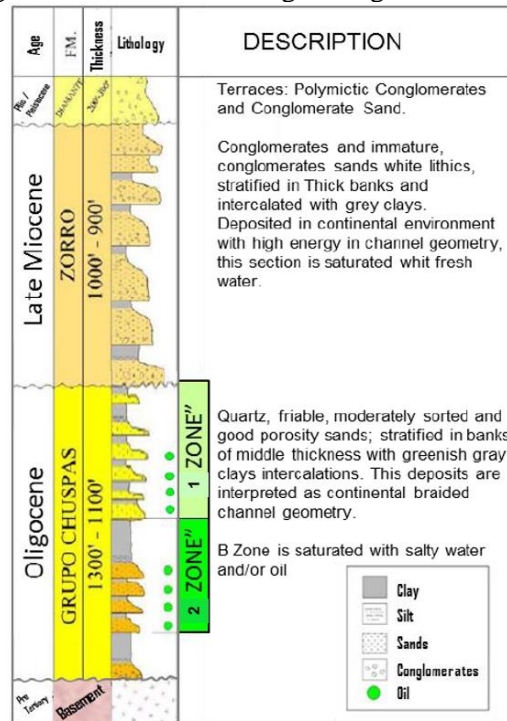
Fuente. Tendencias Estructurales, sección esquemática MMV - Occidental Andina LLC (2017)

2.2.2 Estratigrafía

El grupo Chuspas del Oligoceno está compuesto de arenas de sublitarenita interestratificadas, arcillas y esquistos depositados en un ambiente fluvial. El grupo oscila en espesores en el rango entre 1,000 y 1,400 pies y, dentro del área del CE, se asienta sobre la base ígnea-metamórfica, tal como se muestra en la Figura 15. Esta secuencia representa la erosión de la Cordillera Central a medida que se elevó durante la orogenia del oligoceno.

La Formación Zorro del mioceno es una secuencia de areniscas verdes a grises y conglomerados interestratificados, dominados por volcanoclásticos derivado de la Cordillera Central. Esta secuencia contiene una serie de ciclos que afinan hacia arriba de flujos de restos, areniscas de canal y lutitas de terreros inundables (**Occidental Andina LLC, 2017-2018**).

Figura 10. Columna estratigráfica generalizada CE



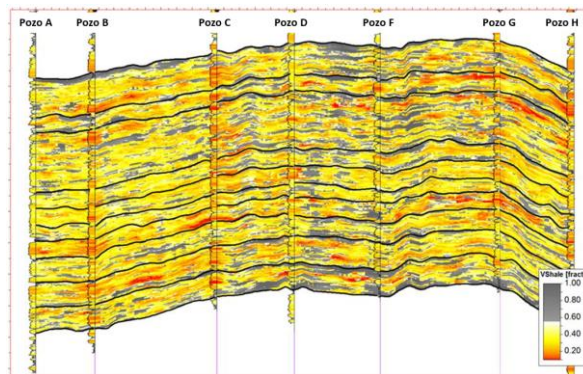
Fuente. Occidental Andina LLC (2017) Columna modificada a partir de Sproule (2011).

El grupo Chuspas en el norte del MMV está compuesto por la Formación Mugrosa en la base y por la Formación Colorado en la parte superior. Dentro del CE, el grupo Chuspas se divide en tres grandes unidades denominadas Zona 3, Zona 2 y Zona 1 (*denominaciones ajustadas*). Actualmente la mayor parte de la producción de petróleo del CE, se ha concentrado en la Zona 2. Cada ciclo comienza con arena de canal en la base y tiene una cama de esquisto que la separa del siguiente ciclo; en general los intervalos de esquistos son grandes dentro del área y proveen barreras entre unidades.

Las arenas dentro del grupo Chuspas son depósitos de corrientes prensadas que corren en dirección Noreste- Sureste, cuyo espesor oscila entre pocos pies al borde de los canales hasta unos 60 pies (*información ajustada*) donde se amalgaman varios canales. Hay continuidad lateral de las arenas que varía entre 300 m y más de 1200 m (*información ajustada*). Las arenas

están confirmadas por grano grueso en la base que van afinando hacia arriba hasta alcanzar los depósitos de dique de granos muy finos, copados con lutitas. Esta secuencia, se hace progresivamente más gruesa desde depósitos de arenas más finos hasta más gruesos en la Zona 2 hasta Arenas de grano más grueso en la Zona 1 superior. Para detallar esta continuidad en la Figura 11, se incluye una imagen ajustada del grupo de pozos del CE en función VShale, a modo de esquemático del detalle estratigráfico resumido arriba.

Figura 11. Sección transversal esquemática que demuestra continuidad de la arena



Fuente. Occidental Andina LLC (2017), continuidad Arena en función VShale

2.2.2.1 Propiedades de las Rocas: según el trabajo de Gonzalez B. & Pinilla T. (2009), el CE tiene un alto número de intercalaciones de arcilla en su columna estratigráfica, con dos tipos de arenas productoras. La primera de ellas, que se han identificado en el presente documento como arenas Zona 1 (*A en el documento citado*), inferiores de la formación Chuspas, cuyos espesores varían entre 5 y 25 pies, separadas por intercalación de arcillas (Franco F & Leon E, 2003, citados por Gonzalez B. Gonzalez B. & Pinilla T, 2009).

La otra formación, identificado en el documento como Zona 2 (*B en el documento citado*), de la formación Chorro cuyos espesores varían entre 10 y 40 pies de espesor, igualmente

intercaladas por litologías arcillosas. La caracterización de las propiedades de las arenas para ambas Zonas se detalla en la Tabla 1 seguida:

Tabla 1.

Propiedades de Arenas 1 y 2, productoras CE

PROPIEDADES DE LA ROCA		
ARENAS PRODUCTORAS	Arenas A	Arenas B
Permeabilidad horizontal	1080 md	780 md
Permeabilidad Vertical	360md	208md
Porosidad	29%	28%
Compresibilidad de la formación	5E-4 1/psi	
Conductividad Térmica	36 Btu/(ft ^o F día)	
Capacidad Calórica volumétrica	37.5 Btu/(ft ³ °F)	

Adaptado de Gonzalez B. & Pinilla T. (2009), pg. 60

Las intercalaciones de arcillas en la columna estratigráfica es un factor importante en la eficiencia térmica del proceso de ICV e Inyección Cíclica si se quiere, puede impactar el fenómeno de residencia de energía calórica que permanece en las formaciones productoras, es decir pueden ser tomadoras de calor de dichas formaciones (Franco F & Leon E, 2003, citados por Gonzalez B. Gonzalez B. & Pinilla T, 2009). La Tabla 2 detalla las propiedades de estas intercalaciones de arcillas, caracterizadas para el CE.

Tabla 2.

Propiedades de Arenas 1 y 2, productoras CE

PROPIEDADES DE LA ROCA	
ITERCALACIONES DE ARCILLA	
Compresibilidad de la formación	34.67E-6 1/psi
Conductividad Térmica	40 Btu/(ft ^o F día)
Capacidad Calórica volumétrica	40 Btu/(ft ³ °F)

Adaptado de Franco F & Leon E, 2003, citados por Gonzalez B. Gonzalez B. & Pinilla T. (2009)

2.3 Pozos y madurez de control inteligente automatizado del CE

El CE en su población de pozos registra un inventario inicial de aproximadamente 381 pozos de los cuales al inicio de la fase piloto con ICV, registró 306 pozos activos que soportan una producción básica en un rango aproximado entre 900 BOPD a 1200 BOPD. De estos, en un patrón invertido de 5 puntos, 10 acres y tomando como marco la Fase I o de prueba del CE, existe un inventario de 20 pozos productores y 12 pozos inyectores. En este inventario y caracterización de pozos del CE, se encuentra que existen tres (3) tipos de pozos productores por distribución o proporción de patrón.

- Pozos tipo 1: tasas de producción de fluidos de hasta 450 BFPD y de aceite de hasta 35 BOPD.
- Pozos tipo 2: tasas de producción de fluidos de hasta 900 BFPD y de aceite 70 BOPD.
- Pozos tipo 3: tasas de producción de fluidos de has 1800 BFPD y de aceite de hasta 130 BOPD

De acuerdo con lo anterior, la caracterización evidencia que los pozos clasificados como Tipo 1, ocupan $\frac{1}{4}$ del patrón, los Tipos 2 lo hacen a $\frac{1}{2}$ de patrón y los pozos Tipo 3 tienes una distribución de un patrón completo. La Tabla 1 muestra la información de tasas de fluidos y aceite, así como de BS&W por tipos de pozos. De igual manera, el patronamiento y la distribución de tipo de pozos, se detallan en la Figura 17 correlacionado a la información por tasas de la Tabla 3.

Tabla 3.

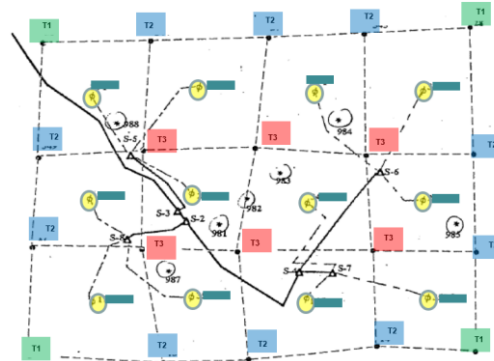
Caracterización de pozos y patrones de producción* del CE

	Pozo Tipo 1			Pozo Tipo 2			Pozo Tipo 3		
	BFPD	BOPD	BS&W	BFPD	BOPD	BS&W	BFPD	BOPD	BS&W
Tasa inicial	30	2	96 (%)	80	5	96 (%)	150	7	96 (%)
Maxima tasa	450	35	93	900	70	93	1800	130	93

Nota * Los datos de producción fueron variados para proteger información de producción.

Occidental Andina LLC (2015)

Figura 12. Patronamiento y distribución por tipo de pozo según Tabla 1

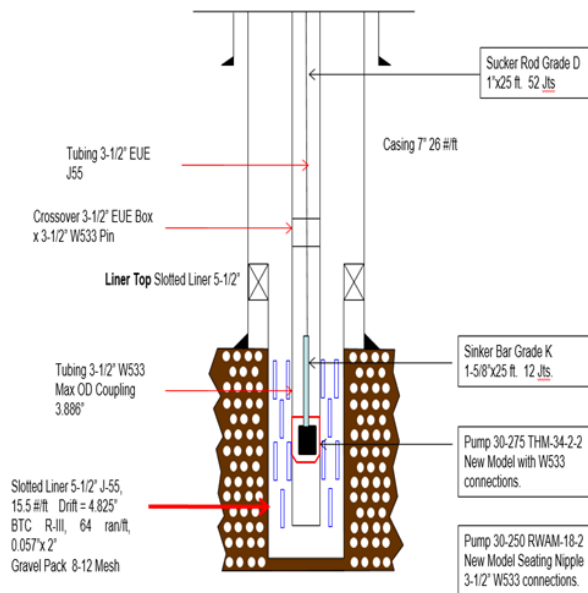


Fuente. Occidental Andina LLC (2017).

2.3.1 Diseño Mecánico de Pozo y Condiciones de Operación de CE

El diseño mecánico de pozos fase I incluye una barra lisa grado D, en sección de Casing de producción de 7" con Tubing de 3-1/2 con un crossover de 3-1/3 para colgar una sección de liner ranurado de 5-1/2, dentro del cual se sumerge una bomba 30-275 THM-34-2-2. El completamiento en las arenas productoras, es de hueco ensanchado completado con grava de 8-12, según se detallada en la Figura 13.

Figura 13. Diseño mecánico y completamiento de pozos productores de CE



Fuente. Occidental Andina LLC (2017)

Las condiciones de operaciones caracterizadas en su condición inicial y máxima, por tipo de pozos, indican tres tipos de Unidades de Bombeo: MII-640-305-168 para pozos Tipo 1, MII-640-305-169 para pozos Tipo 2 y MII 1280-305-240 para pozos Tipo 3. El resumen de parámetros operacionales para ambas condiciones se detalla en la Tabla 4.

Tabla 4.
Condiciones Operacionales Pozos Productores* CE

Condiciones Operacionales			
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Initial Condition			
Pumping Unit	MII 640-305-168	MII 640-305-169	MII 1280-305-240
Speed	1 spm	2.0 spm	2.5 spm
stroke	130.8 in	130.8 in	151.1 in
Rate	30 BFPD	80 BFPD	150BFPD
Pump	2.0 in	2 in	2.5 in
Max Condition			
Pumping Unit	MII 640-305-168	MII 640-305-169	MII 1280-305-240
Speed	7 spm	7.3 spm	7 spm
stroke	1688 in	1688 in	240 in
Rate	450 BFPD	900 BFPD	1800 BFPD
Pump	2.0 in	2.75 in	3.25 in

Nota * Los datos de producción fueron variados para proteger información de producción.
Occidental Andina LLC (2015)

2.3.2 Madurez inicial del sistema de control de pozos productores

Los pozos caracterizados para la fase I, base del Piloto de ICV aprobado en 2015, en su totalidad carecían de instrumentación de control básico, y por consiguiente de ningún tipo de diseño de automatización o arquitectura de control inteligente. El control de producción reportado, registra verificación en sitio mediante cuadrillas recorredoras, tomadoras de parámetros y reportes de fallas en probable curso de daño mecánico o sencillamente reporte de pozos fallados para intervención, debido a que el control de *strokes* a partir de giros del motor estaba basado en *arranque o control directo*. De acuerdo con Sandoval M. & Suarez A. (2014),

el arrancador directo o de control directo como mecanismo de control de velocidad de giro del motor (rpm) depende principalmente del diámetro de las poleas conductoras, de la caja reductora y la del eje del motor. Esto implica que, cuando el control de velocidad del motor se hace a través de un arrancador directo, no es posible manipular la velocidad de giro del motor, por lo que la variación de diámetros de poleas es el mecanismo de dicho control. Este tipo de operación además de intrusiva, implica parada de producción para la realización de trabajos, así como la estandarización de diámetros de poleas por tipo de unidad, adicionado por los costos de recursos asociados a la intervención en términos de H/H, camión con brazo articulado y tiempo de intervención total que puede oscilar entre 2 y 3 horas, adicionado por el tiempo de producción diferida.

En adición a las implicaciones anteriores, el control de giro del motor se convierte en una variable proporcional al diámetro de las poleas conducidas. La Figura 14, incluye la imagen del cambio mecánico de poleas conductoras como operación de control de producción, mediante cuadrillas recorredoras o de intervención a pozo de Unidades de Bombeo Mecánico con arrancadores directos.

Figura 14. Tipo de Poleas Conductoras y Operación de Cambio Mecánico



Fuente. Sandoval M. & Suarez A. (2014), citando a Ecopetrol y Catálogo Maska

3. Bombeo Mecánico y Gestión de Control Inteligente del Sistema

3.1 El Bombeo Mecánico y Componentes Claves del Sistema

Tal como se abordó en el Capítulo 1 de manera general, el Sistema de Bombeo Mecánico fundamenta su principio mecánico de operación, en transformar el movimiento rotativo en uno alternativo transmitido desde una unidad de superficie (Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, 2017).

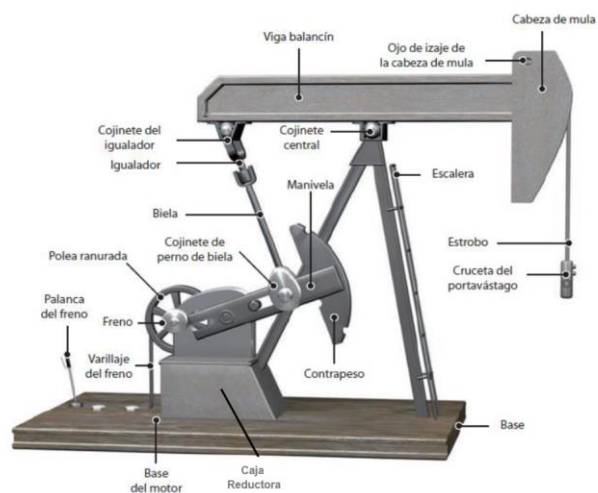
El sistema, aunque es el de mayor uso en la industria del petróleo, tiene condiciones en las cuales desarrolla su mayor ventaja operacional para el desarrollo de producción de campos petroleros. En este sentido, todos los autores coinciden, en general que, no es un sistema eficiente en pozos con alto grado de desviación, no opera bien a profundidades en rangos mayores a los 3500ft debido a los esfuerzos y alta carga dinámica de la sarta de producción y sistema de varillas; en pozos altamente arenados o con sólidos la bomba pierde confiabilidad, así mismo en pozos con alto GOR o de relación gas-liquido se bloquea y pierde eficiencia volumétrica, no hay posibilidad de revestir el Tubing internamente para control de producción, definitivamente no es una opción para uso en operaciones offshore, el sistema es fácilmente impactado por agregación parafínica que lo bloquea, entre otros. De acuerdo con esto, existen en el sistema componentes que por su condición mecánica y operacional se asocian directamente con las fallas del sistema, determinando la concentración de variables causa-raíz en el control de producción de Índices de Falla (FI), con pérdidas de producción y alto impacto en los gastos operaciones de mantenimiento e intervención del sistema. En este capítulo, revisaremos una evaluación de Árbol de Decisión por sistemas ALS y, en el caso del Bombeo Mecánico, el

impacto de las variables claves de operación y producción del pozo, como elementos fundamentales en la toma de decisión del enfoque y de estrategia control y automatización para la mejora del sistema.

3.1.1 Equipo de Superficie

Un equipo de Bombeo Mecánico usa un mecanismo tipo balancín en superficie como mecanismo físico de transmisión de fuerza y transferencia de energía cinética a través de un sistema de varillas o sarta, para mover en fondo una bomba. En superficie, en el extremo libre la unidad tiene un dispositivo denominado “cabeza de caballo” un motor, control mecánico de relación de transmisión o caja reductora, mecanismo biela-anivela contra pesado y un mecanismo de freno. Todo el sistema se alimenta de energía eléctrica como fuente de suministro para mover el motor eléctrico conectado al sistema de suministro general de energía eléctrica o bien ser un sistema autónomo soportado con autogeneración mediante un generador alimentado por combustible. La Figura 15, muestra esta descripción de componentes de superficie del sistema de manera gráfica.

