

**ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN
CAMPOS PETROLEROS CON BASE EN EL CONCEPTO DE VIGILANCIA DE
YACIMIENTOS. APLICACIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.**

LUISA FERNANDA CASTELLANOS ROSALES

RICHARD ANDRÉS PARRA CABALLERO



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2017

**ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN
CAMPOS PETROLEROS CON BASE EN EL CONCEPTO DE VIGILANCIA DE
YACIMIENTOS. APLICACIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.**

LUISA FERNANDA CASTELLANOS ROSALES

RICHARD ANDRÉS PARRA CABALLERO

Trabajo de Grado Presentado como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ, M. Sc.

Ingeniero de Petróleos.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2017.

DEDICATORIA

A Dios por demostrarme siempre que de su mano nada es imposible.

A mis padres y mi hermanita por ser mi motor, porque con su amor, su compañía y apoyo todas las cosas son mucho más fáciles.

A Diego y Erika por recorrer casi media vida a mi lado compartiendo una amistad que no tiene límites.

A todos mis familiares porque de una u otra manera han contribuido a mi desarrollo como persona y profesional.

A Freddy Ramírez Capellán de la Universidad Industrial de Santander por haberse convertido en un padre, hermano y amigo.

A todos quienes hacen parte de la pastoral de la universidad y del proyecto Encuentro de Dos Mundos por haberme brindado su valiosa amistad y haberme permitido aprender lo valioso que es el compartir la vida.

A Richi que más que mi compañero de tesis y de carrera, siempre ha sido un gran amigo con el que he podido compartir desde los momentos más bonitos hasta los más difíciles que se han presentado en el paso por la universidad.

A todos mis amigos del colegio y de la universidad porque cada momento compartido ha sido significativo para mi crecimiento personal.

A Pili por compartir conmigo la pasión por el baloncesto y por nunca dejar que olvide que todo en la vida es como un juego, en el que se lucha por la victoria sin olvidar disfrutar cada minuto.

Luisa Fernanda Castellanos Rosales.

DEDICATORIA

Primeramente, agradezco a Dios por permitirme llegar a este momento: la culminación de unas de las metas que sin duda hace parte de las más importantes de mi vida. De igual manera, le agradezco a Él porque siempre ha puesto en mi camino un sin número de bendiciones representadas en su mayoría por aquellos seres que han aportado a mi crecimiento personal y en mi formación profesional; por las voces de aliento y por cada consejo que logró que me levantara cuando sentía desfallecer en lograr este propósito.

En este orden de ideas, doy gracias por mi familia: mis amados padres Pablo y Elsa y a mis hermanos Darwing y Maryi, con quienes a diario comparto un sin número de momentos y sé que mi logro es sentido a modo personal por cada uno de ellos y que sin pensarlo dos veces apostaron por mi cuando tomé la decisión de iniciar mis pasos en la universidad. Sé que juntos seguiremos avanzando.

A mi otra madre, mi amada tía Isabel, a quien junto con mis primos y también hermanos Harvey y Karoll, han sido un gran apoyo y mi título es gracias al amor que han tenido conmigo y mi familia desde que decidimos dejar nuestra amada Venezuela. A ustedes gracias porque su compañía es otro pilar en mi vida.

A mi tía Rosario quien con su entrega, disciplina y amor me demuestra que cada esfuerzo tiene su recompensa y cuyas sabías palabras me han permitido orientar mi rumbo. A mi tío Antonio y mi tía Inés, y mis primos Melissa y David y toda mi familia Caballero.

A mi otra gran y querida familia Martínez Caicedo, con quienes también hemos podido compartir grandes momentos y alegrías y cuyo acompañamiento tiene gran valor para mí. A Don Ricardo y Nohorita, Mónica, Patty, Karen y Nana, Dios los bendiga siempre.

Sin duda mis comienzos en la universidad no hubiesen sido lo mismo si Dios no hubiese puesto a una hermosa familia que abrió las puertas de su casa y me permitió ser parte de ellos y han puesto su confianza en mí: la familia Piratoba Rincon. Mil gracias Doña Yasmin y Don Alonso. También a cada una de las personas que me acompañaron en la sede UIS Barbosa.

También es cierto que los buenos deseos han llegado desde personas que me han conocido desde que soy un niño, mi familia Carrero Alonso. Gracias Sr. Said y Consuelito. Gracias Yuseth y por supuesto gracias a mi Wendy,

A mi colega, compañera de universidad y amiga Luisa, con quien tuve el placer de realizar mi tesis de grado y con quien pude crear una relación de amistad. A ti gracias por cada momento, por cada consejo y por las muestras de paciencia y de cariño. Dios te bendiga siempre, a ti y a tus maravillosos padres y hermana

A Reimy Laya, quien también vive mis logros y a quien estoy eternamente agradecido.

A mis amigos de carrera universitaria: Yudy, Anderson, Jessica y Omar, a quienes Dios les tiene preparado cosas grandiosas para la vida. A mis amigos de Capellanía a los cuales aprecio mucho y por supuesto a Freddy Ramírez. A Oscar Fernando Arias por su ayuda y colaboración durante todo este tiempo.

Dios les retorne a todos con muchas bendiciones. ¡Infinitas Gracias!

Richard Andrés Parra Caballero

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos la oportunidad de materializar nuestro esfuerzo y dedicación al culminar nuestra meta.

A nuestros padres, familiares y amigos por su apoyo incondicional.

A nuestro director M. Sc. Erik Giovany Montes Páez por brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto.

A todos los docentes y administrativos de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por sus aportes en nuestra formación como ingenieros.

A Campo Escuela Colorado por habernos permitido desarrollar nuestro proyecto de grado y por la colaboración de quienes allí trabajan, especialmente el Ingeniero Abelardo Rondón Mejía.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS	18
1.1. CONCEPTO DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS.	18
1.2. APLICACIÓN DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS	19
1.3. CREACIÓN DE UN PLAN DE VIGILANCIA	22
1.3.1. Intención estratégica.	24
1.3.2. Metas.....	24
1.3.3. Objetivos operacionales.	24
1.3.5. Procesos de trabajos.....	26
1.4. COMPONENTES DE UN PLAN DE ACCIÓN.	26
1.4.1. Valor de la información: Parámetros a medir.	28
1.4.2. Obtención de datos.	29
1.4.3. Análisis de datos.	43
1.4.4. Toma de decisiones.	46
1.5. VIGILANCIA DURANTE LA VIDA DEL YACIMIENTO	47
2. CASOS DE APLICACIÓN DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS EN EL MUNDO.	51
2.1 CAMPO SHUSHUFINDI	51
2.1.1. Descripción del Problema.....	51
2.1.2. Solución del problema.	53
2.1.3. Observaciones.	54
2.2. CAMPO BURGAN (THE GREATER BURGAN)	56
2.2.1. Descripción del Problema.....	57
2.2.2. Solución del problema.	58
2.2.3. Observaciones	59
2.3. CAMPO CASABE	59
2.3.1. Descripción del problema.....	63
2.3.2. Solución del problema.	63

2.3.3. Observaciones.	65
3. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO	66
3.1. RESEÑA HISTÓRICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO.	67
3.2. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	69
3.3. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	70
3.3.1. Formación La Paz (Eoceno Medio).	70
3.3.2. Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío).	70
3.3.3. Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior).	71
3.3.4. Formación Colorado (Mioceno Inferior A Mioceno Medio).	72
3.4. ESTRUCTURA DE CAMPO ESCUELA COLORADO	72
3.5. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y CONDICIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO	73
4. VIGILANCIA DE YACIMIENTOS EN CAMPO ESCUELA COLORADO.	74
4.1. PROBLEMAS QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO	80
4.1.1 Parafinas.	81
4.1.2 Corte de agua.	84
4.1.3 Arenamiento.	86
4.2 DIAGNÓSTICO	87
4.3 PROPUESTA	89
CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	100

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1 Instrumentos para la medición de Variables Básicas.....	31
Tabla 2 Componentes del sistema de medición en fondo de pozo.....	33
Tabla 3 Selección de herramientas de medición basado en objetivos.....	34
Tabla 4 Diagnóstico de problemas y elección de herramientas para la solución de problemas	37
Tabla 5 Mediciones que permiten garantizar la calidad	42
Tabla 6 Desarrollo de las etapas de la vida del yacimiento	49
Tabla 7 Propiedades de Campo Escuela Colorado.	73
Tabla 8 Características de las Formaciones productoras de Campo Escuela Colorado.	73
Tabla 9 Estado de los pozos en Campo Escuela Colorado durante convenio UIS-ECOPETROL.....	75
Tabla 10 Programas de Reactivación de pozos durante convenio UIS-ECOPETROL.....	78
Tabla 11 Propuesta para el aumento de la producción en Campo Escuela Colorado.	91
Tabla 12 Relación de las metas presentadas en la Propuesta con los trabajos realizados durante el convenio UIS-Ecopetrol.	93

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág
Gráfica 1 Estado de los pozos durante el convenio UIS-ECOPETROL.....	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Plan de manejo de incertidumbre aplicando planes de vigilancia y tecnología.	20
Figura 2. Esquema del monitoreo o plan de vigilancia.....	23
Figura 3 Proceso en la toma de decisiones	27
Figura 4 Razones que indican la importancia de la calibración	40
Figura 5 Pruebas de fiabilidad de calibración	41
Figura 6 Proceso de extracción del conocimiento.....	44
Figura 7 Metodología del modelo de minería de datos	46
Figura 8 Etapas de un Yacimiento.	47
Figura 9 Ubicación Campo Shushufindi.....	52
Figura 10 Historia de Producción del campo Shushufindi.....	53
Figura 11 Etapas del desarrollo del campo Shushufindi a partir de la integración multidisciplinaria.....	55
Figura 12 Incremento de la producción en campo Shushufindi.	56
Figura 13 Ubicación Campo Greater Burgan	57
Figura 14 Localización de Campo Casabe	60
Figura 15 División por bloques de Campo Casabe.....	61
Figura 16 Sistema de producción con Inyección selectiva en Campo Casabe.....	62
Figura 17 Mapa de Localización General de Campo Escuela Colorado	66
Figura 18 Localización de Campo Escuela Colorado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).....	67
Figura 19 Estratigrafía de la cueca del Valle Medio del Magdalena.	71

RESUMEN

TÍTULO: ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS CON BASE EN EL CONCEPTO DE VIGILANCIA DE YACIMIENTOS. APLICACIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO. *

AUTOR (ES): LUISA FERNANDA CASTELLANOS ROSALES
RICHARD ANDRÉS PARRA CABALLERO**

PALABRAS CLAVES: Vigilancia, Monitoreo de Yacimientos, Gestión de Yacimientos, Optimización de la Producción.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo se presenta una base teórica que parte de la definición de Vigilancia de yacimientos y de cada uno de los elementos indispensables para la creación de un plan de Vigilancia, con el propósito de encontrar la opción indicada para llevar a cabo el desarrollo de un campo petrolero, enfocado en la prevención, control y solución de problemas en los procesos que afectan directamente la producción.

Se presenta a su vez, como ejemplos de aplicación, tres campos en los que la implementación de la Vigilancia de yacimientos permitió mejorar las condiciones de operación, los cuales dan una idea del impacto que tiene la aplicación de nuevas tecnologías en la optimización de los procesos de producción, resultando así en una explotación más eficiente de los recursos petrolíferos presentes en esos campos.

Dicho fundamento teórico es usado para realizar una propuesta para la generación de un plan de Vigilancia que atienda algunos de los problemas en la producción más significativos que presenta Campo Escuela Colorado como lo son: precipitación de parafinas, corte de agua y arenamiento, basado en un diagnóstico previo que busca explicar la manera en como se ha venido realizando el desarrollo del campo de acuerdo a la información disponible de cada pozo, especialmente durante el convenio de cooperación UIS-Ecopetrol dado en el periodo 2006-2013.

*Trabajo de Grado

**Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paéz, M. Sc.

ABSTRACT

TITLE: ALTERNATIVES FOR IMPROVING PRODUCTION IN OIL FIELDS BASED ON THE CONCEPT OF RESERVOIR SURVEILLANCE. APPLYING IN CAMPO ESCUELA COLORADO. *

AUTHOR (S): LUISA FERNANDA CASTELLANOS ROSALES
RICHARD ANDRÉS PARRA CABALLERO**

KEY WORDS: Surveillance, Reservoir Monitoring, Reservoir Management, Production Enhancement

DESCRIPTION:

The following paper is presented in a theoretical basis from the definition of reservoir surveillance and of each of the indispensable elements for the creation of a Surveillance plan, with the purpose of finding the ideal option to carry out the development of an oil field, focusing on the prevention, control and solution of problems affecting the production in the process.

As an example of application, there are three fields in which the implementation of reservoir surveillance permitted improvements in the conditions of operation, which gives an idea of the impact the application of new technologies has on the optimization of the processes of production, resulting in a more efficient exploitation of the oil resources present in those fields.

This theoretical basis is used to create a proposal for the generation of a Surveillance plan that addresses some of the most significant problems in production that Campo Escuela Colorado presents, such as: paraffin precipitation, water harvesting and screenout, based on a previous diagnosis that seeks to explain how the development of the field has been carried out according to the information available from each well, especially during the cooperation agreement UIS-Ecopetrol given in the period 2006-2013.

*Degree Project

**Universidad Industrial de Santander. Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Paez, M. Sc.

INTRODUCCIÓN

El manejo de la incertidumbre ha sido y es el gran reto al que se ha enfrentado la industria petrolera, siendo la incertidumbre un factor que incide en la correcta toma de decisiones al atender los problemas que se puedan presentar en el desarrollo de un campo. Esto ha motivado, a lo largo de los años, a que la industria del petróleo encamine sus esfuerzos a la creación y aplicación de un plan de vigilancia con el fin último de generar conocimiento, el cual permita controlar en gran medida los procesos que se llevan a cabo dentro de un campo petrolero y que asegure el equilibrio financiero del mismo.

Llegar a este conocimiento requiere de la sinergia entre las diferentes áreas de la ingeniería que intervienen en el desarrollo de un campo, ya que ésta dará paso al planteamiento de estrategias, objetivos y alternativas que llevarán a la formulación de un plan de Vigilancia, que se utilice como herramienta que permita el control y mitigación de problemas, asegurando una correcta atención de las situaciones desfavorables que se presenten. Debe tenerse en cuenta que su ejecución será exitosa en la medida en que la obtención de datos y la información que se pueda extraer de los mismos, sea valiosa al momento de aportar en la toma de decisiones.

Es así como el presente trabajo tiene como propósito resaltar la importancia de implementar un plan de vigilancia partiendo de la explicación de los aspectos involucrados para su formulación mediante la explicación de los principios y fundamentos de la vigilancia de yacimientos en el capítulo uno.

El capítulo dos, muestra la ventajas de llevar a cabo una vigilancia de yacimientos, para esto se presentan tres casos de aplicación, analizando las experiencias presentadas en los campos Shushufindi en Ecuador, Burgan en Kuwait y Casabe

en Colombia, donde la aplicación de un plan de vigilancia ha sido la respuesta a la manera de abordar eficazmente los problemas presentes en dichos campos.

El capítulo tres, da la introducción al campo en el cual se aplicará el estudio correspondiente, siendo en este caso Campo Escuela Colorado, presentando la información referente a su ubicación y las características geológicas y estructurales del yacimiento.

Por último, el capítulo cuatro, presentará la evaluación de la vigilancia de yacimientos en Campo Escuela Colorado, recurriendo a la información de trabajos realizados en el campo para identificar los problemas que afectan la producción del campo, evaluar la manera que se han atendido los problemas para de esta manera presentar un diagnóstico del campo y generar una propuesta de mejoramiento con base en el concepto de vigilancia de yacimientos desarrollado en el capítulo uno.

1. GENERALIDADES DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS

Desde un contexto muy amplio la palabra vigilancia se ha definido como la acción de vigilar, el diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, la ha definido como “cuidado y atención exacta en las cosas que están a cargo de cada uno ó Servicio ordenado y dispuesto a vigilar”¹. Viene del latín *vigilantia* que se refiere a la supervisión de las cosas que están a cargo de uno y que está ligado a una responsabilidad sobre el sujeto o la cosa en cuestión.

Existe otro término también asociado a este tema es el “monitoreo”. Éste término se ha utilizado indistintamente con vigilancia, la cual implica más que un simple acto de observar (es decir incluye una serie de factores de análisis y predicción). Algunos estudiosos del tema afirman que la vigilancia tiene una connotación pasiva mientras que el monitoreo implica participación activa en algo. Estos términos se han utilizado conjuntamente y sin ningún tipo de distinción en la industria durante mucho tiempo.²

1.1. CONCEPTO DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS.

La vigilancia de yacimientos es una herramienta usada para la gestión adecuada de un yacimiento petrolero. Consta de una serie de pasos que se ven incluidos dentro de un plan de vigilancia el cual tiene como objetivo principal, proporcionar las directrices adecuadas para el manejo del campo a partir de la solución de problemas con base en la generación de conocimiento atendiendo las necesidades de las compañías operadoras.

¹ REAL ACADEMIA ESPAÑOLA Y ASOCIACIÓN DE ACADEMIAS DE LA LENGUA ESPAÑOLA. Diccionario esencial de la lengua española. Madrid: Espasa Calpe, 2006.

² KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 1.

Para que exista un plan de vigilancia, tal y como muestra la **Figura 1**, debe existir previamente un plan de mitigación del riesgo e incertidumbre, cuyo objetivo sea principalmente predecir el riesgo que corren las empresas al invertir en un proyecto. Es aquí donde la vigilancia empieza a jugar un papel importante ya que pretende usar tecnologías avanzadas tanto en el fondo como en la superficie, que junto con las redes de comunicación y sofisticadas aplicaciones de simulación y monitoreo, permitan obtener información valiosa que proporcione avances significativos en las capacidades de monitoreo, control y en los procesos de toma de decisiones³. Por esta razón la incertidumbre es lo que hace realmente desafiante la vigilancia, ya que cuanto mayor sea la incertidumbre o su impacto, mayor es el riesgo de la inversión.

En la industria petrolera toda actividad de medición, monitoreo y adquisición de datos necesita de la planeación, capital humano y capital financiero y, para lograrlo, requiere que los objetivos del plan de vigilancia vayan en concordancia con el tiempo de vida útil que pueda tener el proyecto y a su vez tenga en cuenta la necesidad de una mejora continua con el fin de preservar el valor de la información.

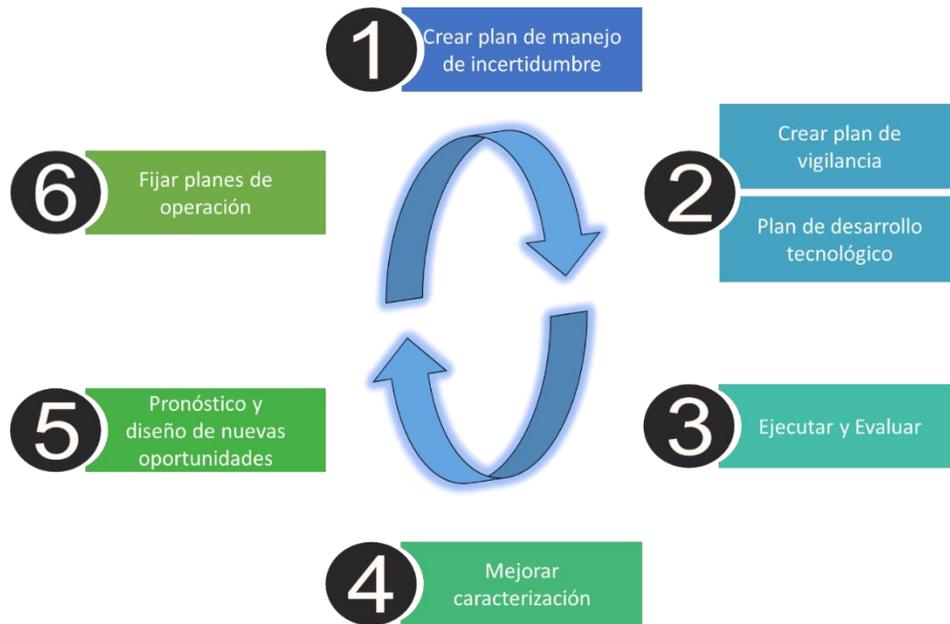
1.2. APLICACIÓN DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS

La vigilancia se ha utilizado en la industria petrolera desde sus inicios, sin embargo, hasta hace muy poco ha tenido un gran impacto, quizá porque tiempo atrás no se contaba con los medios tecnológicos para llevar a cabo éste proceso, con lo cual ahora es posible establecer medidas y anticiparse a los hechos que puedan presentarse en un campo o en un pozo. Por esto y debido a los

³ AL-KHAMIS, Mohammed; ZORBALAS, Konstantin; AL-MATOUQ, Hassan y ALMAHAMED, Saleh [online]. Revitalization of old asset oil fields into I-fields. Society of Petroleum Engineers, 2009. [Citado 20, julio de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/3w66pv>

desarrollos tecnológicos, en materia de equipos y mejoras en las mediciones, se ha adoptado la vigilancia como herramienta prospectiva.