Figura 15. Componentes en superficie de una Unidad BM Convencional



Fuente. Esquema basado en concepto de Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T. (2017)

La American Petroleum Institute (API) designa los Sistemas de Bombeo Mecánico

conforme al tipo de unidad asociados principalmente a la configuración ajustada a las condiciones operaciones y/o servicio para la cual se diseña. Cada diseño basado en estos criterios busca para tales condiciones mejorar la eficiencia en la producción, menores costos totales en su operación o control en operaciones de control de ciertas variables que impactan la productividad o eficiencia de otras configuraciones. La Tabla 5, incluye las denominaciones API para los Sistemas de Bombeo Mecánico según lo anterior.

Tabla 5.
Denominación API por Unidades de Bombeo Mecánico

Tipo de Unidad BM	Denominación API
Unidad Convencional	C
Unidad Mark II	M
Unidad Balanceada por Aire	A
Unidad Reverse Mark	RM
Unidad Churchill Beam-Balanced	B
Unidad Low Profile	F
Unidad Rotaflex	Rotaflex

Tomado de Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T. (2017)

La designación API permite entonces construir la referencia de Unidades de Bombeo Mecánico, identificando variables operativas y de diseño de la unidad. Los dos parámetros más importantes de medición son el Torque Máximo y la Carga Máxima, estando el torque directamente relacionado con la caja reductora y las carga con la estructura (Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, 2017). Un ejemplo para explicar el concepto de designación API descrito aquí, es el siguiente: **C-320-D-173—100**

En donde:

C: Indica el tipo de Unidad. En este caso Convencional

320: Torque máximo de la caja reductora en miles libras-pulgadas

D: Tipo de reducción de la caja (simple, doble o triple)

173: Carga máxima de la estructura en cientos de libras

100: Valor máximo de la carrera en pulgadas

De otro lado y para explicar las diferencias y ventajas de cada diseño, Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T. (2017), hacen un comparativo de series de unidades de Bombeo Mecánico, a partir de su diseño y ventaja operacional para la aplicación particular o al tipo de servicio que prestan. En este comparativo, útil para el propósito de este Capítulo, se destacan las mejoras de cada una, en términos de variables de producción respecto a parámetros de yacimiento, variables operacionales o de condiciones de producción del pozo o tipo de crudo. Este comparativo se muestra en la Figura 16.

Figura 16. Compartido de Series API de BM según diseño y uso

								
Tipo	Convencional	Mark II	Reverse Mark	Air Balanced	Churchill	Low Profile	Rotaflex	Tieben
Descripción	Geometría convencional. Palanca de primer orden	Palanca de tercer orden	Alternativa a la geometría convencional	Más liviano y menor tamaño que los de tipo biela-manivela	Balanceado a través de la viga.	Unidad compacta de baja altura	Unidad de Carrera Larga y Contrapesado Directo	2 sistemas: Sistema Hidráulico simple (1) y Sistema de Balanceo Hidroneumático (2)
Ventaja	Operación simple, Mínimo mantenimiento	Su geometría exclusiva permite reducir el torque en la caja reductora hasta un 35%.	Menor torque y potencia necesarias	Se distingue por su larga Carrera.	Ideal para pozos someros.	Bajo impacto visual y apto para aplicaciones limitadas en altura	Mejor llenado de bomba y Bajo costo operativo	
Característica Principal	El más utilizado.	Produce ascensos más lentos y descensos más rápidos con aceleraciones reducidas	En algunos casos permite utilizar motor y reductor más chico.	Utiliza aire comprimido en lugar de contrapesos de fundición.	Por su tamaño reducido facilita su transporte	Cinemática simplificada y compacta	Carrera larga y lenta Para pozos profundos y de alto caudal.	(1): no tiene balanceo, utiliza la fuerza de la bomba para levantar la sarta mediante un cilindro hidráulico durante la carrera ascendente (2) cilindro neumático que balancea el peso de la sarta y fluido del pozo mediante la presión neumática de las cámaras de balanceo

Fuente. Esquema basado en concepto de Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T. (2017)

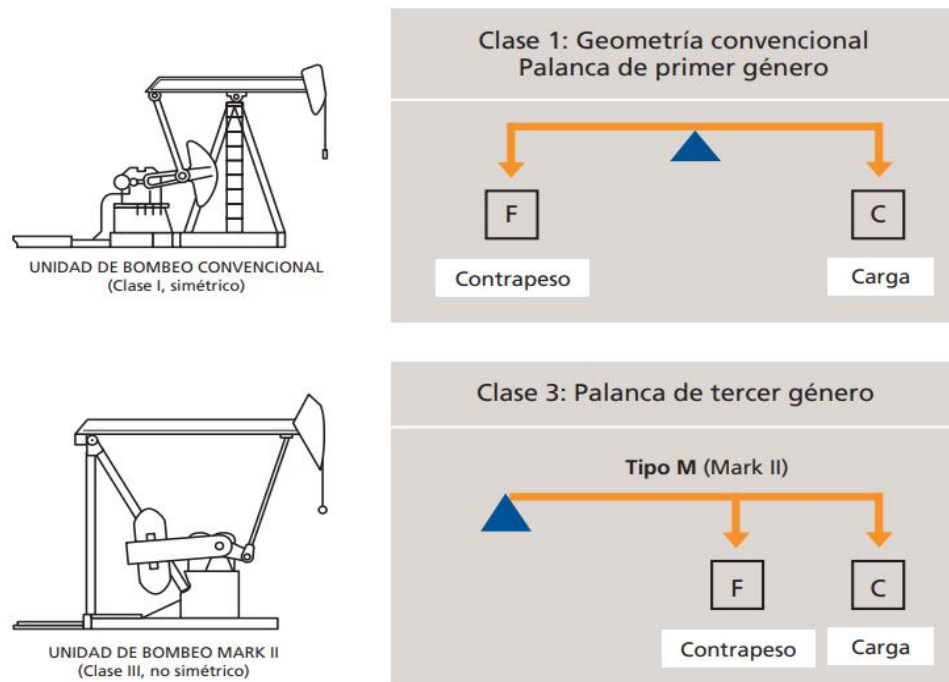
3.1.2 Rango de Cargas

El *Rango de Cargas* es el concepto físico que permite determinar la magnitud de contrapeso correcto a aplicar para una carga determinada aplicada al sistema. Esta definición implica que se calculó obedece a condiciones dinámicas del sistema y no en situación estática. En el aparte anterior se destacó que los dos parámetros más importantes de medición en el sistema en superficie de una unidad de Bombeo Mecánico son el Torque Máximo y la Carga Máxima, sin embargo, en la relación física entre ambas variables conviene comprender que el exceso de torque daña la caja reductora, no la estructura. El exceso de carga daña la estructura de la caja.

Tal como bien lo describen Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T (2017), *las cargas más importantes que actúan sobre la estructura son as ocasionadas por la masa de las varillas, las masas de los fluidos y las aceleraciones a que ambas están sometidas, según la velocidad de bombeo elegida*. Este concepto es fundamental más adelante para gestionar el control del sistema desde la definición del punto correcto para la instrumentación y arquitectura de control de aceleración y velocidad del motor, transmisión y por ende ciclo de giro o Strokes del sistema. Para entender de mejor forma esta noción, Artiga M., (2010) explica el fenómeno físico, mostrado en la Figura 17 esquema geométrico para dos de las configuraciones más comunes de Unidades de Bombeo Mecánico.

En condición estática las cargas tienen magnitudes distintas a aquellas registradas en movimiento en donde los efectos dinámicos y centrífugos del ciclo, determinas las condiciones mecánica y operaciones de impacto para las variables de rozamiento, peso alternativo de la columna de fluido y la aceleración, es decir, del *Rango de Cargas*. Para Artigas M. (2010), esto es particularmente cierto para el torque en la caja reductora, el cual está dado por el valor de las cargas y la relación entre carga/brazo de palanca/seno del ángulo.

Figura 17. Geometría de Unidades de Bombeo Mecánica Convencional y Mark II



Fuente. Artiga M.,(2010). Bombeo Mecánico: Actualización Tecnológica Aplicada a la Industria. YPF

En este sentido, el correcto contrapeso debe otorgar el mínimo torque para asegurar uniformidad de trabajo en el motor; pues si no existiera el contrapeso, en la carrera ascendente el motor tendría que levantar sin ayuda alguna el peso de la sarta de varillas más la columna de fluidos y, en la carrera descendente el peso de las varillas arrastraría al motor (Artigas M., Fundación YPF, 2010).

3.1.3 Columna de Varillas o Sarta del Sistema

El sistema de columna de varillas o sarta es el componente que rige, en mayor grado, el rendimiento del sistema de bombeo. (Artiga M., 2010), debido a que, dependiendo de la mayor o menor envergadura de estiramiento de ésta, se define la carrera neta del pintón (S_p), de lo cual depende el caudal de fluido extraído. Basado en este fundamento es posible calcular la producción total de fluido:

$$\text{Caudal fluido (Q)} = \mathbf{Q \text{ (m}^3\text{/d)} = 1,44 * \mathbf{Sp} * \mathbf{Ap} * \mathbf{GMP}} \quad (\text{Ec. 1})$$

Para lo cual,

$$\text{La carrera neta } \mathbf{Sp} = \mathbf{S aib} - \mathbf{E bb} - \mathbf{Etb} + \mathbf{O} \quad (\text{Ec. 2})$$

En donde,

Sp = Carrera neta del pistón

Ap = Área pistón

GMP = Velocidad bombeo

S aib = Carrera de la BM

E bb = Estiramiento barras

E tb = Estiramiento Tubing (=0, si se ancla)

O = Efecto de sobrecorrido

De acuerdo con Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T (2017), el conjunto de la columna de varillas está compuesta por un estrobo o juego de cables que flexionan en ciclo de balancín, un vástago o barra pulida y el sistema de varillas de bombeo. La superficie del vástago es pulida con el fin de otorgar estanqueidad en el prensaestopas y tratada superficialmente para evitar corrosión. Los diámetros más comunes son de 1 ¼ y 1 ½ pulgadas y longitud de 15 y 22 ft, con lo cual soporta el peso de la sarta de varillas, de la bomba y el fluido dentro de la tubería.

Artiga M., (2010), describe que los diámetros de las varillas de Bombeo (Sucker Rods) usadas son 5/8, 3/4, 7/8, 1 y 1.1/8 pulgadas. Así mismo los grados del material se clasifican como C, K o D, dependiendo del tipo de aleación para el trabajo y condiciones de fluido dadas:

Grado C: Acero al carbono-manganeso recomendado para servicio en pozos no corrosivos o fluidos poco corrosivos.

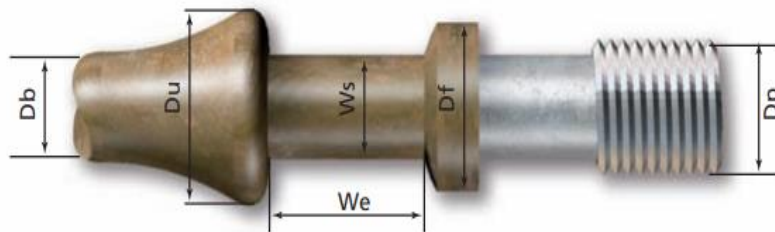
Grado K: Aleación de acero al níquel-molibdeno, recomendado para servicio mediano en pozos con fluidos corrosivo (CO₂, H₂S, Anhídrido Sulfhídrico o Carbónico).

Grado D: Aleación de acero al cromo-molibdeno, recomendado para servicios pesados en pozos corrosivo o con fluido poco corrosivos.

3.1.3.1 Geometría de la Varilla

Tal como lo describe Artiga M., (2010) siendo la geometría de la varilla, la presentada en la Figura 18, abajo:

Figura 18. Geometría de la varilla



Fuente. Artiga M.,(2010). Bombeo Mecánico: Actualización Tecnológica Aplicada a la Industria. YPF

Las cargas normales a las que están sometidas las sargas de varillas en cada ciclo de bombeo son:

$$Carga\ Máx = (Pbba + Pf) * (1+a) \quad \uparrow \quad (Ec. 3)$$

$$Carga\ Mín = (Pbbs) * (1 - a) \quad \downarrow \quad (Ec. 4)$$

En donde,

Pbba = Peso de barras en el aire

Pf = peso del fluido

Pbs = Peso de las barras sumergidas

a = Factor de aceleración

De otro lado, las tensiones normales o por esfuerzo de tracción, están dadas por:

$$\textit{Tensión Máx} = P_{máx} / \textit{Secc} \quad \uparrow \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\textit{Tensión Mín} = P_{mín} / \textit{Secc} \quad \downarrow \quad (\text{Ec. 6})$$

En donde,

Secc = Sección o área de la barra

3.1.4 Tubería de producción o Tubing

La columna de tubería de producción consiste en tubos roscados en configuración telescópica, los cuales varían en espesor y grado del acero de acuerdo con el tipo de trabajo y condiciones operaciones del diseño (Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, 2017). Las funciones más importantes de la tubería de producción son:

- Transporte hasta superficie del fluido de producción impulsado por la bomba.
- Protección del Casing del roce o fricción con las varillas de bombeo. Aunque el Tubing roza con el Casing dada la mayor superficie de contacto el desgaste mecánico es menor y prolonga la vida del Casing, Con el fin de evitar el contacto el Tubing se ancla con lo cual se controlan los desplazamientos laterales del Tubing en las carreras ascendentes y descendentes.
- Evacuación de gas por la sección anular (entre Tubing y Casing).
- Toma de registros de nivel con Ecnometro o Sonolog, por el espacio anular.
- Facilita operaciones de pesca de las varillar de bombeo y/o bomba, en el espacio anular

entre Tubing y varilla, lo cual centraliza el punto de pesca y pescador.

- Dado que puede extraerse en una operación de pulling, es posible su cambio total o parcialmente por deterioro, reduciendo costos por servicio al pozo.
- Permite incorporar elementos auxiliares para mejora operacional del sistema, tales como ancla del Tubing, separador de gas, filtro para arena etc.

3.1.4.1 Análisis y comportamiento de Tubing: Artiga M., (2010) destacada que las características dimensionales, tipo de material y propiedades físicas o resistentes de los tubos y las uniones, se encuentran normalizadas API 5.A. En este sentido los diámetros exteriores utilizados son 3/4 - 1 - 1.1/2 - 2.3/8 – 2.7/8 – 3.1/2 – 4- 4.1/2 (φ. E en pulgadas), sin embargo, los más usuales son 2.3/8 – 2.7/8 – 3.1/2 (φ. E en pulgadas). En el ejercicio operacional el desempeño y evaluación del Tubing se mide por cálculos de esfuerzos de compresión radial que provocan colapso, presiones internas, esfuerzos de tracción, flexión y torsión, cuyas magnitudes se incrementa a medida que la aumenta la profundidad del pozo. En este sentido, son muy importantes los esfuerzos de tracción en los tubos y las juntas para los que se hace conveniente hacer una correcta selección del grado de acero según el trabajo y cálculos de tales magnitudes. En este sentido, la condición en esta selección debe considerar, además del grado, la degradación del Tubing por recuperación según lo siguiente:

Grado I o material nuevo: 100% espesor de pared

Grado II o material recuperado: 80% espesor de pared

Grado III o material recuperado: 65% espesor recuperado

Así mismo, utilizando como patrón el espesor del Tubing nuevo o grado I se determina el espesor de pared del Tubing recuperado. Al final los resultados de espesores según el grado

obtenidos son:

Tabla 6.
Espesores Tubing según grado (*Unidades en pulgadas*)

* TUBING	GRADO I	GRADO II	GRADO III
2.3/8"	4,85	3,86	3,14
2.7/8"	5,51	4,41	3,58
3.1/2"	6,45	5,16	4,19

Artiga M.,(2010). Bombeo Mecánico: Actualización Tecnológica Aplicada a la Industria. YPF

3.1.5 Bomba de fondo

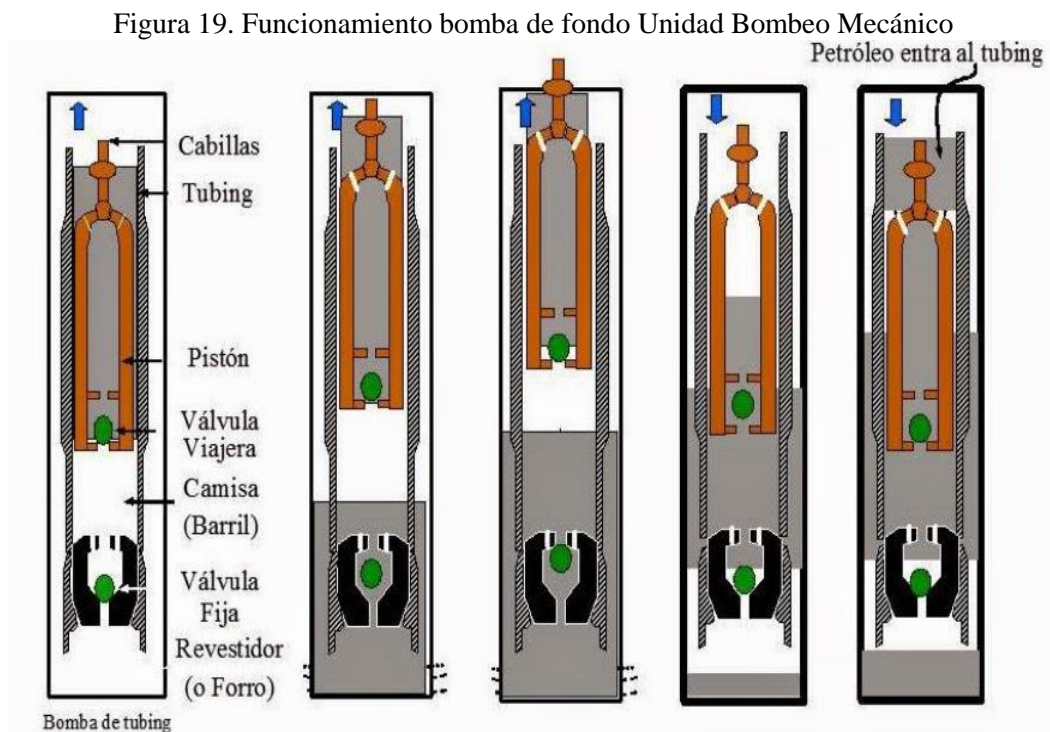
Es dispositivo mecánico ubicado en fondo que desplaza el fluido de producción a superficie a través del principio de desplazamiento positivo, mediante un movimiento alternativo. La bomba se fija al Tubing mediante un ancla (el Tubing puede no estar anclado), y se compone principalmente de un barril, un pistón una válvula viajera y una válvula fija. El principio general de su funcionamiento fue abordado en el numeral 1.2.3.1 del Capítulo 1 del presente trabajo, sin embargo, en este numeral se desarrollará dicho esquema con mayor detalle para comprender el fenómeno desde las variables claves de control.

Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, 2017, destacan que la bomba de fondo debe asegurar sumergencia para evitar ineficiencias volumétricas, así como para que haya aporte de presión de columna hidrostática suficiente con el fin de que el líquido admitido dentro del barril no libere gas y se genere golpe en la bomba en la carrera descendente. Mediante un adecuado control de la velocidad de bombeo este efecto puede mitigarse.

De acuerdo con lo anterior, el principio de funcionamiento parte del punto en el que el balancín está en su punto más inferior del ciclo y las válvulas fijas y viajeras se encuentran cerradas; en la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de

la válvula fija, el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba; simultáneamente la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera, lo que la mantiene cerrada durante dicha carrera. El fluido llena la bomba hasta el punto de máxima succión del pistón, la válvula fija cierra y comienza la carrera descendente en la que el pistón baja y produce compresión, lo que genera un diferencial que hace que la válvula viajera se abra y el fluido se transfiere al pistón hasta llegar a punto muerto inferior. La cantidad de fluido entregado al Tubing es equivalente al volumen ocupado por este en la carrera ascendente hasta el punto muerto superior del pistón. La Figura 19, muestra gráficamente este ciclo, detallando cada componente descrito en el mismo.

Existen varios tipos de bombas de acuerdo con el tipo de pozos y sus características, las que otorgan mayor o menores ventajas para dichas condiciones de operación, así como de aquellas del tipo de formación.



Fuente. Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T., (2017)

En este sentido, Artiga M. (2010) describe un comparativo de tipos de bombas asociado a

estas variables que se resumen en la Tabla 7.

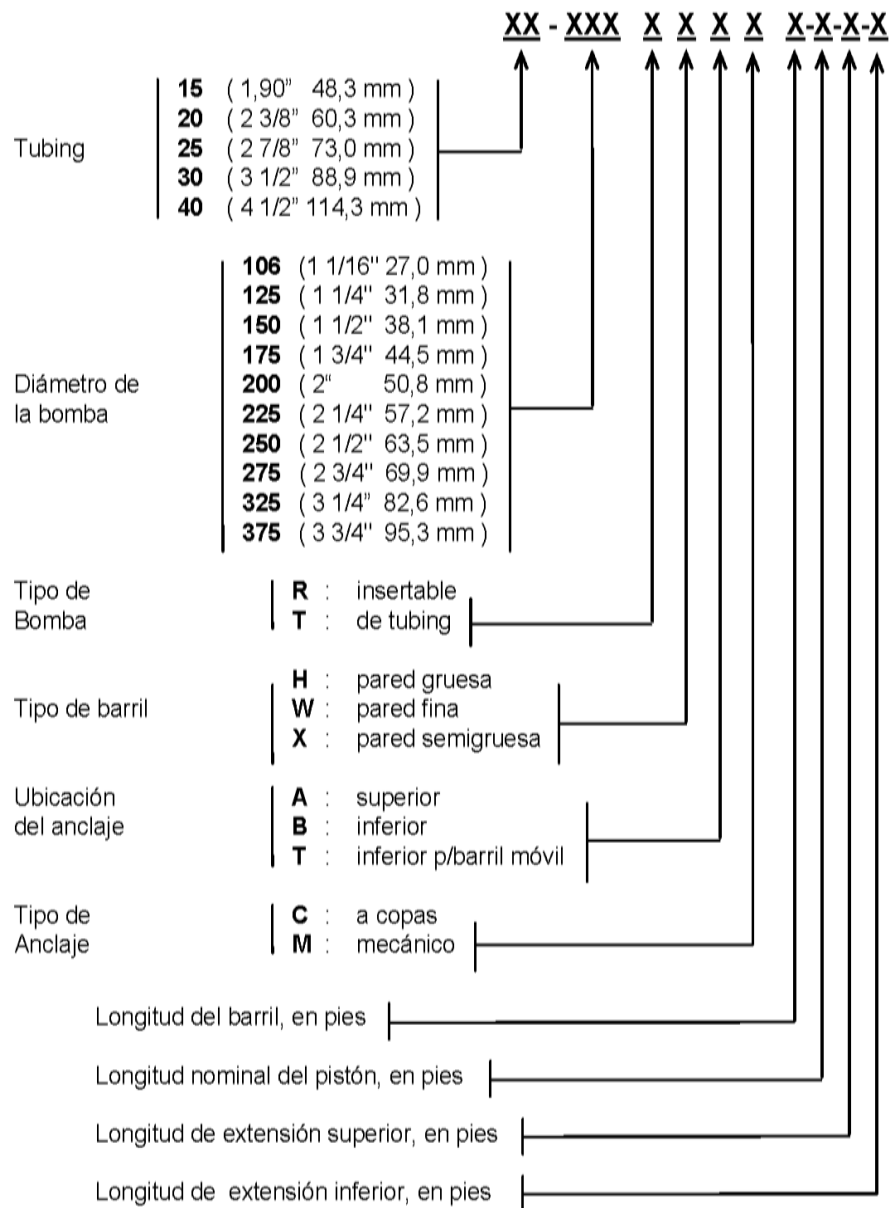
Tabla 7.
Tipos Bomba de Fondo

Bombas	Usos	Ventajas	Desventajas
Tubing	Pozos sin gas no muy profundos	Máx. Desplazamiento Robusta	Sacar tbg. p/cambiar barril. Gran espacio nocivo. Cargas elevadas
Barril Móvil	Pozos con arena, no muy profundos, sin gas, bombeo intermitente	No se aprisiona (Mto. barril) No entra arena en la bomba. Ambas jaulas abiertas (> pasaje). Presiones ecualizadas.	Elevada caída de presión entre pozo y cámara (tubo). Válvula fija pequeña. Tubo pandea c/cgas. altas.
Barril Estac. Ancl. inferior	Pozos profundos, de bajo nivel estático, con gas	Presiones ecualizadas: Entrada cercana a vál. De pie. Vál. Pie > barril móvil. Reducido espacio nocivo	Se aprisiona con arena al detener el bombeo. Se aprisiona al rearrancar en bombeo intermitente.
Barril Estac. Ancl. Superior	Pozos con arena, no muy profundos Con gas	Arena no deposita s/anclaje	Presiones no ecualizadas. En bombeo intermitente la arena ingresa a la bomba.

Artiga M.,(2010). Bombeo Mecánico: Actualización Tecnológica Aplicada a la Industria. YPF

De otro lado, la designación completa de la bomba debe incluir i) diámetro nominal del Tubing, diámetro básico de la bomba, tipo de bomba y tipo de barril, ubicación y tipo de anclaje, longitud del barril, longitud del pistón y longitud total de las extensiones, según corresponda. Tomando las variables de la designación del tipo de bomba, la Tabla 8 hace una clasificación de estas características, asociando y describiendo cada elemento de acuerdo con el componente incluido en la designación de la bomba dada.

Tabla 8.
Designación API Bombas de Fondo Standard



Esquema de Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T. (2017)

3.2 Árbol de Decisión para Solución de Control en el Campo de Estudio (CE)

3.2.1 Selección del Sistema ALS e Impacto del Control en Productividad

Un análisis adecuado para determinar la mejor solución de control inteligente, en

cualquier activo, debe pasar por seleccionar el Sistema de Levantamiento Artificial (ALS) adecuado para dicho activo, esta selección debe considerar variables del negocio, financieras, técnicas, operacionales y del yacimiento. La decisión de incorporar un sistema de control automatizado o no, inteligente autónomo, o soportado, por decisiones humanas, así como de si se integra a sistemas retroalimentados de control autónomo, o soportado, vinculados a los procesos de producción en superficie, dependerá siempre de la economía del proyecto versus el retorno en mejora de eficiencia y productividad que, la implementación del sistema, puede generar.

En este sentido, es conveniente revisar bajo la metodología y trabajo propuesto por Charry D.P y Reina J. F. (2012), una propuesta para hacer tal selección manejando la incertidumbre en variables no controladas y parametrizando otras sobre las que se tiene mayor control. Esta aproximación es importante debido a que, para los objetivos de este trabajo, el peso y contribución en productividad que estiman estos autores del componente de control y automatización en un sistema ALS, será considerado como uno de los valores de referencia en la optimización esperada para el C.E con la implementación de la Metodología para el Control Inteligente en dicho campo.

Charry D.P y Reina J. F. (2012), plantean que un primer paso es asignar una calificación 0, 1, 3 y 5 a cada una de las variables que representan el comportamiento de cada uno de los sistemas ALS, de acuerdo con las propiedades del Campo. En este sentido;

0: Nulo desempeño

1: Bajo desempeño

3: Medio Desempeño

5: Alto desempeño

Luego de ello, se pondera cada tipo de sistema ALS en una matriz, basado en un peso

específico con el que cada variable de decisión participa en la selección, para luego sobre cada parámetro otorgar la calificación, según la definición antes mencionada. El resultado de ese ejercicio se detalla en la Tabla 9.

Tabla 9.
Ponderación de variables que impactan la selección de ALS

YACIMIENTO								
Sist. Levantamiento	API (27")	Precipitación Scale	Sólidos	Temperatura (250 °F)	Producción de Agua	Viscosidad	Adaptabilidad al Plan	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	5	3	1	5	3	3	3	3.83
Bombeo Cavidades Progresivas	5	1	5	3	3	3	1	3.50
Gas Lift	5	1	5	5	1	3	1	3.50
Bombeo Hidráulico	5	1	3	5	3	5	1	3.83
Bombeo Electrosumergible	5	5	3	3	5	3	5	4.83

POZO						
Sist. Levantamiento	Díametro csg	Profundidad	Desviación	Producción	Corrosión	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	3	3	1	3	3	2.60
Bombeo Cavidades Progresivas	3	1	3	3	3	2.60
Gas Lift	3	3	3	3	1	2.60
Bombeo Hidráulico	3	3	5	3	3	3.40
Bombeo Electrosumergible	3	5	3	5	5	4.20

EQUIPO							
Sist. Levantamiento	Eficiencia	Flexibilidad	Operación	Confiabilidad	Runtime	Monitoreo	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	3	5	5	5	3	3	4.00
Bombeo Cavidades Progresivas	5	5	5	3	3	3	4.00
Gas Lift	3	5	3	3	3	1	3.00
Bombeo Hidráulico	1	3	3	3	3	1	2.33
Bombeo Electrosumergible	3	3	5	5	5	5	4.33

ECONOMICO			
Sist. Levantamiento	Costo de capital	Costo Operacional	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	3	5	4.00
Bombeo Cavidades Progresivas	5	5	5.00
Gas Lift	1	1	1.00
Bombeo Hidráulico	1	1	1.00
Bombeo Electrosumergible	3	3	3.00

RIESGO			
Sist. Levantamiento	Ambiental	Social	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	1	1	1.00
Bombeo Cavidades Progresivas	1	5	3.00
Gas Lift	1	5	3.00
Bombeo Hidráulico	1	5	3.00
Bombeo Electrosumergible	3	3	3.00

FACTOR	PESO
YACIMIENTO	0.05
POZO	0.30
EQUIPO	0.25
ECONOMICO	0.20
RIESGO	0.20
	1.00

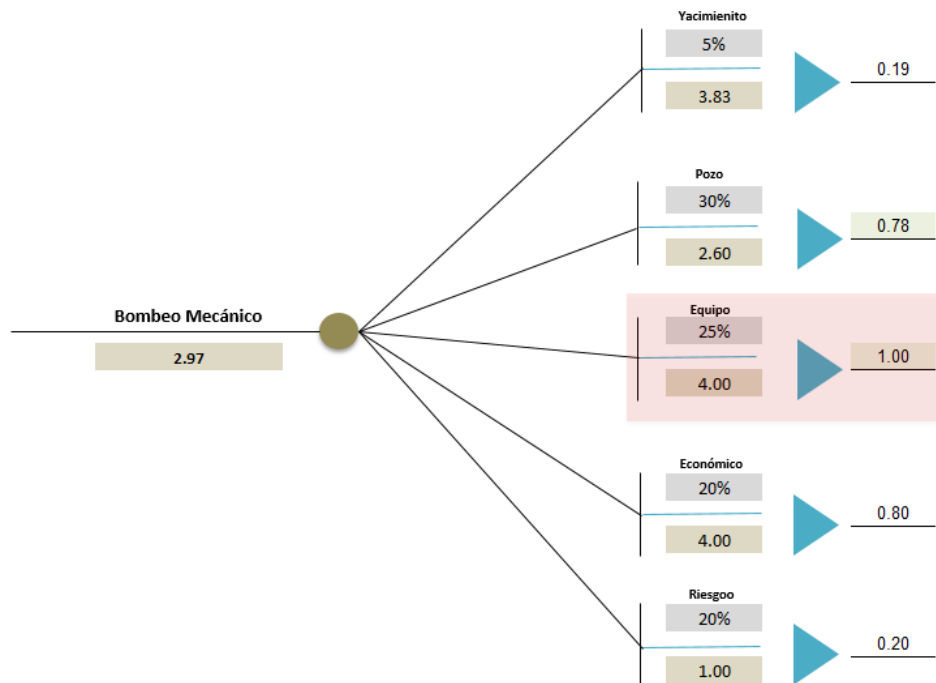
Tomado de D.P y Reina J. F. (2012).

El análisis de ponderación de componentes, considera las variables de: Yacimiento, Pozo, Equipo, Económico y un Factor de Riesgo medido en un 20% dentro del total ponderado del análisis. Dado que el alcance del presente numeral no es desarrollar la determinación de selección del sistema ALS solo mencionaremos que, el ejercicio no obstante da como resultado que el mejor valor del análisis, lo obtiene el sistema ElectroSumergible – ESP; en términos de la relación costo/beneficio asociado a la variable Pozo, lo tienen los sistemas de Bombeo Mecánico.

En el anterior sentido, para este sistema la evaluación de impacto de variables dentro del *Árbol de Decisión*, la variable con mayor valor contribuido dentro de la calificación total del sistema, es la que tiene que ver con el componente de Monitoreo y Control, referido a todo el diseño del control y automatización del pozo. En este sentido la contribución determinada en el modelo es del 33.7. Esto, entendiendo que el puntaje para el componente de Monitoreo y Control es el 12%, de la suma de las calificaciones dadas para el mismo, y de ello, según el peso del análisis de *Árbol de Decisión*, la contribución total corresponde al 4.2%; lo cual se alinea con investigaciones en pruebas controladas en la que otros autores, basados en los resultados, estiman que implementar o mejorar el sistema de control y automatización de un pozo, puede generar incrementos en productividad de entre 2% al 4% de la producción total con respecto a niveles medidos antes de la implementación de la solución (Sanchez J.P. & Festini D, 2015).

Bajo las anteriores consideraciones, el *Árbol de Decisión* construido con base a los criterios descritos, muestra para el nodo de decisión de selección del Sistema de Bombeo Mecánico, un valor total acumulado de 2.97/5.00. El ejercicio se detalla gráficamente en la Figura 20, extraída y adaptada del trabajo de Charry D.P y Reina J. F. (2012), solo para el Sistema de Bombeo Mecánico.

Figura 20. Árbol de Decisión Mecánico y ponderación de componentes



Fuente. Análisis de Charry D.P y Reina J. F. (2012),

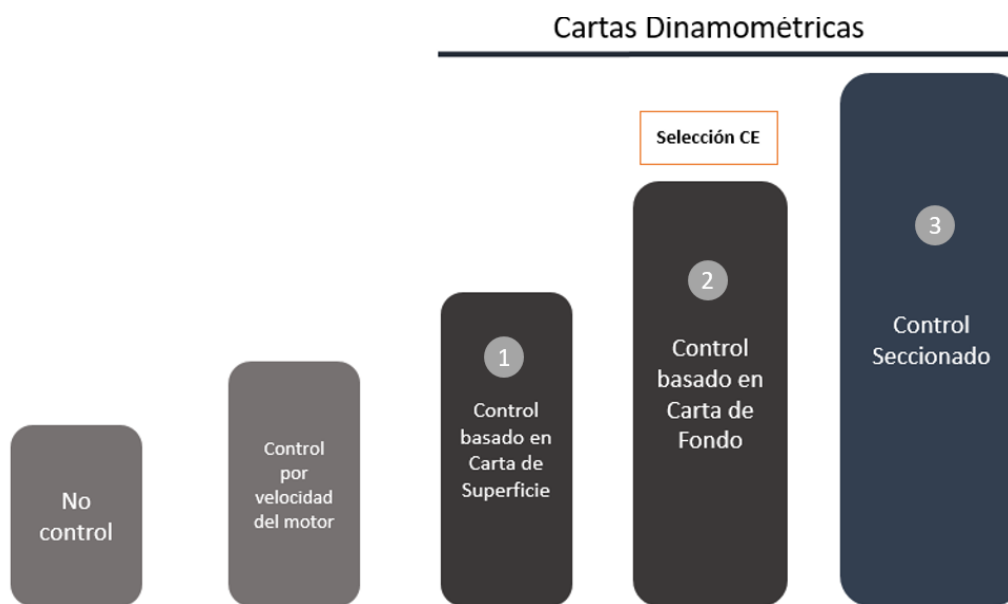
3.2.2 Variables y alternativas de Control Inteligente en el CE

Desde la perspectiva del tipo del control, existen cuatro alternativas sobre las que se basa la selección de la solución a implementar. El grado de automatización o de operación automática, así como del nivel inteligente del sistema que éste implica, procesamiento de la información, la correlación de parámetros de control y la toma de decisión autónoma basada en información de condición diagnosticada; dependerá del nivel de integración funcional con sistemas controlados y retroalimentados, así como de aquellos que almacenan y procesan información en tiempo real para soportar tales decisiones autónomas, si así se quisiera.

Existen niveles adicionales, correspondientes a análisis inteligente de información, transmisión, y decisiones de capas de negocio, que implica un nivel superior al control inteligente, relacionado con la digitalización total del activo, con el fin de interrelacionar la

administración optimizada de éste por vinculación de los componentes de fondo, superficie, así como procesos de producción con el seguimiento de indicadores claves de desempeño del activo. En este caso, el alcance del este numeral será revisar las alternativas de control de integración hasta el nivel inteligente, según se viene implementando en el CE como plan de prueba de optimización a la producción. De acuerdo con lo anterior, la Figura 21 describe las cuatro alternativas del sistema de control, según el alcance de información y variables que se pretendan controlar, así como el grado de control que se requiere y su interface.