Figura 1 Plan de manejo de incertidumbre aplicando planes de vigilancia y tecnología.



Fuente: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 13.

Actualmente, la industria se encuentra en un punto donde en gran parte de los proyectos se requiere de una vigilancia proactiva, no solo con el objetivo de ejercer un control sobre el bienestar y la seguridad de los sistemas sino también con el fin de garantizar una correcta toma de decisiones administrativas de los yacimientos, ya que esto, además de implicar factores estructurales y humanos, influyen de manera directa en los costos de producción y en la proyección que puede dársele al proyecto.

Los programas de vigilancia hacen parte de las iniciativas dirigidas a la gestión, desarrollo y caracterización de yacimientos. Estos programas resultan en diferentes circunstancias dependiendo de la etapa que se esté desarrollando en el

campo. Realizar un programa de vigilancia no solo implica una simple recolección de datos con el fin de tomar decisiones a largo plazo, supone crear un modelo que permita predecir el comportamiento de ciertos parámetros, dando así soluciones inmediatas que no afecten a futuro la productividad del yacimiento.

La función de vigilancia de yacimientos es principalmente proporcionar información, conocimiento e inteligencia necesaria para definir cuál sería el escenario más favorable para el desarrollo del yacimiento y proporcionar información sobre el comportamiento de parámetros relacionados con el mejoramiento de la producción para así mejorar la capacidad de predicción. Es importante resaltar como el simple hecho de tomar datos de algunos parámetros o hacerles seguimiento a otros, aumenta la eficiencia de la producción, ya que el monitoreo permite detectar y corregir problemas que podrían ocasionar fallas en diferentes procesos.

¿Cuál ha de ser entonces el objetivo de la vigilancia? Cada proyecto tiene diferentes objetivos, esto viene determinado por el lineamiento estratégico de quienes estén liderando el proyecto. El tener un objetivo claro y conciso permite que exista un trabajo transversal entre objetivos estratégicos y detalles tácticos para establecer un plan de seguimiento. Diferentes empresas de la industria petrolera se ven enfrentadas a esta situación, lo que permite evidenciar que cuando algo va mal, la mayoría de las empresas reaccionan positivamente y están en disposición a hacer una inversión en capital para conseguir y recolectar los datos necesarios para determinar la causa y resolver el problema. Cabe resaltar que cuando se presentan situaciones que pueden ser tratadas como problemas rutinarios y por el contrario se consideran como un objetivo a solucionarse a corto plazo, se puede desviar el cumplimiento del objetivo principal o de largo plazo planteado por la empresa, es decir, las situaciones de riesgo pueden prevenirse y solucionarse mediante un proceso de vigilancia en dónde la información recolectada permita mitigar futuros eventos similares y así dar cabida a los

objetivos con que se inició el proyecto a largo plazo fijados para el desarrollo del yacimiento.⁴

1.3. CREACIÓN DE UN PLAN DE VIGILANCIA

Cuando se quiere plantear un plan de vigilancia se debe tener en cuenta que este se desarrollará en función de los datos obtenidos acerca del yacimiento y la calidad de información que se maneje, por ello es de gran importancia que la información sea concisa y puntual para controlar satisfactoriamente las situaciones que se lleguen a presentar. Ante esto, el escenario ideal sería contar con un conocimiento específico que brinde las herramientas e instrumentos necesarios para afrontar dichas situaciones.

Dicho lo anterior, el plan de vigilancia surge como alternativa para proporcionar la interpretación y validación de datos que se requieren para facilitar a las compañías, una postura frente a la decisión de desistir o desarrollar un prospecto, teniéndose en cuenta que la presencia de efectos negativos originados al no contar con un conocimiento veraz y preciso, puedan ser manejados bajo un margen de riesgo estipulado, que, aun presentándose una situación no deseada, los resultados obtenidos generen ganancias y por ende, la inversión en la recolección de datos sea rentable⁵.

Cuando se inicia el plan de vigilancia, éste debe darse de tal forma que vaya acorde a las aspiraciones actuales y futuras del proyecto enmarcado dentro de una visión que contemple el trabajo de las diferentes áreas de la ingeniería involucradas en el desarrollo del campo, en miras de la unificación de criterios. Como se observa **Figura 2**, el plan de vigilancia consta de un proceso mediante el

⁴ KIKANI. Op. cit., p. 5.

⁵ ALGEROY, John; AUZERAIS, Francois; DAVIES, John. Et al. Control remoto de yacimientos. Oilfield Review, 1999. p. 2.

cual se ejecuta una serie de pasos que permiten atender las necesidades inmersas en el desarrollo del yacimiento.

La inteligencia se gana cuando se posee la capacidad de predecir el futuro para un parámetro, la propiedad o el sistema. La rapidez con que las empresas obtienen un sistema de inteligencia es lo que los diferencia y los distingue de sus competidores.⁶

Figura 2. Esquema del monitoreo o plan de vigilancia.



Fuente: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 9.

⁶ APGAR, David. Risk Intelligence: Learning to Manage What We Don't Know. Boston, Massachusetts: Harvard Business School Press, 2006. p. 60. Citado por: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 2.

1.3.1. Intención estratégica.

La idea de la intención estratégica es poder ayudar a quienes toman las decisiones dentro del proyecto, a centrarse en la creación de nuevas capacidades para poder aprovechar oportunidades a futuro; A su vez permite definir una visión mucho más amplia que se traduce en una misión mucho más significativa, especificando metas y objetivos estratégicos de operación.

1.3.2. Metas.

Ha existido un debate sobre la fijación de metas para la gerencia de los yacimientos identificándose: las metas que van dirigidas a la gestión del yacimiento, que se fundamentan en un contrato o en el tiempo de vida útil del mismo, y las metas estratégicas que se trazan a partir del ciclo de planeación desde un enfoque prospectivo. El fin de esta definición debe estar direccionado a poder explotar las reservas primarias restantes y poder cuantificar los recursos disponibles a futuro.

La planificación puede ser progresiva, ya sea en un periodo de tiempo determinado o en cualquiera de las fases del proyecto, teniendo presente que esos proyectos a explotar duran mucho más que las personas que los manejan. Como resultado, es importante tener en cuenta las necesidades a largo plazo y el diseño de planes de vigilancia temprana para añadir valor al proyecto.

1.3.3. Objetivos operacionales.

Para lograr las metas de algunos proyectos se deben establecer objetivos operacionales que sean operativos, ejecutables y medibles. Estos objetivos operacionales se construyen a partir de aquellas situaciones que afectan el normal desarrollo del yacimiento y que, por ende, no permiten el cumplimiento de las metas.

Para alcanzar una meta determinada han de ser necesarios objetivos operativos priorizados. La claridad en torno a estos objetivos permite una mejor definición costo / valor dentro del plan de evaluación de vigilancia ya que la mayoría de los objetivos operativos suelen ser el resultado de un plan de manejo fundamentalmente de incertidumbre.

Como se verá en el **apartado 1.4**, la recolección de datos puede tomar diferentes rumbos dependiendo del tipo específico de datos y de cuáles son los objetivos prioritarios de los mismos, de esta forma lo que se pretende es intentar tener control de la situación desde un contexto global.

Los objetivos prioritarios de los datos se establecen en relación con los planes prospectivos que tenga el proyecto con el fin de poder satisfacer una necesidad o un requerimiento específico de las compañías. Éstos deben ser claros, concisos y precisos, sin que den espacio a la duda o a la incertidumbre, priorizados de tal forma que se dé cabida a la necesidad primaria del cliente potencial y debe estar ligado a un plan de acción donde por medio del cumplimiento de una serie de tareas o asignaciones, se pueda realizar.

El valor y la necesidad de establecer objetivos periféricos consisten en reducir la incertidumbre y ayudar en la toma de decisiones que no pueden ser desestimados por el peso que tienen dentro del proyecto, para ello se puede hacer uso de las alternativas.

1.3.4. Alternativas.

Para el cumplimiento de los objetivos operativos, es necesario el planteamiento de actividades alternativas. La asertividad al momento de estructurar y llevar a cabo las mismas, determinará el éxito de los objetivos al momento de someterse a la evaluación de valor para estipular un enfoque de acuerdo al nivel de confianza, calidad y capacidad para resolver la situación no deseada.

Las alternativas están alineadas con los objetivos periféricos. Cada una de éstas alternativas permitirán en cierta medida, la recogida de datos. Estas opciones deben ser analizadas desde un punto de vista financiero, evaluando los costos que pueden llegar a implicar y los niveles de valor agregado a la gestión de yacimientos.

1.3.5. Procesos de trabajos.

Los procesos de trabajo están conformados por un grupo de tareas como son la recolección y análisis de los datos y la unificación de estos a otras bases de datos para generar un conocimiento sólido que permita la resolución de los problemas. Sin embargo, previo a la realización de los procesos de trabajo se hace necesaria la definición, evaluación y selección de alternativas.