Figura 21. Alternativas de control en sistema de BM y selección del CE



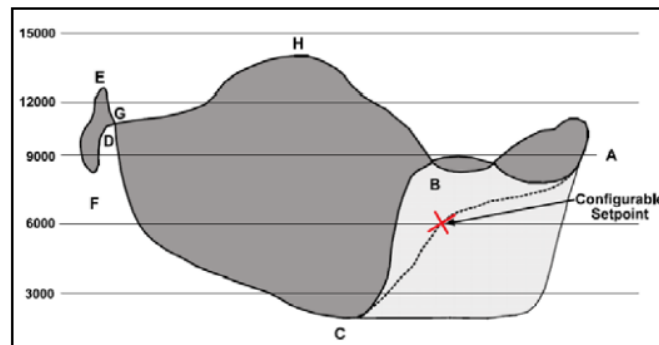
A su vez existen tres tipos de modo de control que integran la instrumentación del equipo de bombeo, con el control inteligente soportado por un Controlador Programable, Pump-Off Control (POC):

1. **Control Pasivo o de Modo Host:** solo toma información del set de sensores instalados en el equipo y la registra en dispositivos de memoria para su posterior recolección (manual o transmitida), pero no controla.

2. **Modo Timer:** el sistema trabaja en ciclos de tiempos preestablecidos, pero no hay retroalimentación de control basado en datos tomados de cartas dinamométricas. Es decir, hay pérdida de información útil para el proceso de control por lo que, si hay falla, se registra el evento, pero no hay acción de control derivada manteniendo el equipo en operación, hasta los límites de protección del sistema que se hayan programado.
3. **Modo Normal:** esta condición permite el control completo del sistema, basado en automatización de decisiones de control producto del procesamiento de información recolectada, procesada y retroalimentada con base en todos los valores *sensados (medido por sensor)* del sistema, acorde con la instrumentación implementada. Este nivel permite capturar las optimizaciones derivadas del control inteligente basado en sistemas complementarios o auxiliares, así como sistemas de captura, proceso, optimización y proceso de información. según se detalla en el Apéndice A (Nivel de Control Óptimo Inteligente del Sistema de Bombeo Mecánico CE).

Control basado en dinagramas de superficie: la carta dinamométrica de superficie provee información gráfica de una condición de falta de nivel de llenado de la bomba en fondo o condición *pump-off*. En este respecto, la Figura 22 detalla la condición, en donde el principio de control se basa en establecer un punto de *set point* que defina el golpe de fluido en la carrera ascendente, para el cual, luego de sucesivos valores predeterminados que se encuentren por fuera de dicho punto, el sistema detiene el bombeo. Este punto usualmente, se establece como un porcentaje del largo total del stroke.

Figura 22. Carta de Superficie con control basado en set-point

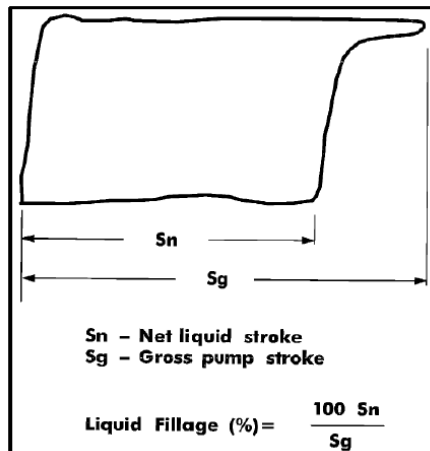


Fuente. Weatherford Corp. Weatherford RCP Controllers (2017)

Control basado en dinagramas de fondo: tal como lo destacan Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, (2017), una celda de carga instalada en la barra lisa puede proveer un registro de la posición de la sarta, sin embargo, debido a deformaciones y desplazamientos producto de los esfuerzos mecánicos de torsión, expansión y compresión, se generan desplazamientos en fondo que solamente pueden ser medidos y optimizados operacionalmente a partir de la carga total generada versus la posición de medidas en superficie. Esto se logró a través de la resolución de la Ecuación de Onda unidireccional que rige el comportamiento de la sarta hecha por Sam Gibbs. A partir del cálculo de la carta dinamométrica de fondo, en cada Stroke, se puede determinar no solo de manera más precisa, sino de diversas formas las condiciones pump-off por golpe de fluido o gas, para los cuales las acciones de optimización son distintas, tal como lo muestra la Figura 23, en donde ante una disminución de la carrera neta (*Sn: net liquid stroke*), respecto a la medida de carrera bruta o recorrido bruto (*Sg: gross liquid stroke*) en el llenado la bomba, indica una merma y por tanto una condición pump-off; sin embargo, el análisis de fondo permite diferenciar esta misma condición cuando su origen se debe a bloqueo por gas, en donde discernir cual evento es el correcto permite evitar pérdidas de producción, pues el golpe fluido implica que se detenga el bombeo o se bajen los SPM (Strokes Por Minutos) mientras que el caso del gas no

debe detenerse.

Figura 23. Diagramas de fondos para golpes de fluido y gas



Fuente. Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T, (2017)

Control Seccionado: este tipo de control es el más preciso, pero a la vez complejo de administrar. Se basa en el control de carta dinamométrica de fondo, pero en vez de tomar todo el recorrido ascendente y descendente como trayectoria de diagnóstico para condiciones de golpe, o pérdidas en las válvulas (VS/TV), diagnostica predictivamente condiciones no óptimas de desempeño por secciones de recorrido. Esto implica alta capacidad de proceso del Controlador, así como un cuidadoso establecimiento de variables y parámetros seccionados de control que quieren medirse en cada uno de tales trayectos. Usualmente el número de secciones controladas bajo este tipo de control están entre las tres y cuatro dependiendo de las variables de la carrera que se quiere medir.

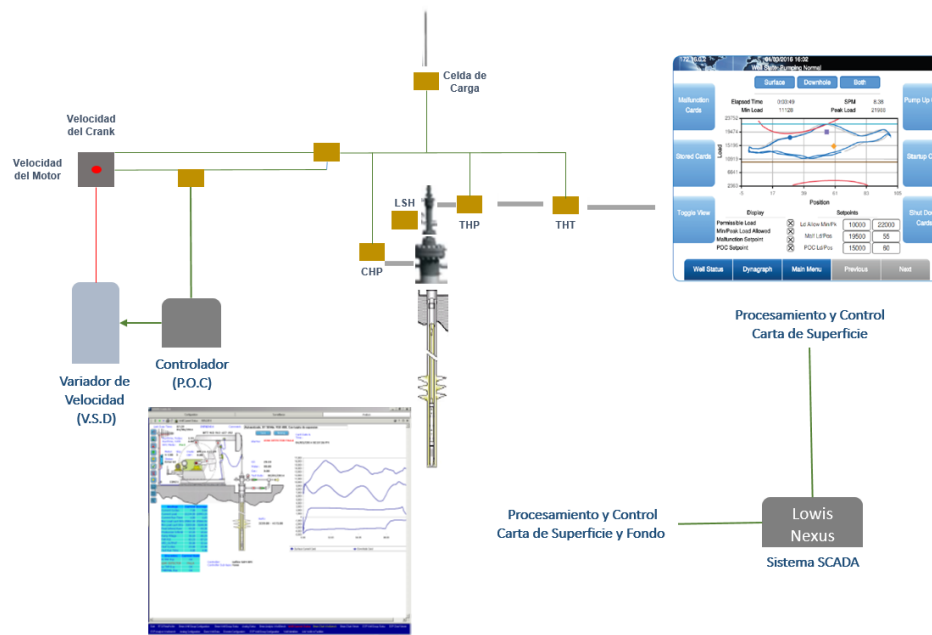
Control por velocidad del motor: no hay cartas dinamométricas en este control. Este control utiliza las entradas (sensor) de *Efecto Hall* del eje del motor y del brazo de la manivela para estimar la potencia del motor basado en la relación torque/velocidad, con base en la cual la magnitud del trabajo que realiza el motor, es regulada cuando se produce condición de golpe de fluido a partir de la medida de dicho trabajo en la carrera descendente. La capacidad de análisis

de este tipo de control es mínima, además de poco confiable por su baja o nula instrumentación de captura de información.

3.2.3 Arquitectura de Control Pozo Productor CE y Árbol de Decisión

La arquitectura de Control Inteligente en implementación en el CE para la muestra de pozos del alcance del presente trabajo, sigue la estructura según el concepto de control detallado en el siguiente diagrama:

Figura 24. Concepto de control Pozos Productores CE



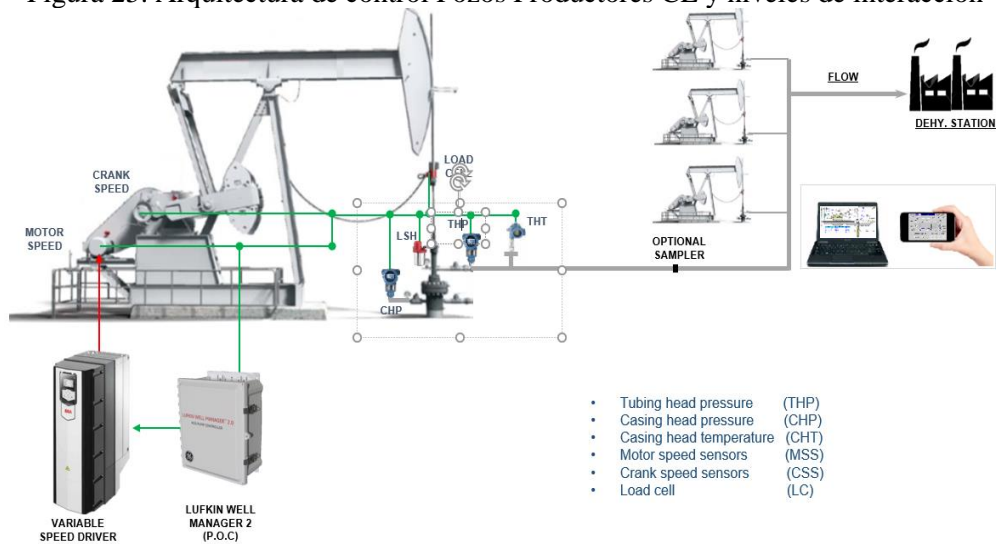
Este concepto permite incorporar niveles adicionales de interacción y captura de información de proceso del activo, correlacionando la data de las mismas variables medidas en un pozo productor o inyector, con el comportamiento de éstas en otros pozos productores del activo, en este caso de la muestra. Así mismo permite adicionar variables de control medidas en unidades de procesos dependientes e interrelacionadas con la estructura de control de pozos productores e inyectores con el fin de tomar decisiones de eficiencia operacional en tales

unidades, tales como estaciones deshidratadoras o sistemas de bombeo de crudo automatizadas en unidades del tren de separación, si así se quisiera. En adición a ello, el concepto permite, a través de transmisión por telemetría y comunicación satelital, contar con información en tiempo real y poder operar los activos remotamente. La arquitectura real para el CE de este concepto de control, se puede observar en la Figura 25, basado en las siguientes definiciones para el Activo:

Estrategia de control

Control de velocidad en tiempo real para mantener llenado de bomba, basado en setpoint determinado, según dinagramas de fondo; todo soportado en algoritmos embebidos para calcular de manera inferida la producción diaria de crudo y niveles de sumergencia en tiempo real.

Figura 25. Arquitectura de control Pozos Productores CE y niveles de interacción



El análisis de Árbol de Decisión seguido, según las variables valoradas para el Activo, es el que se muestra en el Apéndice B. En este sentido, el análisis se soporta un el criterio de mejor retorno a la inversión por incremento de productividad, para lo cual, si se parte de que la relación C/B base es de 1 (\$100 por alternativa), en términos de costo total del sistema, definido no solo por el precio de equipos e instalación, sino costos de entrenamiento, viabilidad en su implementación, interface con sistemas existentes etc. La matriz entonces muestra que se dan

asignaciones entre 1 y hasta 4 puntos porcentuales al sistema base, como valor máximo medido para la arquitectura, en retorno por productividad. Entonces las opciones se califican:

Opción 1 - No control – Efecto Hall:	Valor 0
Opción 2 - Control Dinagramas Superficie:	Valor 2%
Opción 3 - Control Dinagramas de Fondo:	Valor 4%
Opción 4 - Control Seccionado:	Valor 3%

Entonces:

Si los recursos disponibles en términos financieros están igualmente disponibles, el Árbol de Decisión permite establecer en cuál de las alternativas de control los recursos se maximizan, con mayor valor total al final del nodo de decisión, partiendo de que las cuatro alternativas tienen la misma probabilidad de ser seleccionadas; 25 % en cada nodo de probabilidad. La tabla 10 resume los criterios tomados en consideración dentro del análisis.

Tabla 10.
Criterios de análisis Árbol de Decisión

Opciones de Control	Valor (%)	Probabilidad	Descuento
No control	0%	25%	0%
Carta Superficie	2%	25%	-1%, -2%
Carta de Fondo	4%	25%	-2%, 0%
Control Seccionado	3%	25%	-1%

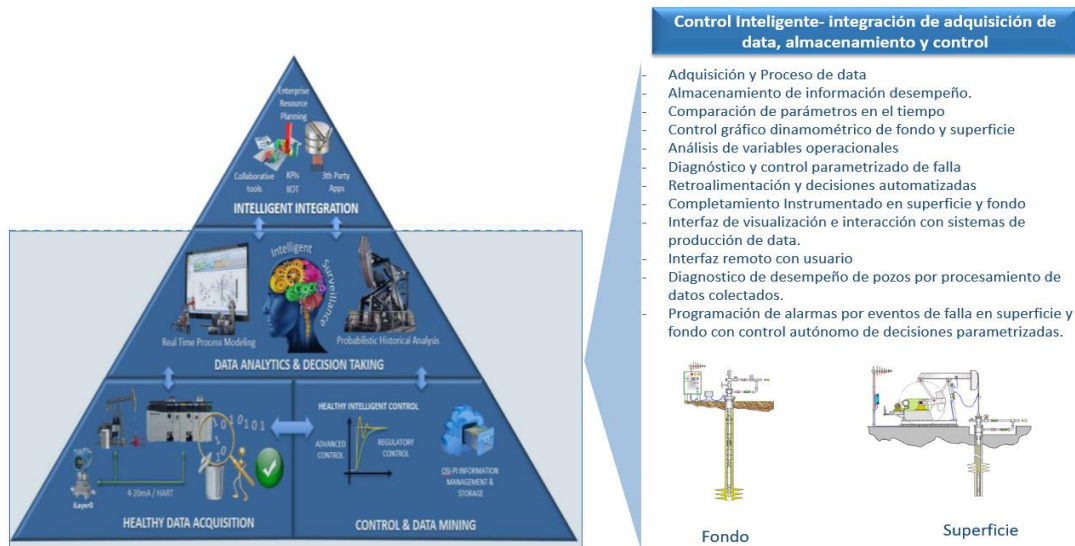
De acuerdo con el costo adicional que implique no tener control automatizado, tener información local sujeta a pérdidas y consumo de recursos en cuadrillas de pozos, tener solo procesos de almacenamiento sin cálculo inferido etc., el ejercicio descuenta valor considerando el mayor gasto en cada escenario. El detalle de variables consideradas en el ejercicio de Árbol de Decisión, se detalla en el Apéndice B (Análisis de Árbol de Decisión del Sistema de Control en CE).

4. Propuesta Metodológica y Validación de Resultados de Optimización

4.1 Propuesta Metodológica para la Optimización de la Producción

La propuesta que se formula, se enmarca dentro del concepto integral de control digital en sus primeros dos niveles de la base, como fundamentos para expansiones posteriores con interfaces que permitan realizar integración inteligente y pasar de la toma de decisiones autónomas parametrizadas, como consecuencia del procesamiento inteligente de la información, a decisiones inteligentes producto de Inteligencia Artificial; y Machine Learning. El alcance de la propuesta que se desarrolla, no abarca dicho nivel, pero si aborda la arquitectura de control inteligente basado en proceso inteligente de información. La Figura 26 describe el nivel en el que se enmarca la propuesta de control para el CE.

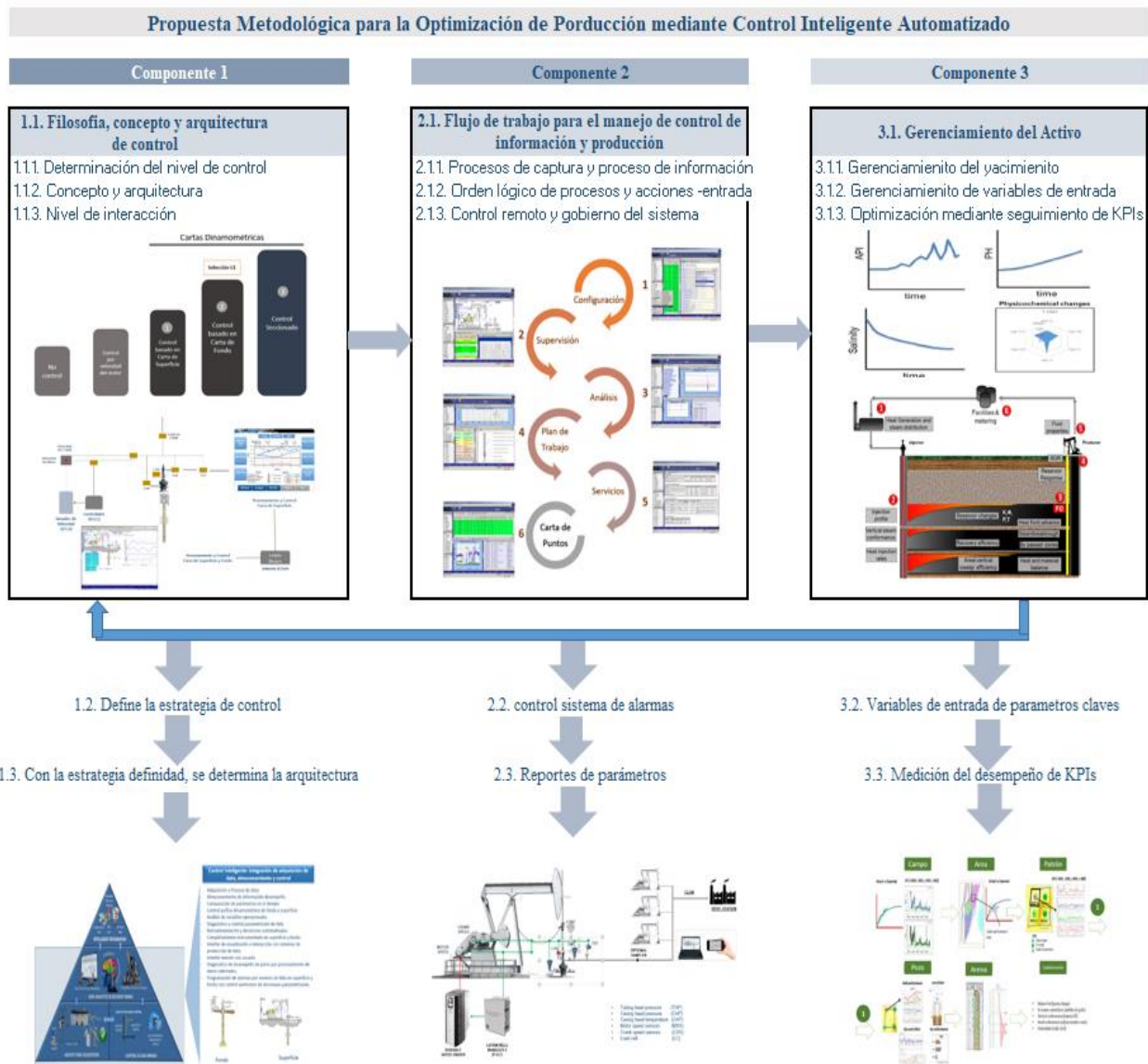
Figura 26. Concepto de campo Controlado Digitalmente y Nivel de Control Inteligente



Fuente, Imágenes Occidental Andina LLC & Weatherford (2018)

Dicho lo anterior, **la propuesta metodológica integrada** se desarrolla sobre tres componentes fundamentales, con flujos de integración, evaluación y retroalimentación, descritos en la Figura 27.