Cada una de las etapas anteriormente presentadas permitirá consolidar un plan de vigilancia, que una vez puesto en ejecución, puede someterse a proceso de evaluación que indicará su efectividad para solucionar los problemas del campo, pudiéndose redefinir y modificar según los requerimientos que se presenten en la medida en que surjan nuevas necesidades por atender.⁷

1.4. COMPONENTES DE UN PLAN DE ACCIÓN.

El plan de acción o lo que en el apartado anterior se definió como procesos de trabajo presenta, tal y como se muestra en la **Figura 3**, unos elementos que deben tenerse en cuenta para lograr un plan de vigilancia que lleve a la toma de decisiones adecuadas y oportunas. Para esto es necesario realizar la selección de parámetros (cuyo estudio significa disminuir la incertidumbre), pasando a la adecuada obtención de datos para la evaluación de los mismos, y así generar interpretaciones de calidad que conlleven a la toma de decisiones esperadas.

⁷ KIKANI. Op. cit., p. 10-11.

Ahora bien, en circunstancias ideales, podrían recogerse datos perfectos y precisos, valiéndose de los medios y equipos tecnológicos ideales para su interpretación y transformarlos en información perfecta, pero en la realidad, se pueden presentar errores en los datos y las interpretaciones que pueden darse, resultarían ambiguas, por lo que la deducción de los datos puede llegar a conclusiones inciertas, lo que conlleva, al incremento en costos para obtener información confiable.⁸

Figura 3 Proceso en la toma de decisiones



Fuente: Con base en información presentada en: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 25.

⁸ POSADAS CHINCHILLA., Antonio Miguel [Online]. Determinación de errores y tratamientos de datos. Trabajo de clase presentado en la asignatura Comportamiento Mecánico de los Materiales. Almería: Universidad de Almería, Facultad de Ciencia Experimentales, s.f. p. 1. [Citado 17, junio de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/ANSmmW>

1.4.1. Valor de la información: Parámetros a medir.

Para las empresas petroleras se hace necesario contar con datos precisos y valederos que no generen situaciones de incertidumbre ya que cuando la información es ambigua o no del todo clara, implican una serie de situaciones, entre ellas y de las más comunes: el incremento en costos de un proyecto.

Al necesitar información que propicie ambientes más seguros, las empresas incurren en altos costos para la recopilación de datos, que según el contexto puedan requerirse. Es aquí donde se hace importante el concepto del Valor de la Información (VOI por sus siglas en inglés).

El VOI es una manera de cuantificar el uso y posterior beneficio de los datos recogidos para ciertas tareas. Es el resultado de un análisis de coste/beneficio y proporciona, dentro de unos límites, un reconocimiento racional de los subsiguientes beneficios de la obtención de los datos, y el potencial de crecimiento en la reducción del riesgo de una empresa. Se trata de una herramienta de análisis de decisión, donde se evalúa el valor de una inversión de capital en vista de las incertidumbres, las pérdidas potenciales, oportunidades perdidas, y las probabilidades de los resultados.⁹

Por otro lado, el valor de la información complementa la conducta que han de tomar las compañías respecto a la toma de decisiones, considerándolo como un activo intangible con una connotación económica¹⁰, es decir, la influencia de la información en las decisiones que se tomen determinarán el rumbo organizacional de la compañía en términos financieros.

Así mismo, es necesario recalcar que la selección de los diferentes tipos de datos a evaluar, normalmente se realiza de forma cualitativa, en otras palabras, dicha selección se fundamenta en la solución de cuestionamientos tales como:

⁹ KIKANI. Op. cit., p. 33.

¹⁰ MARTÍNEZ MUSIÑO, Celso. El valor de la información, su administración y alcance en las organizaciones. En: Revista Mexicana de ciencias de la información [online], 2010, vol. 1, no. 2. p. 6. [citado 19, junio, 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/V8gno5>

¿Por qué el tipo de dato a recolectar es necesario? ¿Cómo podría mejorar el conocimiento sobre el yacimiento? ¿Cuáles son los pros y los contras, y cuál sería el costo real?¹¹

El valor de la información debe entonces considerarse como un asunto mucho más allá de lo cualitativo, ya que al darle peso cuantitativo garantiza que la vigilancia se haga de manera más completa y que abarque las diferentes etapas del proyecto garantizando de esta forma, un mejor control del mismo. Cuando ya se haya establecido cual va a ser el alcance del proyecto y hacia donde se debe apuntar para hallar una solución al problema, se tendrá en cuenta la selección de parámetros que incidan directamente en la forma de proceder para llegar a resultados satisfactorios.

1.4.2. Obtención de datos.

Anteriormente se planteó la necesidad que existe de seleccionar los parámetros adecuados a evaluar para darle un enfoque al plan de vigilancia. Ahora bien, al tener decidido el rumbo del proyecto, se inicia el proceso de obtención de datos, el cual implica una serie de mediciones realizadas de forma asertiva y en el momento indicado, ya que, por ejemplo, si se habla de mediciones realizadas en fondo de pozo, hay que tener en cuenta que el hecho de realizar determinadas operaciones, traerán consigo el cierre de pozos, lo que se traduce en una disminución en la producción y generación de problemas económicos para la empresa operadora.

Otro factor importante en la toma de datos es la periodicidad con la que se realizan las mediciones. Por lo general el lapso de tiempo que separa una medición de otra se determina según las necesidades del proyecto. Cabe destacar, que el escenario óptimo es contar con las mediciones de los parámetros

¹¹ KIKANI. Op. cit., p. 25.

en tiempo real, asegurándose también de la precisión de las mediciones ya que de todo esto depende la confiabilidad y certeza a la hora de tomar decisiones.

a. Mediciones. De acuerdo a la Norma Técnica Colombiana 2194 de 1997 (ICONTEC) adoptada por Colombia en los años 90, se entiende por medición como el “*conjunto de operaciones cuyo objetivo es determinar el valor de una magnitud o una cantidad*”¹². Actualmente el avance tecnológico nos brinda la posibilidad de contar con una gran variedad de equipos y técnicas con el propósito de medir un mismo parámetro, diferenciados por el nivel de exactitud, el rango de aplicación y la escala a trabajar. Por ejemplo, para medir la permeabilidad se cuenta con diferentes técnicas como son el probador de formación, registros, DST, entre otras; teniendo en cuenta que la selección de una de estas dependerá de que tan representativos sean los valores obtenidos, en relación a la aplicación que se les dará a dichos datos.

El objetivo de la medición es poder llevar un registro preciso que brinde información real y confiable con la finalidad de establecer estrategias para la planeación, correcta asignación de recursos y toma de decisiones dentro de la gestión de un proyecto.¹³

b. Parámetros básicos a medir. Dentro de un proyecto petrolero, es fundamental la medición de variables que influyen, definen y delimitan en gran medida el desarrollo de procesos. Las magnitudes que se pretenden medir se pueden determinar con la ayuda de dispositivos que cuentan con mecanismos de transducción cuyo fin es la transformación de la medición en otra forma de energía

¹² COLOMBIA. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 2194 (26, noviembre, 1998). Vocabulario de términos básicos y generales de metrología.

¹³ DEL ANGEL DEL ANGEL, Ana Karenina. Gestión integral de medición de hidrocarburos. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2012.

facilitando su tratamiento, transmisión o almacenamiento. Algunas de las variables básicas utilizadas en la industria del petróleo son presentadas en la **Tabla 1**.

Tabla 1 Instrumentos para la medición de Variables Básicas

Variables	Equipos de medición
Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dispositivos mecánicos (tales como líquido en tubo de vidrio, tiras bimetálicas, tipo de presión) ▪ Termopares (incluyendo termopilas para aumentar la sensibilidad) ▪ Dispositivos termo-resistivos [detectores de temperatura por resistencia (RTDs), termistores] ▪ Radiactivos (pirómetros ópticos e infrarrojos) de radiación
Presión	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Manómetros Mecánicos ▪ Calibrador de tensión ▪ Medidor de capacitancia ▪ Efecto piezoeléctrico
Velocidad de Flujo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dispositivos tipo Venturi ▪ Dispositivos Mecánicos ▪ Dispositivos basados en fibra óptica
Mediciones Acústicas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Micrófonos sensibles ▪ Amplificadores de fondo ▪ Transistores y receptores de ruido.
Mediciones de Radioactividad (Rayos Gamma)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Detector de Centelleo ▪ Contadores Geiger-Mueller ▪ Herramientas de espectrometría de rayos gamma
Mediciones de Neutrones.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Herramientas de medición de Neutrones.

Fuente: Con base en la información presentada en: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 83-92.

c. Equipos de medición. En la actualidad se cuentan con un sin número de equipos sofisticados, que permiten una alta precisión a la hora de medir datos, ya que cuentan con la capacidad de percibir cambios sutiles o insignificantes en las mediciones y de trabajar en entornos difíciles a un costo moderado. Este desarrollo tecnológico ha ayudado a enfrentar problemas que plantea la industria

petrolera en cuanto a la medición de los datos, como son el control del entorno del pozo (fluidos, características del completamiento, temperatura, entre otros) y reducción de la repetición o redundancia en las medidas.

Ahora bien, las herramientas de medición las conforman una serie de equipos que realizan múltiples mediciones a la vez con el objetivo de ahorrar costos, por esta razón están diseñadas de tal manera que diferentes componentes pueden ser añadidos o remplazados. La **Tabla 2** muestra las partes que en general componen un sistema de medición en fondo de pozo.

A pesar de que los equipos de medición son siempre los mismos, la innovación está en su montaje y varía según el completamiento y el tipo de pozo: por ejemplo, las mediciones a hueco abierto presentan una facilidad en cuanto a la interpretación, pero dificultades en cuanto a seguridad al realizar las corridas. En cuanto al pozo entubado, la toma de datos debe considerar el casing, el cemento, los empaques con grava y otros equipos, lo cual requiere herramientas más sofisticadas.

d. Selección de herramientas. Para realizar una buena selección de las herramientas de medición es necesario conocer el objetivo por el cual se mide determinado parámetro. Es por esto que la **Tabla 3**, muestra para un objetivo específico las herramientas que se pueden usar y algunas limitaciones de las mismas. También es importante conocer las herramientas a usar para evaluar y dar un diagnóstico de los problemas comunes que afectan el rendimiento del campo, ya que estos problemas de rendimiento son originados por variables que se salen de control. La **Tabla 4** muestra algunos de estos problemas y las herramientas que con frecuencia se usan para su valoración.