Figura 27. Concepto de campo Controlado Digitalmente y Nivel de Control Inteligente



Los componentes fundamentales de la metodología formulada, son:

1. Desarrollo del concepto y arquitectura de control
2. *Flujo de trabajo para el manejo de información de control y producción*
3. *Gerenciamiento del Activo, KPIs y flujo de decisiones*

El primer componente tiene tres subcomponentes, i) **determinación del nivel de control** óptimo

para el ALS; tratado en el numeral 3.2.2 **ii) concepto y arquitectura de control** y, **iii) nivel de interacción**, estos dos últimos, tratados en el numeral 3.2.3.

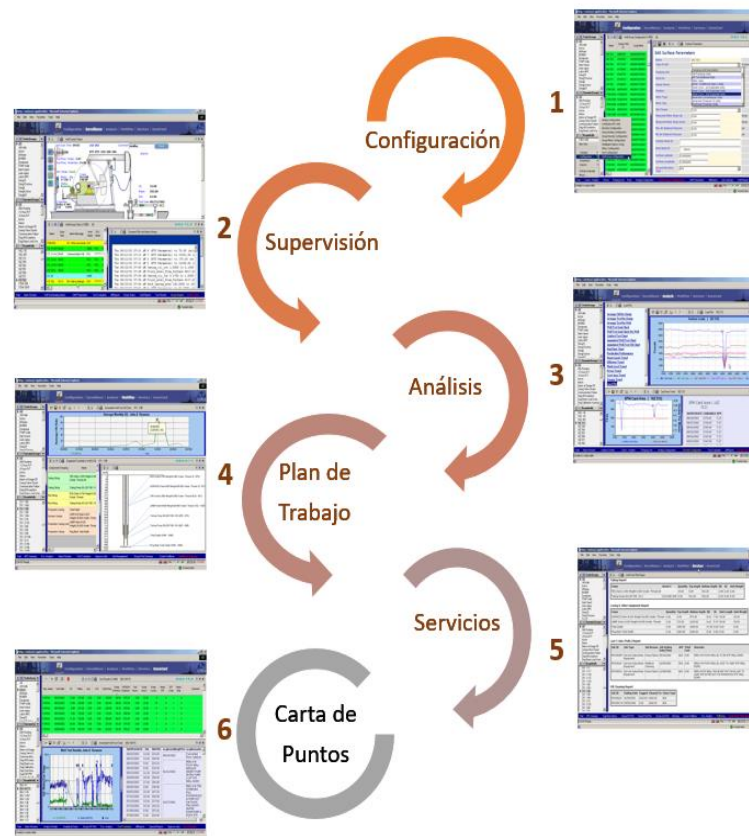
En el presente Capítulo desarrolla la propuesta metodológica con los componentes relacionados con el *Flujo de Trabajo* y *Gerenciamiento del Activo*, *KPIs* y *flujo de decisiones*, en donde, se asegura la captura del valor de la solución tecnológica de control, mediante la integración de la funcionalidad de ésta con los procesos de toma de decisiones del equipos operativo, así como con los componentes de gerencia del activo, alineados con la definición estratégica del Plan de Desarrollo del Campo y Plan Operacional del mismo, de acuerdo con los indicadores claves de desempeño definidos.

4.1.1 Flujo de Trabajo para Manejo de Datos y Producción

El flujo de trabajo propuesto para el manejo de datos y producción bajo la implementación de un sistema de control inteligente, se describe en la Figura 28. Este flujo de trabajo soporta:

- i) *Sistemas integrados* de captura y procesamiento de información SCADA, tales como Lowis o Nexus.
- ii) *Sigue el orden lógico de procesos* y acciones requeridas para que el sistema tome parámetros de entrada de pozos, puntos, equipos etc.
- iii) Además, permite hacer monitoreo y control remoto de parámetros operativos, gobernar sistemas de alarmas de tales parámetros y entregar reportes del comportamiento del sistema. Seguidamente se describirán estas características por cada una de las etapas del flujo descrito.

Figura 28. Flujo de Trabajo para Manejo de Datos y Producción



Fuente. Parametrización Lewis – Weatherford (2018)

Configuración: en esta etapa del flujo se determinan parámetros e información de entrada, permitiendo que acciones como añadir, cambiar o borrar fácilmente pozos, puntos, equipos e información de catálogo. También describe información física acerca de pozos, equipos, perforación y fluidos, así como carga de catálogos de equipos incorporados, permitiendo copiar y editar fácilmente cualquier punto de un controlador a otro, configurando o creando cálculos rápidamente sobre valores medidos.

Supervisión: la etapa de Supervisión es el módulo de la solución que permite el monitoreo remoto con filtrado estadístico, con el fin de realizar control y ajuste remoto de parámetros

operativos. Este control está vinculado con la parametrización de alarmas del sistema, generando reporte de tendencias y herramientas de reporte estándar.

Análisis: la etapa de análisis utiliza la información y parámetros incorporados en las etapas de Configuración y Supervisión con el fin de modelar el desempeño del pozo y calcular información del yacimiento o fondo del pozo. Este análisis permite comparar y validar la data medida de acuerdo con los modelos de ingeniería parametrizados para efectos de retroalimentar ajustes y con base en esto se gobierna de manera inteligente el sistema de alarmas del sistema (*data analytics*).

Plan de Trabajo: esta etapa permite el ajuste e integración de los procesos de negocio al resultado analítico del desempeño del activo, según convenga de acuerdo con los parámetros y KPIs de economía que la organización ha establecido para el Proyecto. Esta evaluación utiliza herramientas de modelamiento de data extensiva y de evaluación económica incorporadas en la solución para obtener historial de trabajos detallados por área y componente, que facilita la creación de planes de trabajo para optimizar el uso de recursos.

Servicios: de acuerdo con el Plan de Trabajo establecido, en esta etapa se priorizan los trabajos planificados, se hace seguimiento de estado de partes y componentes de equipos, así como la recolección de información de desempeño del sistema.

Carta de Puntuación o Validación: como parte del ejercicio de retroalimentación y validación del modelamiento en ingeniería para predecir resultados del sistema versus los resultados reales, la solución genera evaluación de este comparativo. Adicionalmente, se hacen comparaciones de equipos y métodos a condiciones operacionales reales, ordenamiento de fallas por tiempo, pozo o equipo, generando reportes y gráficos detallados en sitio destacando los efectos de un tipo de trabajo sobre la producción.

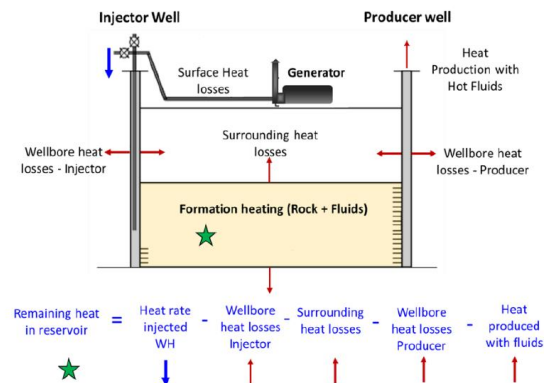
4.1.2 Gerenciamiento del Activo, KPIs y Flujo de Decisiones

El gerenciamiento del activo y flujo de decisiones basado en la implantación del sistema de control inteligente en el CE, bajo operación de recobro mejorado (EOR) mediante la ICV, sigue tres componentes:

- Gerenciamiento y monitoreo de parámetros de yacimiento
- Gerenciamiento de variables de entrada por análisis nodal
- Optimización mediante seguimiento de KPIs

4.2.2.1 Gerenciamiento y monitoreo de parámetros de yacimiento: el gerenciamiento de yacimiento monitorea tres variables: i) gerenciamiento del calor, ii) balance de materiales e iii) interacciones vapor-roca-fluido. El monitoreo de la primera variable se enfoca en entender el balance energético durante las etapas de ICV, según se detalla en la Figura 29.

Figura 29. Balance energético en EOR del CE



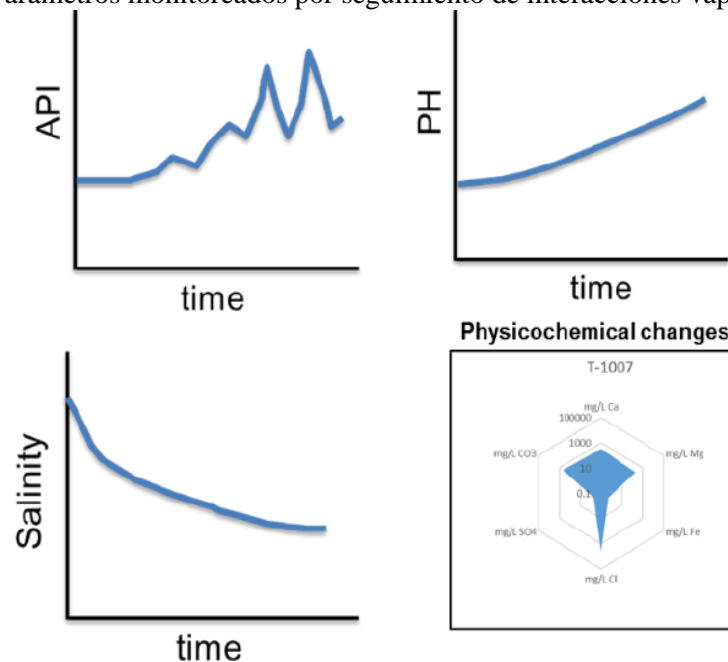
Fuente. Occidental Andina LLC, 2017 -2018

Por su parte, el balance de materiales evalúa la eficiencia de la recuperación de petróleo con el proceso de ICV, barrido volumétrico, mecanismos de desplazamiento macroscópicos, generación de cámara de vapor bajo condiciones de yacimiento, eficiencia en la utilización

del vapor o indicador S.O.R (*Steam on Ratio – razón de volumen de vapor requerido para obtener un barril de crudo*), agotamiento de la presión y vaciado del yacimiento, entre otras variables.

Finalmente, las interacciones vapor-roca-fluido pretenden entender con el mejor detalle posible, que ocurre entre el vapor inyectado, la matriz del yacimiento y los fluidos del yacimiento que saturan la matriz de la roca. Este entendimiento permite evaluar parámetros claves como el comportamiento de la gravedad API, PH, Salinidad, así como cambios fisicoquímicos durante el proceso de ICV. La Figura 30, detalla los parámetros que se monitorean con el gerenciamiento de esta variable.

Figura 30. Parámetros monitoreados por seguimiento de interacciones vapor-roca-fluido

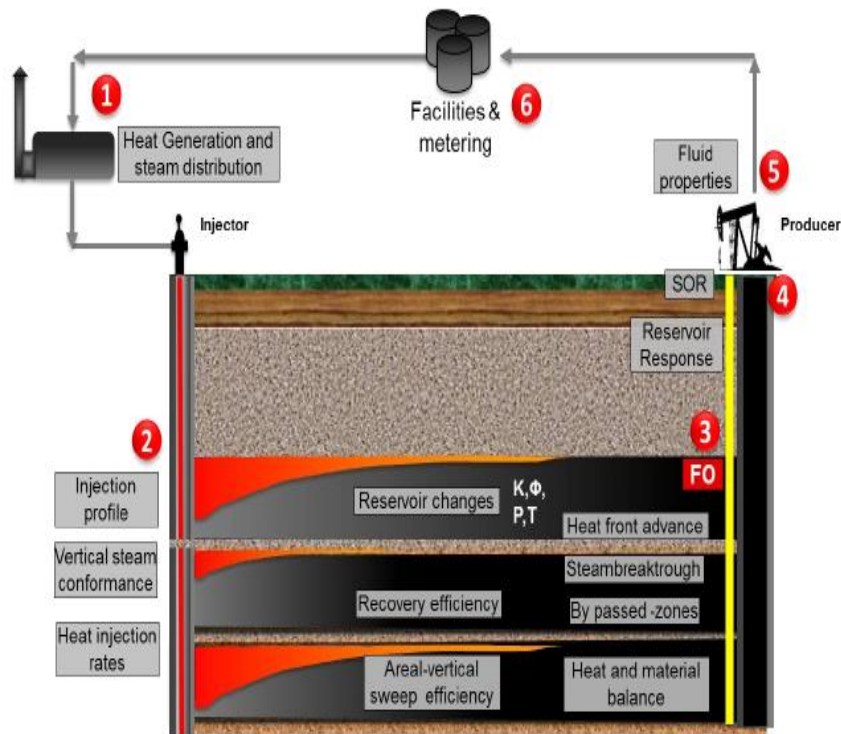


Fuente. Occidental Andina LLC, 2017-2018

4.2.2.2 Gerenciamiento de variables de entrada por análisis nodal: el gerenciamiento de las variables entrada del EOR del CE, se hace mediante análisis de nodos de proceso, desde la generación de vapor hasta los fluidos producidos y las instalaciones de proceso. *Una vez que el calor está en las arenas objetivo dentro de la formación, los mecanismos de recobro asociados*

al vapor aparecen como una función de la presión y la temperatura del yacimiento. Los datos de entrada deben recolectarse para cada nodo con el propósito de alimentar la metodología de monitoreo de inyección de vapor (Occidental Andina LLC, 2017). La Figura 31, detalla los puntos de análisis de nodo de proceso mencionado.

Figura 31. Análisis de nodo de proceso en ICV del CE



Fuente. Occidental Andina LLC, 2017-2018

Dentro del alcance del presente trabajo, las variables de entrada capturadas en los nodos 1, 3 y 4 serán desarrolladas a continuación.

Nodo 1 - Generación y distribución de vapor: en este nodo se genera y distribuye el vapor con base en los objetivos de la ICCV en la etapa de estimulación e ICV. Las variables de entrada que deben sensarse (*medidas con sensor*) y capturarse son:

Tabla 11.

Variables de entrada Nodo 1

Source	Type	Frequency	Presentation
Generator	Steam rate, pressure, steam quality, fuel rate	Continuous	-Fuel consumption -Heat generated
Distribution Wellhead	Well head Steam rate, Pressure, WHT	Continuous	-Quality distribution
	Well head steam quality	Continuous	
	Steam quality test (Skid)	1 Test/bi monthly	

Occidental Andina LLC, 2017-2018

Nodo 3 - Pozo productor: en este nodo se evalúa el avance del calor dentro de las capas del yacimiento objetivo mediante perfiles de temperatura de varios pozos dentro de un patrón dado, con el propósito de establecer nociones de barrido de área y volumétrico. En CE, se utilizará fibra óptica en los pozos productores para monitorear los cambios de temperatura. Las variables de entrada que deben sensarse (*medidas con sensor*) y capturarse son:

Tabla 12.

Variables de entrada Nodo 3

Source	Type	Frequency	Presentation
Producer Fiber optic (FO)	-Temperature Profile -Temp before/after CSS -Pressure	As needed	Temperature Profile
			Gas saturation profile
			Sweep efficiency
			Steam zone growth

Occidental Andina LLC, 2017-2018

Nodo 4 – Cabezal Pozo productor: en este nodo se monitorea el iSOR como indicador clave de ICCV y del rendimiento de la inyección continua de vapor. Las variables de entrada que deben sensarse (*medidas con sensor*) y capturarse son:

Tabla 13.

Variables de entrada Nodo 4

Source	Type	Frequency	Presentation
Producer	Production Rates , WHT, WHP	Daily	SOR calculation
	Production test	1 test/well/month	Energy/material Bal.
	Fluid level	1 test/month	Pwf
	Neutron log	1 log/ 1 out 4 well/ bi annual	Steamflood response
	Viscosity as wellhead	As needed	

Occidental Andina LLC, 2017 – 2018

4.2.2.3 Optimización mediante seguimiento de KPIs

El protocolo de monitoreo es fundamental para efectos de adelantar el proceso de optimización de la producción basado en métricas de KPIs. En este sentido la Tabla 14 establece para cada nodo cuales son las variables que deben vigilarse y la solución que debe soportar el proceso para asegurar la mayor confiabilidad. Nótese que la información de variables para el nodo del pozo productos, cabezal del pozo productor y generación, están soportados por soluciones automatizadas bajo el principio de control inteligente.

Tabla 14.