Tabla 2 Componentes del sistema de medición en fondo de pozo

Componente	Descripción
Transductor	Es un dispositivo que convierte una señal de un tipo de energía a otra. Su funcionamiento es simple, se puede obtener la misma información bien sea de ondas sonoras, vibraciones mecánicas de un sólido, corrientes y voltajes alternos en circuitos eléctricos, vibraciones de ondas electromagnéticas, entre otros.
Corrección del entorno	Se toman medidas complementarias en un instrumento para validar la información y eliminar los errores que produce el entorno. Entre los parámetros a tener en cuenta están la rigurosidad del pozo, el tipo de lodo y el diámetro del pozo.
Convertidor de señales analógicas a digital (A/D)	Son dispositivos electrónicos que tienen una relación directa entre el valor de la señal a la entrada y la señal digital obtenida a la salida. La conversión analógica a digital tiene su fundamento teórico en el teorema de muestreo y en los conceptos de cuantificación y codificación.
Dispositivos de almacenamiento de datos	Uno de estos dispositivos son los chips de memoria que tienen la capacidad de almacenar gran cantidad de datos. Funcionan para equipos de medición en fondo de pozo o en unidades de tratamiento en superficie.
Sistema de telemetría	Es una técnica de comunicación que permite que los datos medidos y recopilados en lugares remotos puedan ser transmitidos para su posterior análisis. Dependiendo del lugar donde se realice la medición puede darse por vía inalámbrica o por cable.
Generadores de señal	Son usados en fondo de pozo para detectar las respuestas a señales enviadas con el fin de clasificar las características del pozo. Pueden ser mecánicos, químicos, eléctricos, ópticos o radioactivos.
Sistemas de procesamiento de la señal	La calidad de los datos depende enormemente de cómo se procesan las señales. Por esta razón para las mediciones que son de una muy alta tasa de muestreo o son de naturaleza estadística, los sistemas de procesamiento de señales hacen correlaciones complejas, promedios o descartan la señal para enviar datos con una frecuencia definida por el usuario.

Fuente: Con base en la información presentada en: *KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 81-83.*

Tabla 3 Selección de herramientas de medición basado en objetivos.

Objetivos a medir	Herramienta (S)/ Combinación de herramientas	Limitación/Incertidumbre
Gradientes de fluido para comportamiento óptimo del gas lift.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gradiomanómetro ▪ Densitómetro Nuclear 	
Determinación de Contacto.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de relación C/O ▪ Registro PNC ▪ Wireline formation tester (OH) ▪ Resistividad en hueco revestido 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El registro de relación de C/O es requerido cuando la salinidad del agua es variable tal como en la inyección de agua. (El registro PNC es dependiente de la salinidad). ▪ La corrida de múltiples registros con C/O o PNC a lo largo del tiempo reduce ambigüedad.
Detección de fugas en Tubing/Casing.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Medidores de presión ▪ Herramienta MDT/SFT ▪ PLT multitasa para capas de presión 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Otro registro de diagnóstico para correlación y profundidad sería ajustado ▪ El trazador R/A detectará canales detrás del casing en un inyector.
Presión inicial estática.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Medidores de presión 2. Herramienta MDT/SFT 3. PLT multivelocidad para capa de presión 	Mediciones permanentes en el fondo de pozo genera datos importantes durante el arranque inicial del pozo y dan ventaja ante incidentes en el cierre del mismo.
Identificación de fluidos (Hueco Abierto).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Análisis de fluidos en fondo de pozo. <ol style="list-style-type: none"> a. Densidad óptica/ Espectroscopia b. Fluorescencia c. Coloración d. Resonancia Magnética 	Correr herramientas tipo Wireline formation Tester. Permite un apropiado empuje para la recolección de muestras limpias y temprana identificación de ciertos componentes hidrocarburos
Identificación de Fracturas.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistividad Azimutal ▪ Microescaner de formación ▪ Registro de imagen de pozo 	
Porosidad.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neutrón y litodensidad ▪ Registros Acústicos. ▪ NMR 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro acústico sensible a gas y ambiente del pozo. ▪ NMR es sensible a la rugosidad y tamaño de pozo, pero menos sensible a la litología que otras herramientas. ▪ Los Registros de Neutrones son sensibles al hidrogeno y lecturas de bajo gas, pero trabaja in pozos completados. ▪ Los errores en mediciones de gas son compensados con densidad.
Saturación de Fluidos.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de relación C/O ▪ Registro PNC. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitación de ambiente significativo para registros de C/O debido a la investigación de 8 in de profundidad.

Objetivos a medir	Herramienta (S)/ Combinación de herramientas	Limitación/Incertidumbre
Litología.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Espectro de Gamma Ray ▪ Factor fotoeléctrico desde la herramienta de densidad espectral. ▪ Registro geoquímico espectral ▪ Registro sísmico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Poca profundidad para la investigación. ▪ El registro fotoeléctrico es independiente de la porosidad. ▪ Para litología realista, combinar mediciones en un programa de análisis multitarea.
Identificación de fluido.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de resistividad. <ul style="list-style-type: none"> a.Registro Microlaterolog b.Inducción 	
Saturación de aceite remanente.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prueba Single well Tracer ▪ Registro de relación C/O ▪ Registro PNC 	El registro PNC trabaja mejor en pozos abiertos llenos de líquidos con alta salinidad. La profundidad de investigación es generalmente de 10 a 12 pulgadas (in). Se requiere tanto repetir prueba como realizar registro a una velocidad apropiada.
Tasas de flujo multifase.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sensores Spinner/Holdup ▪ Sensores de fibra óptica. 	
Muestra de fluido.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wireline (Fondo de pozo) ▪ Muestra de superficie ▪ Muestra de Producción (separador) 	Un número de variantes disponibles para muestras en fondo de pozo, incluyendo, Low-shock, y proteger muestras para mejorar la calidad de las mismas y reducir contaminación, así como el tiempo de flujo.
Densidad aparente y de formación.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de densidad ▪ Levantamiento gravimétrico de pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de densidad es una herramienta de lectura superficial, sensible a la rugosidad del pozo. El gas aparece como alta porosidad. ▪ El levantamiento gravimétrico del pozo tiene también limitaciones de desviación debido al tamaño del hueco, pero realiza lectura profunda.
Unir registros de profundidad con otras medidas antiguas (correlación).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro SP ▪ Registro de neutrones ▪ Registro Gamma-Ray 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Casi cualquier registro puede ser usado en hueco completado para correlacionar registros OH. ▪ El gamma ray es el más simple, pero puede no ser suficiente en formaciones de carbonato por lo que es preferible la prueba de neutrón.
Permeabilidad.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Microlog ▪ NMR ▪ Presión Transitoria 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La medición Microlog mudcake es un indicador de permeabilidad. ▪ Para NMR algunos parámetros tienen que ser conocidos para computar la permeabilidad.
Propiedades mecánicas.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registros acústicos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Determinar el radio de Poisson ▪ Módulos de Young para operaciones de fracturamiento.

Objetivos a medir	Herramienta (S)/ Combinación de herramientas	Limitación/Incertidumbre
Inspección de Casing.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Caliper Mecánico ▪ Dispersión de flujo electromagnético y cambio de fase ▪ Herramienta de escaneo ultrasónico ▪ Video 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El caliper mide la superficie interior de la tubería de perforación, herramientas electromagnéticas discrimina entre la superficie interior o exterior de la tubería de perforación – pérdida de metal, dispositivos acústicos puede también proveer la rugosidad de la superficie.
Conformidad de la inyección.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spinner ▪ Presión ▪ Temperatura 	
Conectividad entre pozos.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pruebas de pulso con medidor de presión en compensación en cierre de pozos. ▪ Trazador entre pozos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La prueba de pulso de alta difusividad indica la posibilidad de alta permeabilidad entre pozos, pero es necesario determinar las capas ofensivas. ▪ Los datos de trazadores identifican conexiones entre inyectoros y productores, pero podría tardar en pozos de gran espacio.
Integridad de paquete de grava.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Detector ultrasónico de arena en fondo de pozo. ▪ Registro de la base del paquete de grava 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pueden localizarse puntos de falla.
Escala y obstrucción en tubería de producción.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro con Caliper ▪ Corrida de medidor Slickline ▪ Registro Gamma Ray para identificar NORM ▪ Medidor de presión permanente en fondo de pozo (PDG). 	Buenos indicadores en antecedentes de PDG son usados para discriminar cargas en el comportamiento de la perforación.

Fuente: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 111-112.

e. Calibración de instrumentos La calibración es definida como:

“Un conjunto de operaciones que establece, bajo condiciones específicas, la relación entre los valores indicados por un instrumento de medición, sistema de medición, valores representados por una medida materializada o un material de referencia y los valores correspondientes a las magnitudes establecidas por los patrones.”¹⁴

¹⁴ CHIVA BOIX, Jordi. Metodología y calibración de variables de control utilizadas en sistemas navales e industriales. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya, Facultad de Náutica de Barcelona, 2014. p. 78.