Variables y protocolo de monitoreo ICV

Node	Data	Frequency	Forward Plan
Producer	Well head condition (WHT, WHP, etc.)	Daily	Automated Data
	Production allocation (oil, water)	Daily	Automated Data
	Pressure tendency	sporadic	Automated Data
	Pump condition (spm, efficiency, etc.)	Daily	Automated Data
Injection Data	Well head condition (bspd, WHP, etc.)	Daily	Automated Data
	Injection rates	Daily	Automated Data
Fluid analysis	H2S, salinity, calcium, Mg, etc.	Monthly	stablish Validation and Load data system
Metering	Producer test	Monthly	stablish Validation and Load data system
	Injector test	Monthly	stablish Validation and Load data system
Log data	Temperature Logs	Monthly	stablish Validation and Load data system
	ILT data (steam tracer)	biannual	stablish Validation, interpretation and Load data system
	Fiber optic	Monthly	stablish Validation and Load data system
Generation	Steam rate, steam pressure, fuel rate	daily	Automated Data

Occidental Andina LLC, 2017- 2018

La evaluación e interpretación, se enfoca en identificar pozos o patrones de bajo desempeño en comparación con el desempeño esperado o con los KPI definidos para las variables medidas. Los KPIs definidos para las variables claves de desempeño evaluadas en el proceso de ICV del CE, son las que se detallan en la Tabla 15.

Tabla 15.

KPIs de desempeño medidos para el CE - ICCV e ICV

Name	KPI	Units	Range *	Comment
Instantaneous "Injection-Withdrawal Ratio"	i IWR	$\frac{Bspd\ cwe}{Bfpd}$	iIWR \leq 0.5 - Above target 0.5 < iIWR < 0.8 - On target 0.8 \leq iIWR - Maturing	iIWR <1 generate voidage
Cummulative "Injection-Withdrawal Ratio"	c IWR	$\frac{Cum\ Bspd\ cwe}{Cum\ Bfpd}$	cIWR \leq 0.5 - Above target 0.5 < cIWR < 0.8 - On target 0.8 \leq cIWR - Maturing	cIWR <1 optimal condition for steamflood (steam expansion)
Instantaneous "Steam- Oil Ratio"	i SOR	$\frac{Bspd\ cwe}{bopd}$	iSOR \leq 3.0 - Above target 3.0 < iSOR < 5.5 - On target 5.5 \leq iSOR - Maturing	Process efficiency
Cummulative "Steam- Oil Ratio"	c SOR	$\frac{Cum\ Bspd\ cwe}{Cum\ Bopd}$	cSOR \leq 4.0 - Above target 4.0 < cSOR < 6.0 - On target 6.0 \leq cSOR - Maturing	
Cummulative Recovery Factor vs. Cumulative Pore Volumen Injected	c RF vs. c PVI	Frac. STOIP vs. Frac. Pore Volume	Above type curve - Above target On type Curve - On target Below type curve - Maturing	Dimensionless comparison

Occidental Andina LLC, 2017-2018

Adicionalmente, los KPIs operacionales establecidos que complementan el análisis de toma de decisión dentro del proceso de monitoreo y vigilancia basado en la solución, son:

Tabla 16.

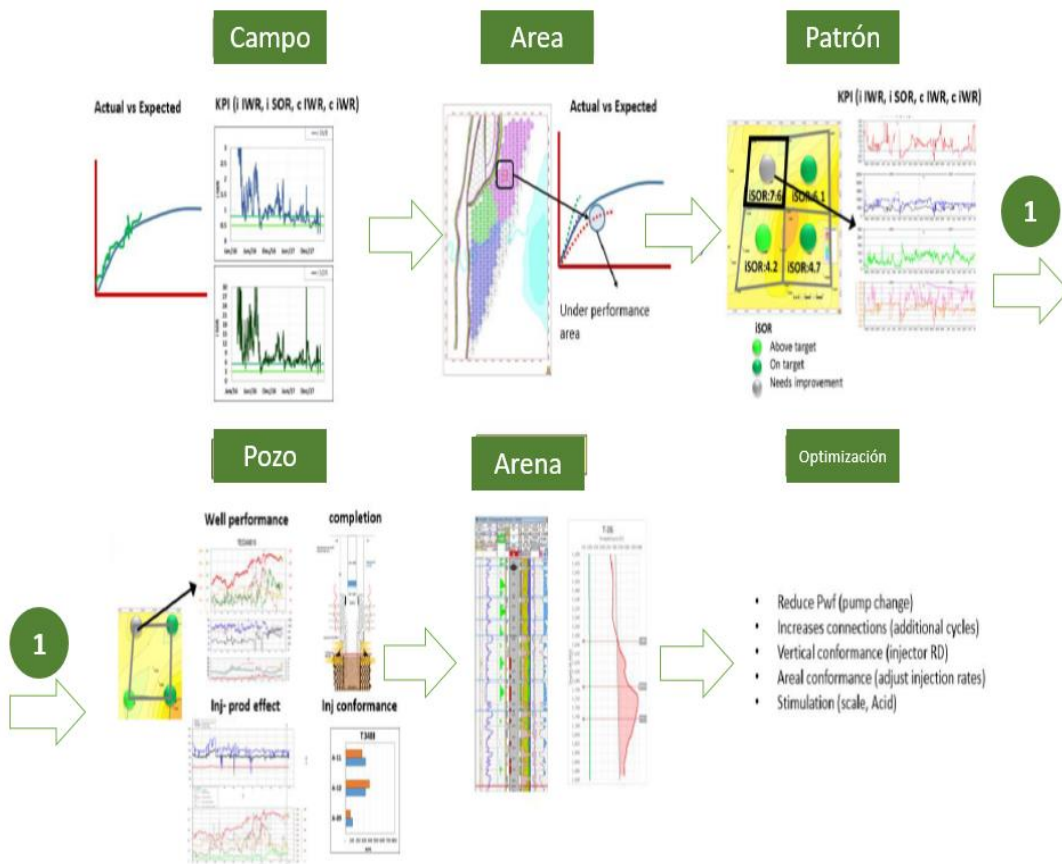
KPIs de desempeño medidos para el CE - ICCV e ICV

Name	KPI	Unit	Range
Pump off condition	FLAP	ft	FLAP \leq 250 - On target FLAP > 250 - Need improve
Well head temperature	WHT	F	WHT \leq 350 - On target WHT > 350 - Need improve

Occidental Andina LLC, 2017-2018

Esta evaluación y las acciones derivadas del análisis de comportamiento sigue el flujo de trabajo detallado en la Figura 32, en la que se nota el desarrollo de los componentes descritos en la propuesta descrita en el numeral 4.2.1.

Figura 32. Flujo de Trabajo de Gerenciamiento del Activo



Fuente. Occidental Andina LLC, 2018 -2019

4.1.3 Validación de la Propuesta Metodológica

A continuación, se revisará la evidencia de validación de la implementación de la metodología propuesta a partir de los resultados evaluados en tres pozos de la fase piloto, y que luego de la sanción del Proyecto en su fase de desarrollo en 2018 y hasta 2019, permitió iniciar con la implementación de las dos primeras fases de la metodología propuesta: i) Desarrollo del

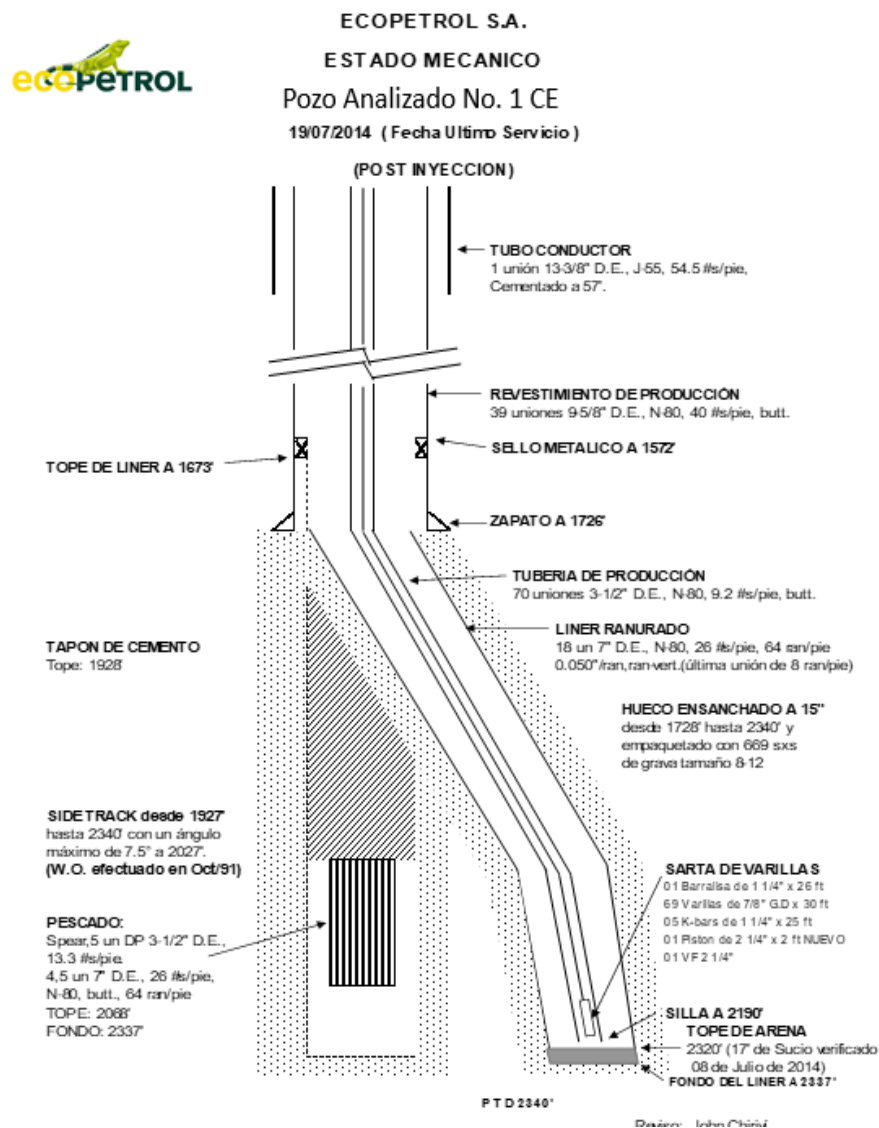
concepto y ii) Arquitectura de control *Flujo de trabajo para el manejo de información de control y producción*, para 17 pozos productores perforados y completados. En el año 2020, la actividad de inversión y desarrollo del campo se suspendió debido al ciclo de caída de precio del petróleo y las condiciones adicionales de emergencia generada por la pandemia del virus COVID-19; por lo que, a la fecha los resultados de control de producción relacionados con el impacto del control y monitoreo inteligente para los mismos, sigue en etapa de captura de información y evaluación sin que haya análisis de resultados para pozos 2019. Esta suspensión se mantiene a la fecha y, se mantendrá hasta que las condiciones de precio mejoren y permitan soportar la economía del Proyecto.

No obstante, lo anterior, para efectos de la revisión del objetivo planteado, así como para el análisis de la información que permite demostrar los beneficios de optimización propuesta, basado en la Implementación de la Metodología para la Optimización de la Producción soportada en Control Inteligente (IMOP-CI), a continuación se presenta el resultado procesado del análisis de resultados en tres pozos de la fase Piloto y fase I del CE, en los que se compararon las condiciones de antes y después de la implementación de la misma.

4.1.3.1 Pozo No. 1- CE. Producción antes de la IMOP-CI: el 29 de julio de 1982, el pozo se completa con unidad de Bombeo Mecánico y entra en producción. El completamiento en fondo se hace a hueco abierto en zona de interés con grava y liner ranurado, según condición mecánica detallada en la Figura 33. Bajo las condiciones iniciales de completamiento no se incluye instrumentación de control básica ni convencional, y el monitoreo de parámetros y desempeño de producción del pozo se hace con cuadrilla de recorredores, una (1) – dos (2) veces por mes, que toman datos y hacen inspección mecánica de superficie. De acuerdo con registro de

aporte volumétrico, el 28 de octubre de 1991 se interviene el pozo con el fin de realizar cambio de ranura del liner, sin embargo, en el trabajo por pega de la herramienta (pesca) el pozo se le realiza trabajo de cementación y sidetrack. Bajo tales condiciones desde 1991 hasta el 2015 el pozo tiene en promedio 3 intervenciones/ año por golpes, bajo llenado de bomba, problemas de nivel, varilla y arenamientos, entre otros. No se dispone del registro de frecuencia de intervención por evento.

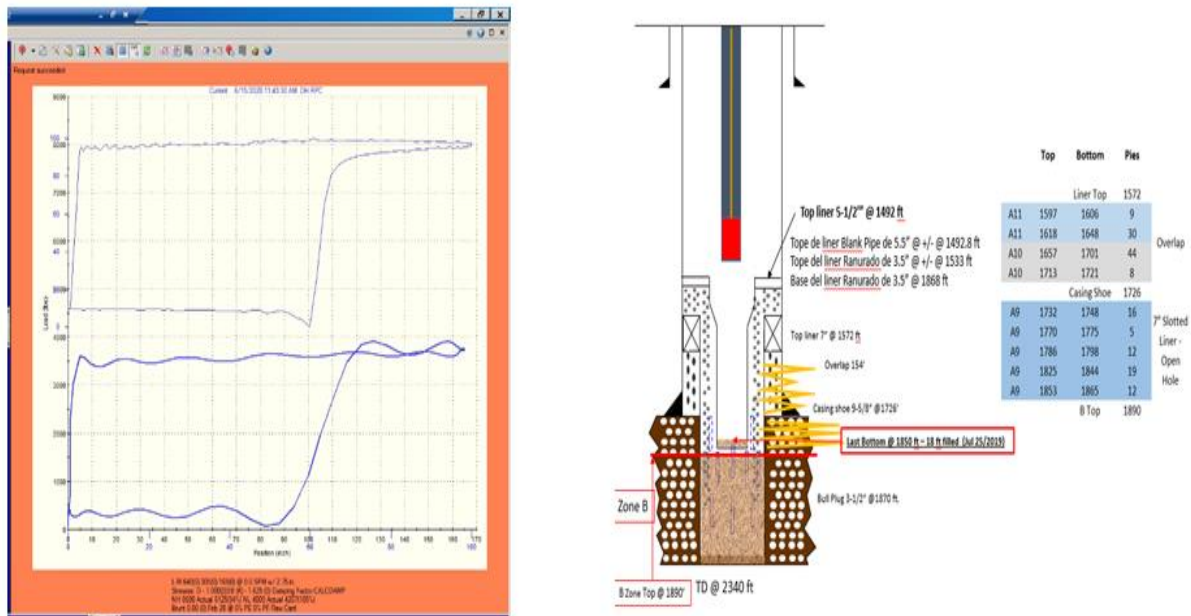
Figura 33. Estado mecánico pozo condición inicial Pozo Analizado No. 1 - CE



Fuente. Ecopetrol S.A. (2020)

Producción después de la IMOP-CI: durante el mes de noviembre y diciembre de 2015, producto de la fase I del Proyecto de ICV, el pozo se selecciona para recompletamiento con IMOP-CI, con gravel pack y sarta de producción bajo diseño de tubería de producción para inyección de vapor. Luego del trabajo que incluye baja de sarta y bomba del Sistema de Bombeo Mecánico, el pozo se arranca el 12 de abril de 2016, para tener su primer ciclo de inyección (ICCV) en agosto de 2016. El pozo bajo monitoreo en tiempo real, el control de producción diagnóstica bajo potencial por diseño de Bomba, la cual, en noviembre 04, 2016 luego de su rediseño se cambia bajando una Bomba de 2.75” en reemplazo de la de 2.25” de diseño inicial; el trabajo genera incremento en las tasas de producción de aceite por día entre un 5% a 7%. En el segundo semestre de 2017, se incorpora al sistema instrumentado un Controlador de condición Pump-Off (POC) con control de frecuencia mediante variador de velocidad – VSD (WTF), con lo cual la arquitectura de control basada en instrumentación y transmisión de datos, se adicional con control basado en parámetros y toma de decisiones autónomas, particularmente en el control de recorrido, ciclos de strokes y velocidad llenado de bomba. En consecuencia, el 23 de abril de 2018, se rediseña y cambia nuevamente la bomba de 2,75” a 3,25” y se ajusta el recorrido mínimo a máximo strokes por minuto (s.p.m); producto de lo cual la producción del pozo se incrementa en el aporte volumétrico entre el 15% al 20%, triplicando las mejoras obtenidas en la primera etapa de vigilancia y control de producción basada en instrumentación y monitoreo con datos en tiempo real. Finalmente, en agosto de 2019 se registra la última intervención al pozo por estimulación química, trabajo asociado a condiciones de formación y no del pozo; manteniendo las tasas de producción hasta la fecha. La Figura 34, detalla el estado mecánico actual del pozo, así como la última carta dinamométrica Lowis mostrando condición de recorrido en carreras ascendentes y descendentes de la Bomba.