Tabla 4 Diagnóstico de problemas y elección de herramientas para la solución de problemas

Problema	Posibles Razones	Herramienta (S)/ Combinación de herramientas	Comentarios/ Incertidumbre
Baja Productividad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Baja permeabilidad ▪ Perforaciones atascadas ▪ Canalización o flujo cruzado. ▪ Escama, parafinas y asfáltenos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prueba de presión transitoria ▪ Achicador de muestras de sólidos ▪ Temperatura y prueba giratoria. ▪ Medidor Slickline para etiquetar llenado 	<p>Comparación del perfil de producción con corazones y registros de pozo abierto pueden distinguir entre baja permeabilidad y interferencia en perforaciones</p>
Flujo detrás de la tubería de perforación o perdidas en zonas de circulación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diferencias de presión entre zonas ▪ Perdida de energía hidráulica detrás de la tubería de producción. ▪ Encuentro natural con sistemas de fracturas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registros de temperaturas. ▪ Registros de trazador radioactivo. ▪ Activación de oxígeno ▪ Registro de imagen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presencia de zonas más frías en un registro de temperatura. ▪ La cantidad de trazador inyectado debe ser registrado por una herramienta Gamma-Ray.
Conificación por agua /gas.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diferencias significantes en movilidad ▪ Altas tasas de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registros de producción a tasas variadas. ▪ Registro de ruido para eliminar canalización. ▪ Registro de pulso de neutrón o registro de relación C/O bajo condiciones de pozo abierto y cerrado. 	<p>Dificultad para evaluar. Algunas veces se requieren múltiples herramientas en el proceso de eliminación de la conificación. Explorar la sensibilidad en las tasas de flujo y el comportamiento de la conificación.</p>
Baja Inyectividad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es similar que con baja productividad. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de temperatura y trazador radioactivo. ▪ Registro Caliper (Identificación de restricciones) ▪ Prueba de presión (Buildup o drawdown) ▪ Calidad del agua inyectada ▪ Obstrucción por arena 	<p>El registro Caliper puede ser corrido junto con otros registros para determinar los problemas de restricción en la tubería de inyección. Los flujos cruzados son causantes de problemas de llenado con arena.</p>

Problema	Posibles Razones	Herramienta (S)/ Combinación de herramientas	Comentarios/ Incertidumbre
Canalización del yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altos radios de movilidad. ▪ Gran transmisibilidad ▪ Fracturas actuando como conductos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro de producción y trazador radioactivo. ▪ Prueba de pulso o Prueba de trazador entre pozos. ▪ Registro de activación de oxígeno. 	Las canalizaciones en el yacimiento pueden ser identificados por prueba de pulso o trazador entre pozos.
Petróleo pasado por alto /Saturación remanente de aceite (SOR)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Arna estancada con contrastes en la transmisibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PNC en lapsos de tiempo y registros de relación C/O. ▪ Log-inject-log LOL con PNC ▪ Registro dieléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El registro PNC utiliza la técnica LIL con agua fresca y agua salada de inyección. ▪ Los registros dieléctricos determinan el SOR en zonas invadidas ▪ Control sobrebalance para prevenir extracción de petróleo.
Calidad del empaque de grava e integridad de la malla.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Empaquetamiento pobre. Malla defectuosa. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Densidad Gamma-Ray desenfocado. ▪ Detección de arena por ultrasonido. ▪ PLT con grava con etiquetado radioactivo y fluidos cargados. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prevenir que el flujo exceda la velocidad de erosión. ▪ El Gamma-ray puede localizar espacios en el empaque. ▪ No hay herramientas de registro de seguimiento de las condiciones de la malla de modo que las fallas se detectan después de los hechos. ▪ PLT puede identificar espacios calientes. ▪ El monitoreo de la calidad de agua ayuda tomar la tendencia de ajuste y por tanto determinar la presencia de los orificios en mallas.

Problema	Posibles Razones	Herramienta (S)/ Combinación de herramientas	Comentarios/ Incertidumbre
Zona de influencia (Calidad del cemento)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enlaces entre cemento no alcanzados ▪ Desarrollo de grietas en el cemento. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CBL ▪ Pulso Ultrasónico ▪ Registro de temperatura ▪ Activación de oxígeno con registro PNC ▪ Herramientas de detección de fugas vía ultrasónico. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El registro de evaluación de cemento da un reporte de la zona afectada antes del que pozo entre a producción. ▪ Puede ser corrido después del trabajo de la primera cementación, antes de que los equipos de perforación o completamiento sean corridos.
Calidad de la simulación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pobre conductividad entre fractura. ▪ Daños en el pozo no son la causa del pobre comportamiento del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prueba de presión transitorio. ▪ Registro de producción. 	Deben realizarse pruebas continuas para llevar a cabo la simulación.
Poca mejora en la productividad después del fracturamiento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fuera de la zona de desarrollo ▪ Zonas incompletas de cobertura resultante de los efectos de una penetración parcial 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Microsísmica ▪ Espectroscopia Multi-isotopo. 	Crecimiento de fracturas oblicuas se pueden perder en el pozo (microsísmica).
Nivel de fluido de pozo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pobre comportamiento de bombeo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sonda acústica de pozo 	Emulsión o interface espumosa gas/crudo causaría dificultades
Presión de temperatura de revestimiento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tubería con fugas. ▪ Trabajo de cementación primaria deficiente ▪ Agrietamiento del cemento. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Detección ultrasónica. ▪ Registro de ruido. 	Bajas tasas de flujo dificultan el diagnostico.

Fuente: KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 114-115.

Como se mencionó anteriormente, tener información de calidad se traduce en mayor inversión por parte de las empresas, y más que todo en aquellas tareas que son vitales para la misma. Esta información generada por el análisis de los datos, solo es posible obtenerla de acuerdo a la calidad en la medición presentada por los equipos o herramientas usados para evaluar las diferentes variables de procesos, por lo que es necesario considerar, que dichos equipos, instrumentos o herramientas se someten a cambios en su funcionamiento debido a condiciones

ambientales, estrés mecánico y envejecimiento de cada uno de los componentes que lo conforman, entre otras situaciones que de una u otra manera estarían afectando la toma de datos de calidad y, por ende, la información generada no se consideraría certera ni confiable. Es en este punto, la calibración resulta ser una solución a éste inconveniente, ya que juega como un medio para verificar el buen funcionamiento de cada una de máquinas a utilizarse, cubriéndose así, las necesidades metrológicas de las empresas; las cuales, cada día son más diversas y tecnológicamente más complejas, más aún si se habla de la industria petrolera.

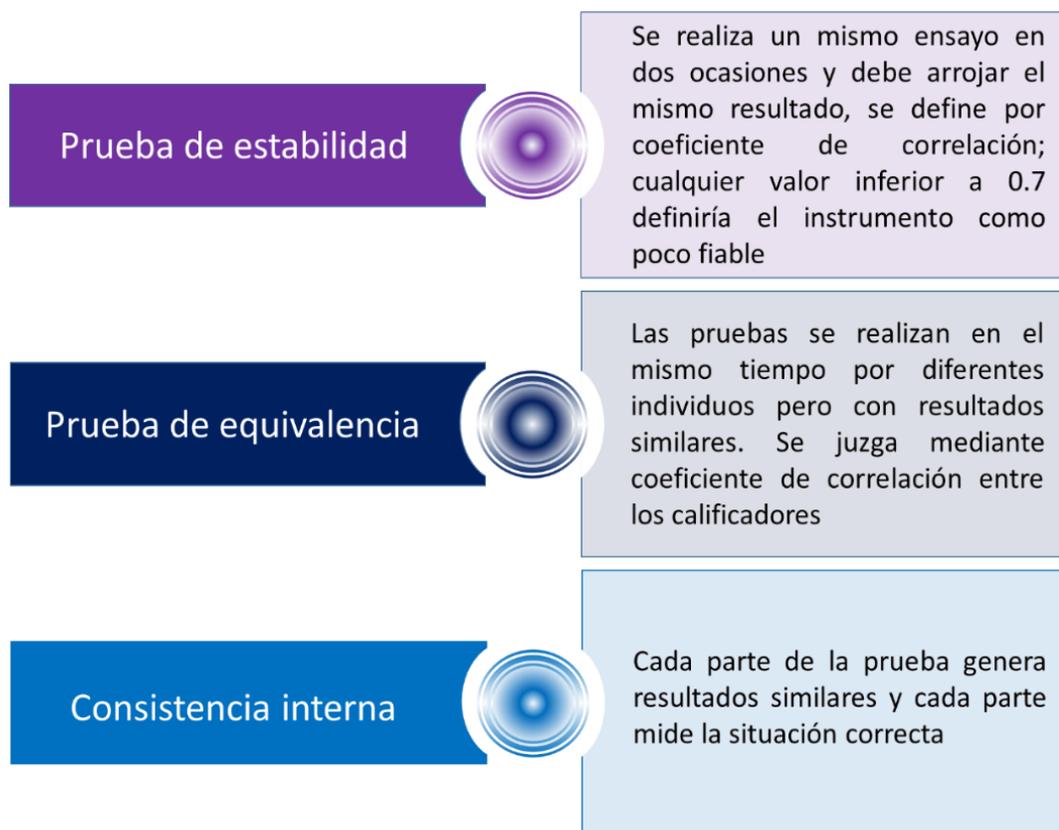
La **Figura 4** muestra la importancia que tiene de la calibración de los equipos de medición. Los instrumentos a los que se les aplica la calibración, deben pasar por una serie de procedimientos que permitan cerciorarse de que cumplan con los estándares establecidos y que se caractericen por su fiabilidad al momento de arrojar datos. La **Figura 5** describe las pruebas que se deben aplicar para ello.

Figura 4 Razones que indican la importancia de la calibración



Fuente: Con base en la información presentada en: *CHIVA BOIX, Jordi. Metodología y calibración de variables de control utilizadas en sistemas navales e industriales. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya, Facultad de Náutica de Barcelona, 2014. p. 94.*

Figura 5 Pruebas de fiabilidad de calibración



Fuente: Con base en la información presentada en: *KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p 99.*

f. Evaluación de la calidad de los datos. La evaluación de la calidad de los datos es un paso importante dado que permite corregir errores ocasionados por datos faltantes, ruido en las mediciones y valores atípicos, que de no solucionarse darían lugar a pronósticos incorrectos.

La calidad en la medición de parámetros requiere tener en cuenta características como son: la exactitud, precisión, repetibilidad, entre otras (ver **tabla 5**). Además, es importante destacar el papel que juega la frecuencia con la que se toman los datos y la calibración interna de cada instrumento usado, la cual es útil cuando se quieren comparar mediciones tomadas con equipos que presentan diferentes años de fabricación.

Tabla 5 Mediciones que permiten garantizar la calidad

Característica	Descripción
Exactitud	Medida de la capacidad de un instrumento para indicar fielmente el valor de la señal medida. Se utiliza para comparar las mediciones de un instrumento contra la de otra, para saber qué tan cercano llega a la medición exacta.
Precisión	Medida de la estabilidad de un instrumento y su capacidad de dar lugar a la misma medición una y otra vez para la misma señal de entrada sin ningún cambio por factores ambientales u otros.
Repetibilidad	Calidad de la medición que refleja la cercanía de los resultados de la misma cantidad realizado bajo las mismas condiciones.
Reproducibilidad	Es muy similar a la repetibilidad excepto que las mediciones se llevan a cabo en diferentes condiciones (es decir, en diferentes laboratorios o diferentes ubicaciones). Estos se utilizan sobre todo cualitativamente para indicar la estabilidad del instrumento y la robustez del rendimiento.
Resolución	Representa el incremento más pequeño que puede discernirse en el valor medido. En términos del sistema de medición, se cuantifica por el menor incremento en la escala o el menos importante (el dígito menos significativo) del indicador de lectura de resultados.

Fuente: Con base en la información presentada en: KIKANI, Jitendra. *Reservoir Surveillance*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p 73-75.

El hecho de que un dato sea repetitivo y reproducible, hace que la medición se considere fiable. La fiabilidad, se entiende como “la probabilidad del buen funcionamiento de algo”¹⁵ y se considera como una característica primordial para

¹⁵ REAL ACADEMIA ESPAÑOLA Y ASOCIACIÓN DE ACADEMIAS DE LA LENGUA ESPAÑOLA. Op. cit.

el uso de instrumentos ya que es la que permite darles más credibilidad y legitimidad a los datos en determinadas circunstancias, especialmente cuando la calidad de los datos se ve afectada por algunas de las siguientes razones:

- La transferencia de datos a una base de datos o sistema, debido a la manipulación interna de los mismos.
- La introducción de datos manualmente.
- El uso de convertidores de datos
- Fallas en los procesos internos del sistema: Limpieza y purga de datos.

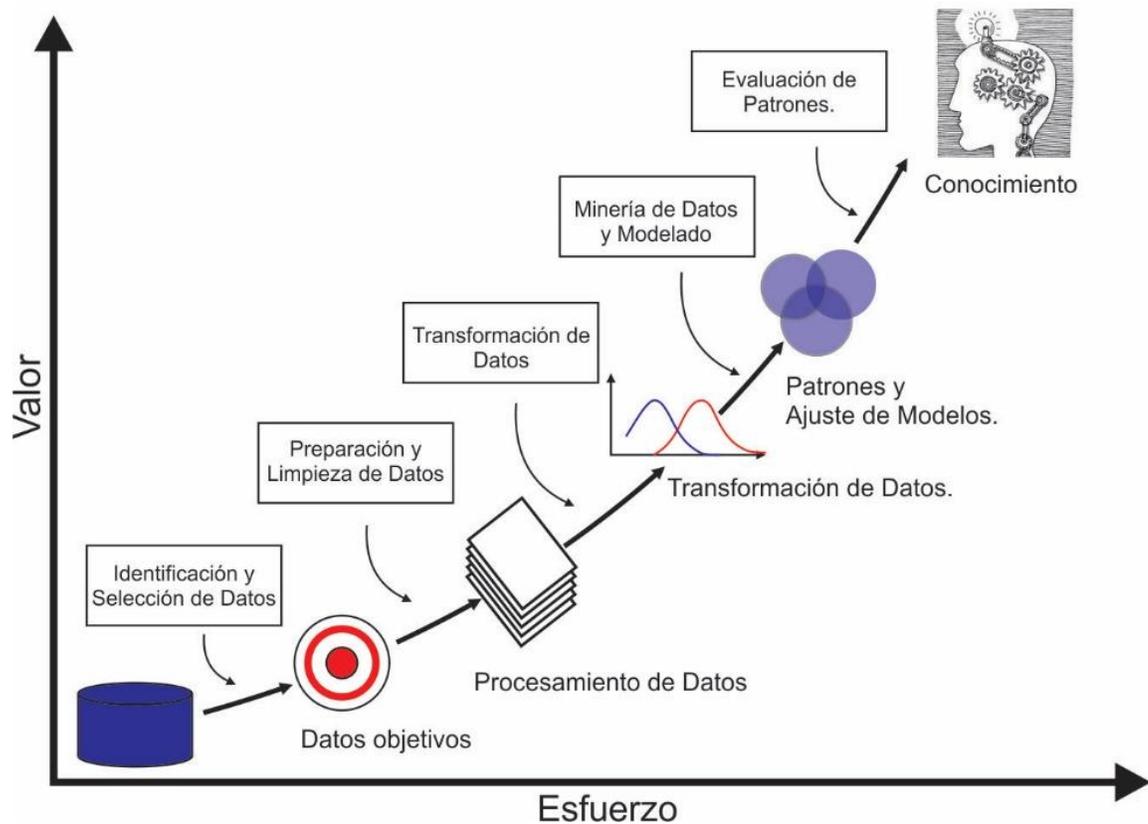
En la industria petrolera, la frecuencia con la que se actualizan los datos arrojados por la medición, dependen de dos situaciones específicas: si los datos que se están obteniendo son en tiempo real desde el fondo del pozo o no. En dado caso que los datos no sean obtenidos en tiempo real, infiere que la información será almacenada en una base de datos asignada para el instrumento utilizado y la frecuencia en la toma de datos dependerá del costo del proceso de obtención de datos, de la veracidad con la que los datos varíen y del valor que pueda tener un dato al ser medido repetidamente. Cualquiera que sea el caso, se debe considerar el ancho de banda con que los datos serán transmitidos y la cantidad de variables que se estén evaluando al tiempo.

1.4.3. Análisis de datos.

El análisis de datos implica un proceso en el cual se transforman datos en bruto con el fin último de convertirlos en conocimiento, pese a esto, el objetivo principal de hacer un análisis de los datos es utilizar ese conocimiento para resolver problemas y tomar decisiones. La **Figura 6** muestra el proceso de extracción del conocimiento. Éste proceso comienza con la selección de datos procesables que se encuentre en un grupo grande de datos, para posteriormente ser analizada matemáticamente determinando patrones y tendencias que pueda haber entre los datos para finalmente generar modelos que al aplicarlos brindarán el conocimiento

necesario para poder tomar buenas decisiones en cuanto a la administración del yacimiento logrando avances como el que presenta, por ejemplo, el campo Blake ubicado en el Mar del Norte, en dónde, los datos del medidor de fondo de pozo y del medidor submarino son transmitidos cada 15 minutos todos los días del año, lo que implica manejar con una gran cantidad de datos para convertirlos en conocimiento; para lo cual la empresa busco la manera de quitarle a sus ingenieros el trabajo de procesar los datos, automatizando la manipulación, visualización y análisis de los datos del campo.¹⁶

Figura 6 Proceso de extracción del conocimiento



Fuente: PÉREZ, María. Minería de datos a través de ejemplos. Alfaomega, 2015. p 24. Modificado por autores.

¹⁶ AL-ASIMI, Mohammad; BROWN, George; CLANCY, Tom. Et al. Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos. Oilfield Review, 2003. p. 21.

a. Limpieza y preparación de datos.

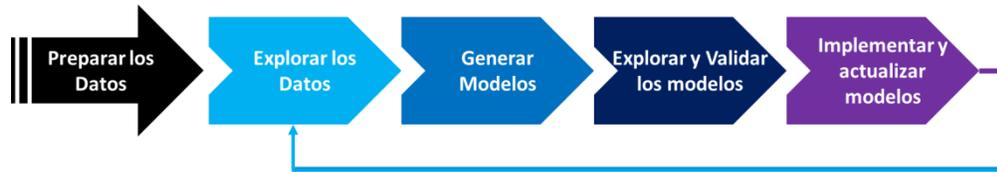
Hasta éste punto una gran cantidad y variedad de datos han sido recolectados, los cuales no todos son representativos y, por lo tanto, se empezará describiendo la limpieza y pre-procesamiento de los datos. Este paso del proceso da lugar a seguir una serie de tareas que permiten mejorar su calidad y reducir su cantidad para al final del proceso contar solo con la información que va a ser relevante para el análisis, de manera que se puedan dar conclusiones válidas. Dentro de las tareas a desarrollar se encuentran:

- Tratamiento de datos incompletos.
- Eliminación de ruido
- Filtrado de datos
- Suavizado de datos

b. Transformación de los datos. Dentro de esta etapa del proceso de extracción del conocimiento los datos son transformados para facilitar su análisis, para realizar este trabajo se cuentan con algunas técnicas como son: La normalización y el análisis adimensional.

c. Minería de datos. Se define como un proceso en el cual se transforma un conjunto de datos previamente procesados y transformados con el fin último de extraer conocimiento útil de los mismos, haciendo uso de la formulación y generación de modelos. Para lograr generar un modelo de minería de datos se requiere de un proceso mayor que incluye una serie de preguntas acerca de los datos y la creación de un modelo para contestarlas, a su vez, la implementación de un modelo de entorno de trabajo. Este proceso se puede observar en la **Figura 7.**

Figura 7 Metodología del modelo de minería de datos



Fuente: Con base en la información presentada en: LARRIETA, María Isabel y GÓMEZ, Angélica María. Minería de datos: Concepto, características, estructura y aplicaciones. En: Contaduría y administración [online]. 1998. no. 190, p. 81-82. [Citado 10, noviembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/1bXxZp>

1.4.4. Toma de decisiones.

Para que exista una orientación hacia la decisión correcta, debe existir una estructura mental que permita la obtención de información fiable. El proceso de la toma de decisiones en la industria petrolera implica desde resolver un sencillo interrogante hasta aquellas que implican decisiones extraordinarias que determinan los niveles de producción y la capacidad operativa de un campo.

Los continuos cambios del sector petrolero obligan a los directivos a tomar decisiones de manera asertiva y oportuna. Este proceso requiere de tiempo, de costos si se consideran la cantidad de factores que pueden influir en la toma de decisiones: la información y los datos requeridos, la cantidad de personas involucradas y el grado de incertidumbre que se maneje dentro del contexto en cuestión y de la experticia de quien está cumpliendo las funciones de gestión.