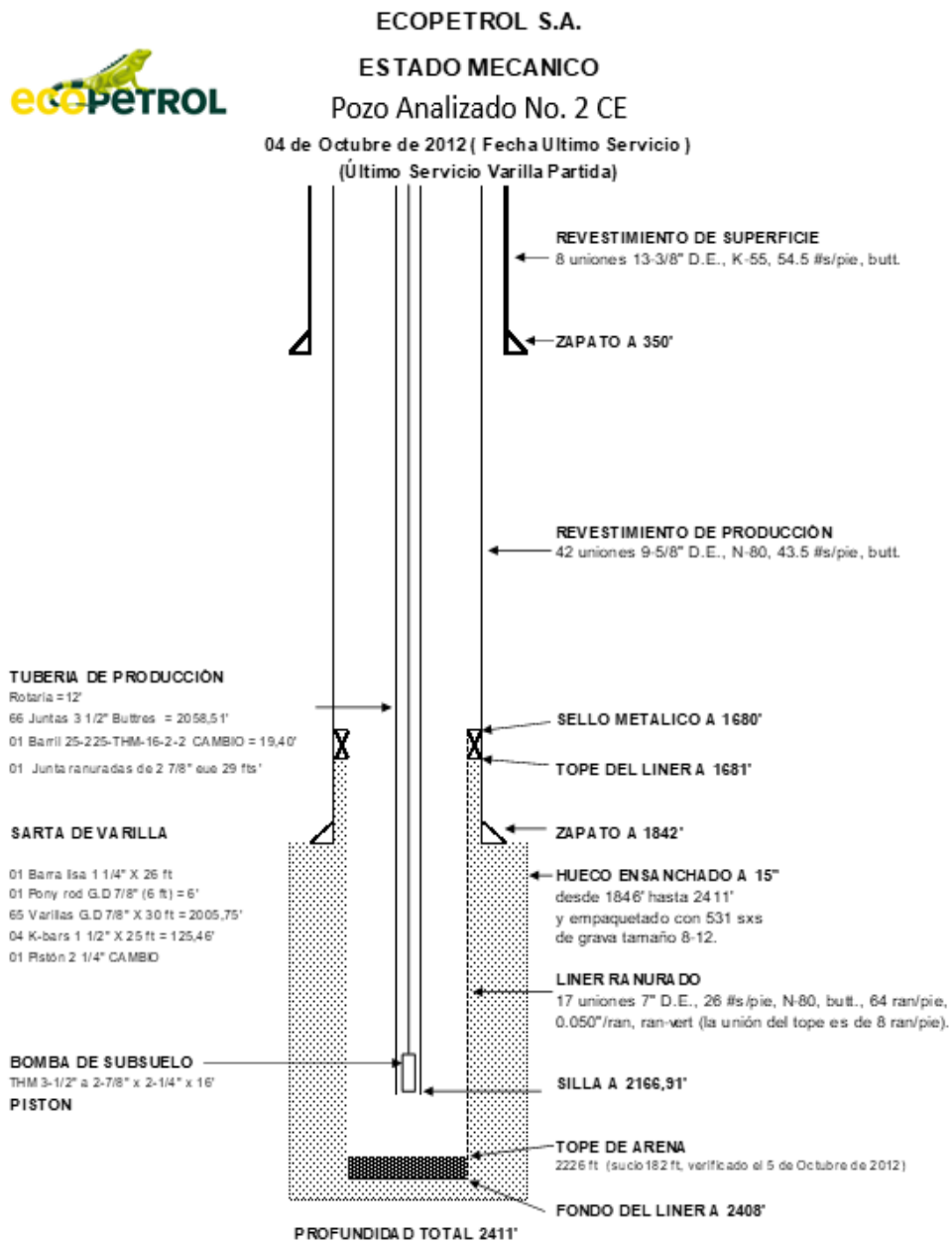
Figura 34. Estado mecánico pozo condición inicial Pozo Analizado No. 1 - CE



Fuente. Ecopetrol S.A. (2020)

4.1.3.2 Pozo No.2 – CE. Producción antes de la IMOP-CI: el pozo inicia producción por bombeo mecánico en diciembre de 1989. Desde esa fecha y hasta antes de la fase I del Proyecto de ICV en la que se reemplaza, tuvo en promedio 4 intervenciones promedio por año causado por eventos mecánicos de tubería rota, varilla partida, así como por diseño de sección de liner y formación por arenamiento lo que motivó el cambio de diseño de la sección ranurada expuesta a la formación con rediseño de sarta bajando 2 tubos de cola. Desde el punto de vista de la estrategia de control, el pozo no la tuvo y su completamiento de superficie inicial incluyó control de arranque directo de motor, con monitoreo por cuadrilla recorridora 1 a 2 veces por mes con toma de datos en sitio para proceso posterior y toma de decisiones de control de producción, basado en registros Ecomether para control de sumergencia, llenado de bomba, PBHP y carta de superficie. El estado mecánico del pozo en su completamiento inicial, y luego de las intervenciones por falla en el año 2012, antes de su reemplazamiento para inyección de vapor, se detalla en la Figura 35

Figura 35. Estado mecánico del Pozo Analizado No. 2 - CE antes de fase I



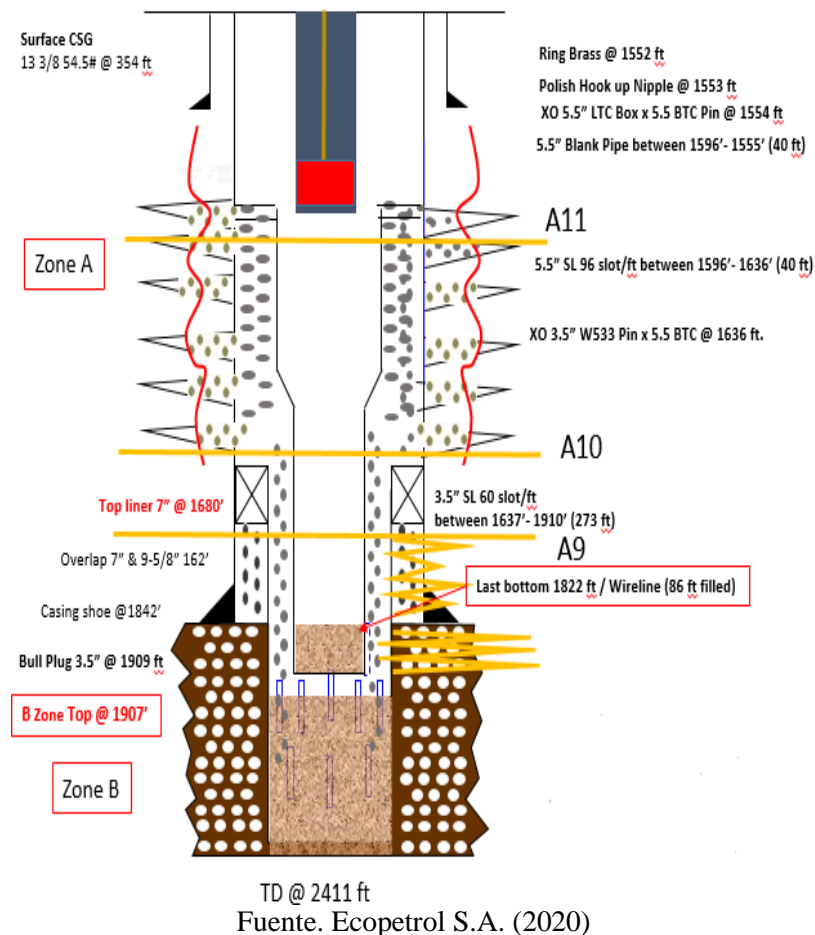
Fuente. Ecopetrol S.A. (2020)

Producción después de la IMOP-CI: el pozo se recompleta bajo nuevo diseño para inyección de vapor en noviembre de 2015, con cambio de tubería de producción, liner ranurado y recompletamiento con grava. Este rediseño incluye completamiento con instrumentación en superficie para toma de parámetros de r.p.m, s.p.m, celdas de carga para control dinamométrico y

sistemas de transmisión de data sin análisis, de forma remota por telemetría. Producto del análisis de la data recibida y como parte del control de producción del pozo, el 22 de marzo de 2016 se rediseña sarta de bombeo (bomba 2,75”) luego de recibir su primer ciclo de inyección de fase 1 y se hace calibración de recorrido máximo en el ciclo de strokes. En marzo de 2017, como parte de acciones de optimización de producción producto del desempeño de la bomba de 2.75” TH, se hace cambio de bomba bajo el mismo diámetro de pistón (2.75”) a bomba THOS Black-Gold para manejo de vapor de agua saturado alta temperatura. Con este cambio, se completa el pozo con el componente de control de condición pump-off con Controlador (POC) y variador de frecuencia, integrando a la arquitectura de control instrumentada, el control automatizado retroalimentado de variables de velocidad optima, llenado y control de s.p.m, con lo cual el julio y octubre de 2017, para mejorar los aportes volumétricos producto del análisis de data y frecuencia, se hacen cambios de bombas THOS Black-Gold de 2.75”de diámetro de pistón a 3.25” y 3.75” respectivamente. Con este cambio el pozo incrementa el aporte volumétrico de aceite en un 25% a 30% por mejor desempeño y administración de llenado de la bomba.

En esta fase, el pozo es intervenido por cambios de barra lisa y stuffing box (sello en tope de barra lisa), para control de fugas por condiciones operativas de alta temperatura y presión en los ciclos de inyección de vapor. Sin embargo, por falla del pozo solo se registran 2 fallas con intervención por arenamiento y scale, lo cual se diagnostica por vigilancia del pozo en tiempo real de su desempeño. La mejora en el desempeño del pozo se reporta por control de velocidad de bombeo a bajas s.p.m (sistema VSD en conexión con POC). El estado mecánico actual del pozo se puede observar en la Figura 36.

Figura 36. Estado mecánico del Pozo Analizado No. 2 - CE, después de recompletamiento



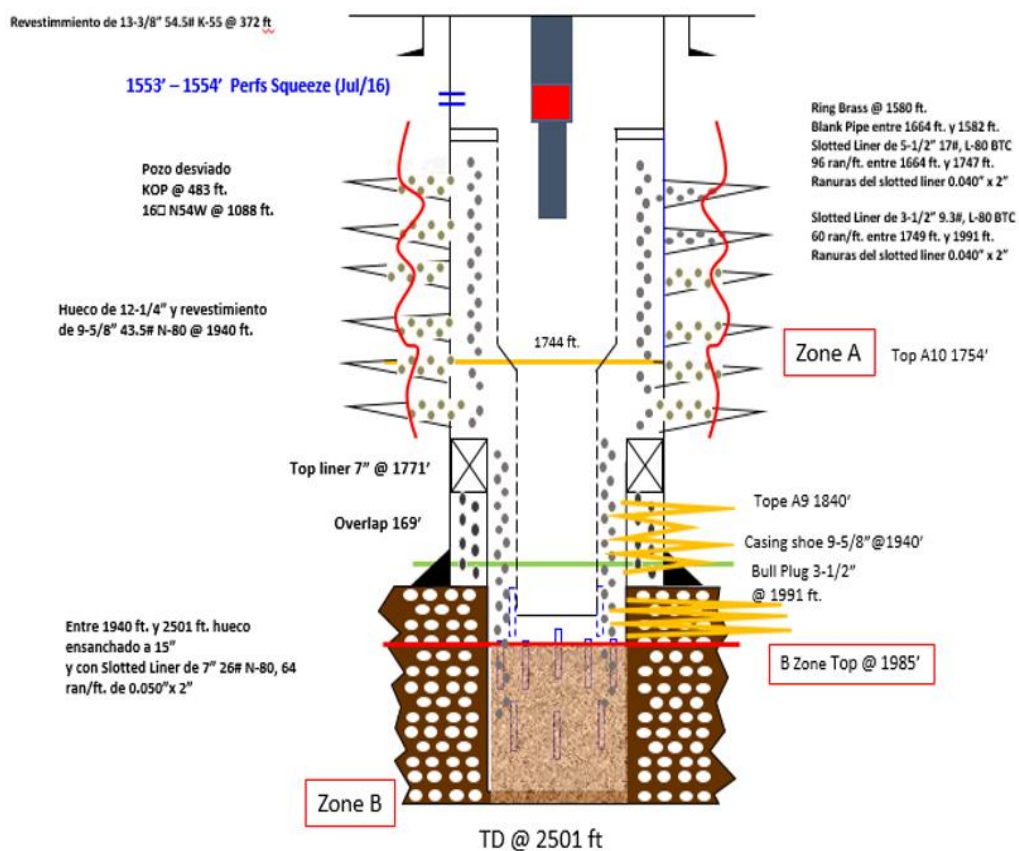
4.1.3.3 Pozo No. 3 – CE. Producción antes de la IMOP-CI: el pozo se completa e inicia producción en febrero de 1990 por sistema de bombeo mecánico. Desde el punto de vista de la estrategia de control, el pozo no la tuvo y su completamiento de superficie inicia, incluyo control de arranque directo de motor, con monitoreo por cuadrilla recorredora 1 a 2 veces por mes con toma de datos en sitio para proceso posterior y toma de decisiones de control de producción, basado en registros Ecomether para control de sumergencia, llenado de bomba, PBHP y carta de superficie. En este sentido, el control de producción del pozo registra, 3 intervenciones en promedio, todos por razones mecánica por esfuerzos del arranque directo, fatiga mecánica por golpes de fluido y descalibración de s.p.m debido a recorridos con bajo

llenado y sumergencia de bomba por aporte de la formación. Todas las falles registradas obedecen a partida de cuerpo de varilla.

Producción después de la IMOP-CI: el pozo recompleta como parte del patrón de fase I para inyección de vapor el 04 de diciembre de 2015, trabajo que incluye grava en hueco ensanchado en la formación de productora, y rediseño de tubería de producción para preinyección, e ciclo ICCV. Este recompletamiento incluye etapa instrumentación en superficie para captura de data, transmisión y monitoreo en tiempo real de parámetros y análisis dinamométrico por sensor de celda de fuerza en varilla. En este sentido, como parte del proceso de vigilancia, proceso de data y control de producción, en marzo de 2016 se hace una intervención post inyección para cambio de diámetro de barril de 2.25” a 2.75”, con lo cual se incrementa el volumen en el llenado y se incrementa producción por mayor aporte entre un 3% a 5%. En el primer semestre de 2017 la arquitectura de control se completa con la incorporación del controlador pump-off, variador de VSD de velocidad conectado a la instrumentación existente con programación algorítmica embebida para control retroalimentado de variables y, toma de decisiones autónoma en el control de llenado de bomba según aporte de formación. Así mismo, se monitorean variables de esfuerzos en sarta y comportamiento de strokes por minuto para control de recorrido. Como consecuencia, en julio de 2017 se hace cambio de bomba TH por bomba THOS 3,25” de diámetro de pistón Black-Gold con lo que hubo incrementos de producción en el pozo promedio del 20% antes del cambio. A pesar de las mejoras que se registran en términos de producción, el pozo en agosto de 2017, julio de 2019 y enero de 2020, se le hacen intervenciones para cambio de barra lisa, por deterioro mecánico, acumulación de scale y arenamiento, con lo cual, aunque el sistema de control y monitoreo genera la acción de control de producción de hacer las intervenciones por vigilancia, en este caso el pozo en fase I y luego del recompletamiento,

reporta 3 intervenciones, con lo que la implementación del IMOP-CI **no es concluyente en la reducción de fallas por varilla** ya que el material se reemplazó por nuevo y las condiciones de recompletamiento son muy diferentes al estado inicial del pozo antes de Fase 1. Sin embargo, sí se registra mejora en la optimización de producción del pozo por rediseño de bomba que se traduce en mayor aporte pozo, gracias a la flexibilidad del manejo de la velocidad de bombeo (*debido al control retroalimentado del sistema POC-VSD*). La Figura 37 detalla el estado mecánico actual del pozo productor TC-347 luego de recompletamiento de fase de ICV.

Figura 37. Estado mecánico del Pozo Analizado No. 3 - CE, después de recompletamiento



Fuente. Ecopetrol S.A. (2020)

4.1.4 Conclusiones y recomendaciones del análisis

Luego de la evaluación de los pozos evaluados, las siguientes son las principales

conclusiones y recomendaciones del ejercicio:

- La implementación de IMOP-CI Ha mostrado resultados positivos en el Pozo No 1 - CE para reducir la frecuencia de falla por arenamiento la cual prevalece antes y después del cambio a Fase 1, y también para optimizar el comportamiento del sistema de levantamiento. En los casos de Pozo No. 2 - CE y Pozo No. 3 - CE ha sido más útil en la optimización de la producción del pozo que en la reducción de fallas, sin dejar de lado que si se registra reducción en el número de fallas versus la condición previa a la fase ICV.
- Como recomendaciones se requiere bajar a mínimo los recorridos de las Unidades de Bombeo de estos tres pozos, acción que el sistema POC-VSD realiza según control de llenado y nivel. Sin embargo, en el caso de Pozo No. 2 - CE, esta operación es de riesgo debido al aporte de arena del pozo.
- Los tratamientos de scale para Pozo No. 1 - CE y Pozo No. 3 - CE seguirán siendo operacionalmente necesarios, aunque estas estimulaciones estarán sujetas a los resultados de las evaluaciones económicas en caso de realizar tratamiento lo cual debe ser analizado en conjunto con el equipo de RMT del Proyecto. Esto es importante destacarlo en la medida que es una intervención en la que la implementación de IMOP-CI, solo entrega información de desempeño, pero no es útil en evitar la falla por scale.
- Para los pozos perforados en 2019, como parte del desarrollo del Plan de Desarrollo del CE un total de 17 pozos productores en los ciclos de ICCV, aunque el sistema IMOP-CI hace parte del completamiento de los mismos, no existe resultado consolidado del impacto por mejora en producción, así como reducción de fallas de los mismos, en razón a la suspensión total de actividad en el activo por razones económicas debida a la caída

de precios del petróleo. En el segundo semestre 2020 como parte de las iniciativas de optimización de costos, se espera tener los resultados incorporando la evaluación de mejor eficiencia energética por arquitectura POC-VSD, y alternativas adicionales como la implementación de PMM o motores de imanes permanentes en unidades de bombeo mecánico.

- El resumen del comparativo de los tres pozos evaluados en la fase piloto para IMOP-CI se incluye en la Tabla 17 enseguida.

Tabla 17.
Resumen de evaluación IMOP-CI en pozos productores fase I

	Int/año <i>i</i>	Int/año <i>d</i>	Opt. Prod.	Resultado evaluado
Pozo No 1 -CE	3	0	Identificada 15% - 20%	Ninguna por problemas mecánicos, y dos asociadas a mejoras de diseño de Bomba, producto de la disponibilidad de información en control de producción
Pozo No 2 -CE	4	2	Identificada 25% - 30%	Mejora del desempeño del pozo, con incrementos de aporte volumétricos por control VSD en conexión con POC. Así mismo vigilancia y proceso de data en tiempo real.
Pozo No 3 -CE	3	3	Identificada 20%	La evaluación del IMOP-CI no es concluyente para reducción de fallas e intervenciones en sarta

Int/año i : intervenciones registradas antes de recompletamiento Fase I - IMOP-CI

Int/año d : intervenciones registradas después de recompletamiento Fase I - IMOP-CI

5. Conclusiones y Recomendación

De acuerdo con el alcance de los objetivos propuestos en el presente documento, las principales conclusiones y recomendación son los siguientes según el orden temático de los Capítulos desarrollados:

5.1 Conclusiones

1. El CE es un activo de producción de crudo pesado mediante recobro terciario por inyección cíclica de vapor (ICCV) principalmente concentrado en las unidades de la Zona 1 (Arenas A), para las que luego de alcanzar un pico máximo de producción de aceite de aproximadamente 22,000 BOPD en enero de 1985; en el año de 2015 su producción promedio día/año no superada los 1,000BOPD, razón por la cual, ECOPETROL firmó un Contrato de Colaboración Empresarial – CCE - con la firma Occidental Andina LLC para implementar un proyecto EOR de recobro térmico mediante la Inyección Continua de Vapor – ICV. El proyecto se dividió en dos fases, la primera fase o piloto con 4 patrones y 10 pozos productores para evaluación de la tecnología y la segunda, en caso de tener resultados técnicos y económicos favorables, de desarrollo comercial a 20 años.
2. El Proyecto en su fase I tomó pozos productores activos y los recompletó de acuerdo con la evaluación de modelos estáticos y dinámicos de las arenas de interés, rediseñando los estados mecánicos en fondo y completamientos en superficie para maximizar la producción esperada según el potencial inidentificado en zonas productoras. Este completamiento incluyó la evaluación metodológica de control automatizado inteligente, que permitiera analizar la optimización de la producción y la reducción de costos por menores intervenciones (incluyendo pulling por servicios), mayor *run-life* de las unidades de bombeo mecánico

instaladas y mayor eficiencia en aporte volumétrico, con la menor pérdida de energía en el proceso.

3. Como se demostró en el Capítulo 1 y Capítulo 3 del presente trabajo, el control automatizado inteligente, aunque se constituye en una herramienta valiosa para el control de procesos industriales complejos, entre ellos, el de la producción de petróleo y optimización e variables críticas en sistemas ALS, debe diseñarse con una arquitectura simple que limite el número de interacciones y micro interacciones entre los sistemas que impactan las variables a controlar. Para esto R. Sanz (1990) propone el Modelo Multiresolucional, sobre el que hoy se soportan los algoritmos embebidos de control de Controladores Pump-Off y de Control Supervisor tanto para la gestión operativa del proceso como para el diagnóstico temprano de fallas.
4. La metodología de *árbol de decisión* se constituye en una herramienta óptima, no solo para la selección del sistema de levantamiento ALS más adecuado considerando variables de pozo, formación, económicas etc., sino para determinar el impacto del componente de control automatizado como variable crítica de eficiencia y desempeño del sistema en la optimización de la producción.
5. El enfoque de control más apropiado en la gestión de la optimización de la producción de pozos de petróleo que operan mediante el sistema de bombeo mecánico, debe ser multifactorial integrando el (i) *Desarrollo del concepto y arquitectura de control*, que parte de la estrategia de control seleccionada y derivado de ello el tipo de sistema de control y nivel de automatización deseado, con el (ii) *Flujo de trabajo para el manejo de información de control y producción*, que permita determinar variables críticas del proceso a controlar, las decisiones de control que se deben tomar y, el resultado que se espera organizando recursos humanos y técnicos necesarios, para el manejo óptimo de la información generada.

Todo lo anterior, medido y evaluado mediante el (iii) *Gerenciamiento del Activo, por medio de métricas o KPIs*, que aseguren pertinencia y valor en el *flujo de decisiones* que el proceso requiera.

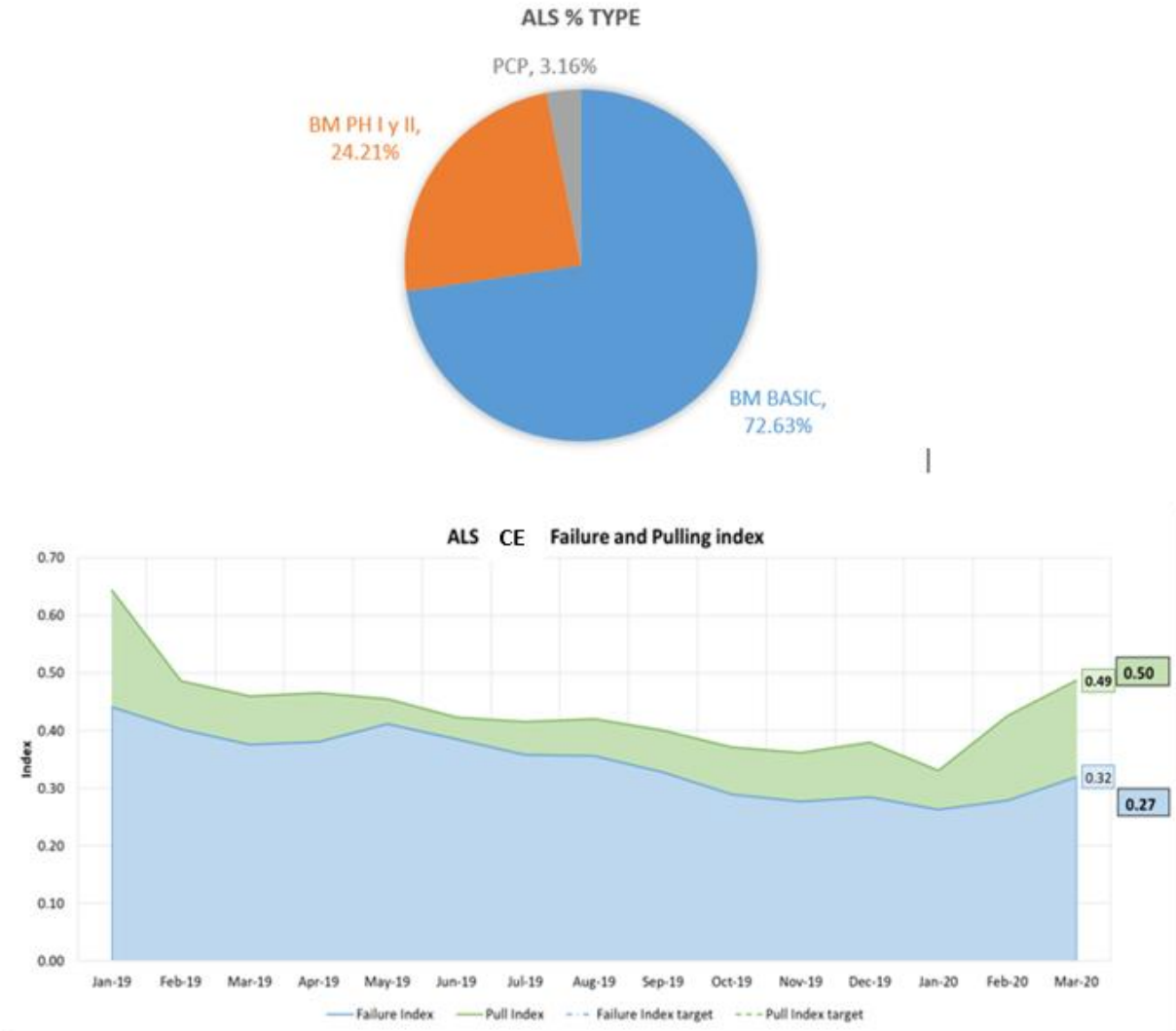
6. El Campo de Estudio acogió la metodología propuesta como elemento estructural de su estrategia de control para nuevos pozos perforados y como parte de la ejecución del plan de desarrollo del Campo. Sin embargo, el proceso de inversión y ejecución para la evaluación de pozos perforados y completados en 2019, así como la continuidad de la campaña 2020, fue suspendida por la caída de precios del crudo, por lo cual la implementación de la misma, no avanzó a espera de mejores condiciones de precios del crudo.
7. De acuerdo con la evaluación hecha en los tres pozos seleccionados de la fase I para su análisis y posterior implementación (Pozos No1, 2 y 3 del CE), la Metodología para la Optimización de la Producción mediante el Control Automatizado Inteligente (IMOP-CI), solo con el desarrollo de sus etapas de instrumentación, transmisión de datos en tiempo real para vigilancia y posterior integración de Controlador POC con sistema de Variador de Velocidad –VSD, demostró en todos los casos, mejoras en los niveles de producción de los pozos entre el 15% y hasta el 30%. En el Pozo No 1 - CE de manera concluyente, se registra reducción en el número de intervenciones por acción preventiva debido a vigilancia y control de producción; en el Pozo No 2 - CE se evidencia reducción y, en el tercero los resultados no son concluyentes dado que las condiciones de diseño inicial del pozo parecen impactar los resultados del sistema, luego de su recompletamiento.
8. En los casos de falla por scale e intervenciones con estimulación química, el IMOP-CI no es útil para evitar la intervención, pero si demuestra efectividad para diagnosticar la condición por pérdida de desempeño del sistema de levantamiento.

5.2 Recomendación

1. Dado que de la población de pozos en el campo luego de la evaluación de los resultados de la fase I, muestra a la fecha 113 pozos activos que soportan la producción básica y la incremental, se recomienda continuar con la implementación de la metodología IMOP-CI una vez existan las condiciones de precio del crudo, que permitan asegurar la inversión en la compra de la instrumentación, sistemas telemétricos, conexiones por fibra óptica, upgrade de cuartos de control en campo y compras de equipos POC, VSD convencionales y de última generación regenerativos, entre otros.
2. Lo anterior dado que, aunque los resultados muestran mejoras en optimización, solo se han podido evaluar tres pozos de la fase I, lo cual constituye el 2.8% del total de la población activa (*aquellos económicos*). Los 17 pozos productores perforados y completados en 2019 están en proceso de implementación de IMOP-CI para su posterior evaluación, lo cual, es recomendable, a fin de tener alto impacto a lo largo del activo, debido a la mejora derivada del sistema de control automatizado inteligente. En este sentido, el balance a hoy de conteo porcentual de pozos por tipo de ALS se detalla en la Figura 44, en donde se observa que el 96.84% de la población de pozos activos (110), opera por Sistema de Bombeo Mecánico, de los cuales a la fecha solamente el 24.21% han sido recompletados o con completamiento inicial producto de la fase I y II, es decir, 27 pozos de los cuales hay 20 pozos con el IMOP-CI, pero solo evaluados 3. Los restantes 7 tienen pendiente inversiones de control automatizado inteligente, para avanzar de la etapa del sistema instrumentado básico de monitoreo, a arquitectura retroalimentada integrada POC- VSD. Las Figura 38 refleja el análisis de conteo porcentual presente de pozos activos por sistema ALS, así como el

comportamiento del índice de falla y pulling de acuerdo con planeación y control de producción con registros desde 2019.

Figura 38. Conteo (%) por tipo ALS y Registro FI & PI 2019 -2020



Fuente. Occidental Andina LLC (2020)

Referencias Bibliograficas

- Adaptech (1989)** EXPERT-AD, Expert Adaptive Control Software. ADAPTECH, 1989.
- Artigas, M (2010).** **Exploración y Producción:** Bombeo Mecánico: Actualización Tecnológica Aplicada a la Industria. - 1a ed. – YPF. Cámara Argentina del Libro, Buenos Aires.
- Asea (1983).** Adaptive Controllers - A New Age in Process Control?, *Asea Innovation*, November 1983.
- Bourdette J (2005).** Automatización de Pozos Petroleros. ABB Knowledge Center. Documento 3BAR000076. [recurso electrónico], disponible en <https://bit.ly/2KoQ16U>;
- Baptista, P., Fernández, C., & Hernández, R.** (2010). *Metodología de la investigación. México DF: McGraw-Hill.* [recurso electrónico], disponible en <https://bit.ly/2K3qnDP>.
- Canelón, M. A. R., Dávila, J., Morles, E. C., & La Hechicera, C.** (2009). Intelligent Supervision of Petroleum Processes Based on Multi-agent Systems. *WSEAS Transactions on Systems and Control*, 4(9), 435-444.
- Barreno Riaño, L. P.** et al (2013). Efecto del Completamiento Inteligente con Dispositivos de Control de Influjo (ICDs) sobre la Producción de un Pozo Horizontal de un Campo Colombiano [recurso electrónico] / Lizeth Paola Barrero Riano, Marcela F. Garzon Torres; directores Fernando En. [s.l.]: Bucaramanga: UIS, 2013. <https://n9.cl/sgjn>
- Charry D.P y Reina J. F.** (2012). Nuevas prácticas para la Implementación de Sistemas de Levantamiento Artificial Mediante Aplicación de Arboles de Decisión. Bucaramanga, UIS, 2012.
- Dabrowski, A., Guelfo T., Sierra L.T** (2017). Uso y Aplicaciones de Equipos “Pump Off Controller” en bobeo Mecánico. Instituto Tecnológico de Buenos Aires – ITBA. Buenos Aires, Argentina.
- Gonzalez A. & Pinilla J.,** (2009). Evaluación de Procesos de Inyección Continua de Vapor en

Yacimientos Estratificados Mediante el Análisis de la Eficiencia Térmica: Aplicación Campo Teca. Universidad UIS. Bucaramanga, 2009.

Hernandez Otero, J. D. et al (2014). Evaluación Técnica de los Pozos Automatizados y Monitoreados del Área Lisama de la Superintendencia de Operaciones de Mares [recurso electrónico] / Jose David Hernandez Otero, Angie Vanessa Lozano Castañeda; directores Fernando Calvete, Ivan Romero. [s.l.]: Bucaramanga: UIS, 2014. <https://n9.cl/ri7d>

Martínez Rueda, O., & Meneses Flórez, J. E. (2014). *Modelo de gestión para el Aseguramiento de los Beneficios en Proyectos de Implementación de Campos Digitales o Inteligentes* [recurso electrónico] / Oscar Martínez Rueda; director Jorge Meneses Flórez. Bucaramanga: UIS, 2014. <https://n9.cl/2k5p9>

Ordoñez H., Vélez J.P., Flórez J.F. (2015). Artículo “*Propuesta Metodológica para el Control y Monitoreo de un Proceso de Inyección de Agua*”. Revista el Reventón Energético vol. 13 n° 2 de 2015 - Jul/Dic - pp 35/44.

Ortega, C., Colina, E., & Chacon, E. (2007). Intelligent Supervisory Control Designs Framework for Fault-exposed Processes. *WSEAS, International Journal of Circuits, Systems and Signal Processing, Cambridge University, USA*, 1-4.

Sanchez J.P & Festini D (2015)., Optimización del Bombeo Mecánico a través de la Automatización. Weatherford Int. Buenos Aires, Argentina.

Ramirez, M. A., Davila, J., & Morles, E. C. (2009), *Intelligent Supervision Based on Multi-agent Systems: Application to Petroleum Industrial Processes*. In *Proceedings of the 13th WSEAS international conference on Systems* (pp. 498-505). World Scientific, Engineering Academy, and Society (WSEAS).

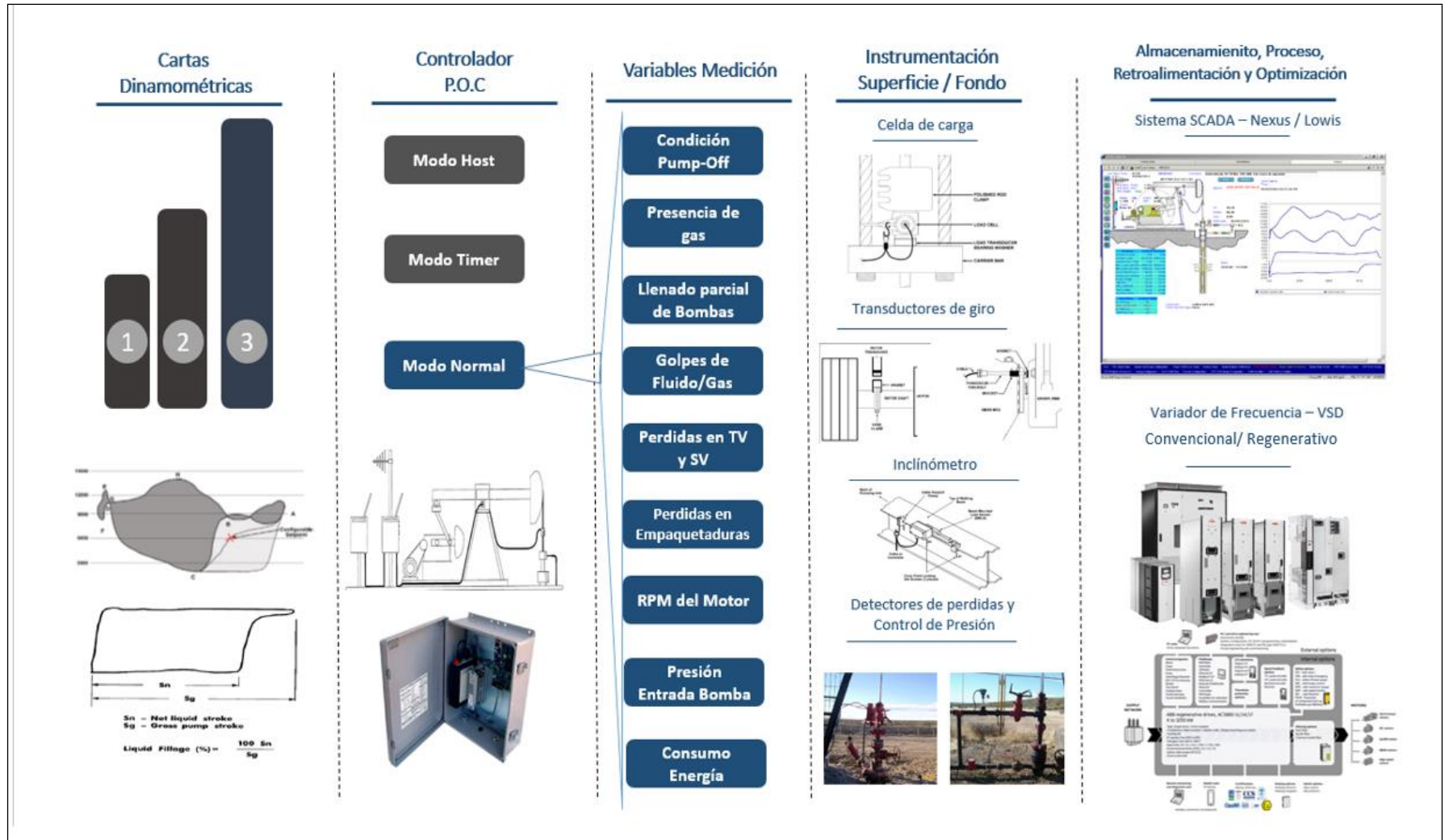
Sanz, R. (1990). *Arquitectura de Control Inteligente de Procesos*. Ph. D. thesis. Universidad Politécnica

de Madrid. [recurso electrónico], disponible en <http://tierra.aslab.upm.es>.

- Sandoval M. & Suarez A. (2014).** *Estudio Técnico y Financiero para la Adquisición de Variadores de Frecuencia con Aplicación en Unidades de Bombeo Mecánico en la Superintendencia de Operaciones La Cira Infantas de Ecopetrol SA.* Bucaramanga: UIS, 2014.
- Valdez E. (2015).** *Método de Levantamiento Artificial: Bombeo Mecánico (BM).* Universidad Nacional Experimental Politécnica – UNEFA. Barinas, Venezuela.

APÉNDICES

Apéndice A. Nivel de Control Óptimo Inteligente del Sistema de Bombeo Mecánico CE



Apéndice B. Análisis de Árbol de Decisión del Sistema de Control en CE