Los sistemas de toma de decisiones deben estar integrados y contemplados en todo momento de forma transversal lo cual propicia ambientes de confianza y flexibilidad para enfrentar las distintas barreras que puedan surgir. Entre las posibles barreras se destacan las siguientes:

- Falta de información pertinente
- Contar con información equivocada que lleva a una toma de decisiones errónea.

- Poseer demasiada información o información redundante, lo que no permite el ahorro de tiempo y una decisión eficaz.

Dentro de las herramientas que existen dentro de la industria para el tema en cuestión se encuentra el árbol de decisiones en el cual se utiliza una diagramación que permite buscar la alternativa más viable para la situación que se presenta y simultáneamente se tienen en cuenta las variables presentes en la misma, donde la clave consiste en la definición precisa del problema permitiendo determinar cuáles son los factores influyentes y relevantes. Esto permite la concentración de esfuerzos en aspectos que juegan un papel importante en la toma de decisiones¹⁷.

1.5. VIGILANCIA DURANTE LA VIDA DEL YACIMIENTO

La vida de un yacimiento se encuentra relacionada directamente con el beneficio económico que éste representa para la compañía que lo opera. Partiendo de éste hecho, diferentes son las medidas que deben tomarse para obtener el mayor provecho de la explotación del recurso energético que se ha encontrado. La **Figura 8** muestra las diferentes etapas que conforman la vida de un yacimiento desde la exploración hasta el abandono del mismo.



Fuente: GUZMÁN VEGA, Mario Alberto. *La geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero*. México D.F.: Academia de Ingeniería de México, 2010. p 4.

¹⁷ COOPERSMITH, Ellen; DEAN, Graham; McVEAN, Jason. Et al. La toma de decisiones en la industria de petróleo y gas. Oilfield Review, 2001. p. 1.

En la etapa de exploración se da el descubrimiento del yacimiento y la delimitación del mismo y una vez finalizado se entra a la etapa de evaluación que tiene el propósito de hacer una caracterización inicial del yacimiento, seguidamente el desarrollo corresponde a los procesos de perforación y completamiento, donde se obtiene información directa de los pozos perforados para complementar características propias de las formaciones y del tipo de fluido almacenado, y así llevar a cabo la producción del campo como una etapa siguiente, en la que se implementan planes de acción para la extracción del hidrocarburo. Ya, por último, el yacimiento se encontraría en etapa de abandono cuando finaliza su aporte en la producción de crudo y no necesariamente porque se haya extraído todo el recurso que fue descubierto y delimitado, sino que, debido a determinaciones económicas y comerciales, el desarrollo del campo no es rentable.¹⁸ Sin embargo, los objetivos durante el desarrollo del campo van enfocados a recuperar la mayor cantidad de crudo posible, es decir, minimizando el valor del crudo remanente.

Ahora bien, la aplicación de un plan de vigilancia, integrando a cada una de las etapas del yacimiento, tendría un gran impacto en la manera que se opera el campo debido a que la información que se manejaría desde la etapa de exploración, traería consigo la generación de información valiosa que permitiría llevar a cabo procesos más eficientes en las etapas siguientes y al mismo tiempo, la aplicación de la vigilancia sería el espacio en el que se daría una apreciación de la tecnología usada para llevar a cabo cada operación, y es que es precisamente el desarrollo tecnológico y la inversión en la misma, la que marca una clara diferencia en el manejo de un prospecto.

¹⁸ SALAS SAUCEDO, Alfredo. Estudio experimental de recuperación mejorada por efecto de Joule en un yacimiento fracturado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2012.

La **Tabla 6**, muestra las diferentes etapas de la vida de un yacimiento y una manera de ver el planteamiento inicial de una vigilancia con la formulación de objetivos en cada etapa. La posibilidad de darle solución oportuna a los diferentes problemas que se presentan durante el desarrollo de cada una de las etapas, es lo que definirá la efectividad en la ejecución del plan de vigilancia, y de esta manera, la información que se genere en cada una de las etapas dará en conjunto el conocimiento del campo.

Tabla 6 Desarrollo de las etapas de la vida del yacimiento

Etapas	Sub-etapas	Objetivos	Parámetro
Exploración	Descubrimiento	Evaluar el riesgo y la integridad del prospecto	Topes de las formaciones
			Estructura
			Identificación de las zonas productoras
	Delimitación del Yacimiento	Evaluar la incertidumbre volumétrica	Pay Neto/ Espesor
			Porosidad/Permeabilidad
			Contacto entre los fluidos
Evaluación	Caracterización del Yacimiento	Reducir la incertidumbre del yacimiento	Cálculo de Reservas
			Calidad del yacimiento
		Tipo de yacimiento	Contactos
			Propiedades de la roca
			Propiedades del fluido
			Yacimiento Saturado
			Yacimiento Sub-Saturado
		Establecer el área de desarrollo	Tipo de empuje
			Compartimentación
			Comportamiento de fases del fluido
Determinar los parámetros de producción	Extensión del yacimiento		
	Conectividad		
Desarrollo	Perforación	Comprobar condiciones del pozo	Integridad del pozo
			Tipo de cementación
	Completamiento	Implementación de sartas	Estado Mecánico
Producción	Seguimiento	Crear historial de producción	Facilidades en superficie
			Distribución de los datos de producción
		Definir relaciones de producción	Pruebas de presión
			GOR
			WOR

Etapas	Sub-etapas	Objetivos	Parámetro
Producción	Seguimiento	Maximizar la producción y minimizar la declinación	Permeabilidad
			Presión anormal en el anular
		Diagnóstico y remediación de problemas	Fugas de tuberías
			Corte de agua
		Optimizar la recuperación de recursos	Presión del yacimiento
			Método de Recuperación
			Productividad e inyectabilidad
			Características de estimulación de fractura
			Calidad del empaquetamiento con grava
Abandono	Comercialmente, económicamente, ya no es atractivo monetizarlo, producirlo, el campo ya no es un negocio.		

Fuente: *KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 103. Modificado por Autores.*

2. CASOS DE APLICACIÓN DE LA VIGILANCIA DE YACIMIENTOS EN EL MUNDO.

En la industria petrolera se encuentran numerosos casos de éxito con la aplicación de la vigilancia en pro de mejorar la forma en que se desarrollan los campos petroleros. A continuación, se dan tres ejemplos en los que se ven aplicados los principios de la vigilancia.

2.1. CAMPO SHUSHUFINDI¹⁹

El campo Shushufindi-Aguarico fue descubierto en 1969 con un volumen estimado de 3700 millones de barriles de petróleo original en sitio y con un área de 400 Km² se convierte en el campo más grande del Ecuador, se encuentra ubicado en la cuenta Oriente, en las provincias de Sucumbios y Napo del noroeste de Ecuador como se muestra en la **Figura 9**. La estructura del yacimiento de edad Cretácico corresponde a un anticlinal asimétrico de bajo relieve. Las formaciones fueron depositadas en un ambiente sedimentario transgresivo-regresivo debido a fluctuaciones globales del nivel del mar. Se considera que el campo aporta más del 10% de la producción total de hidrocarburos de Ecuador.

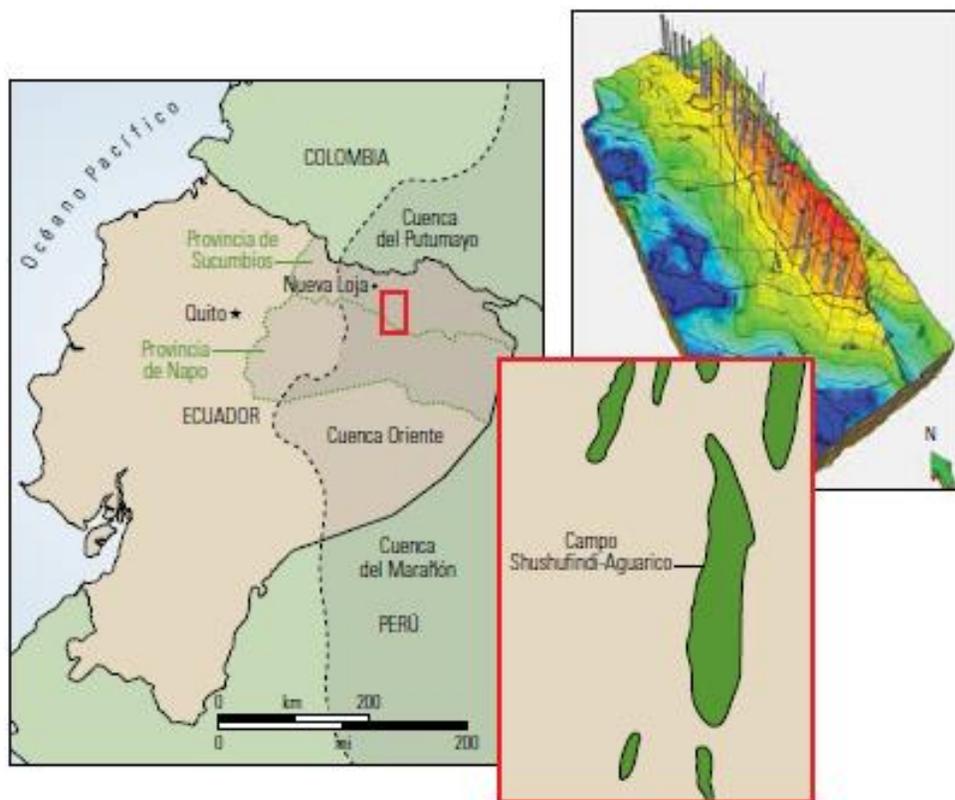
2.1.1. Descripción del Problema.

El campo Shushufindi inicio con su producción en el año de 1972 con una tasa de 19200 bbl/d de petróleo sin producción de agua, alcanzando el pico máximo de producción en el año de 1977 con 120000 bbl/d de petróleo y un bajo corte de agua. Sin embargo, con el descenso de la presión el acuífero avanzó en el

¹⁹ BIEDMA, Daniel; CORBETT, Chip; GIRALDO, Francisco. Et al. Shushufindi: El renacimiento de un gigante. En: Oilfield Review, 2014, vol. 26. no. 3.

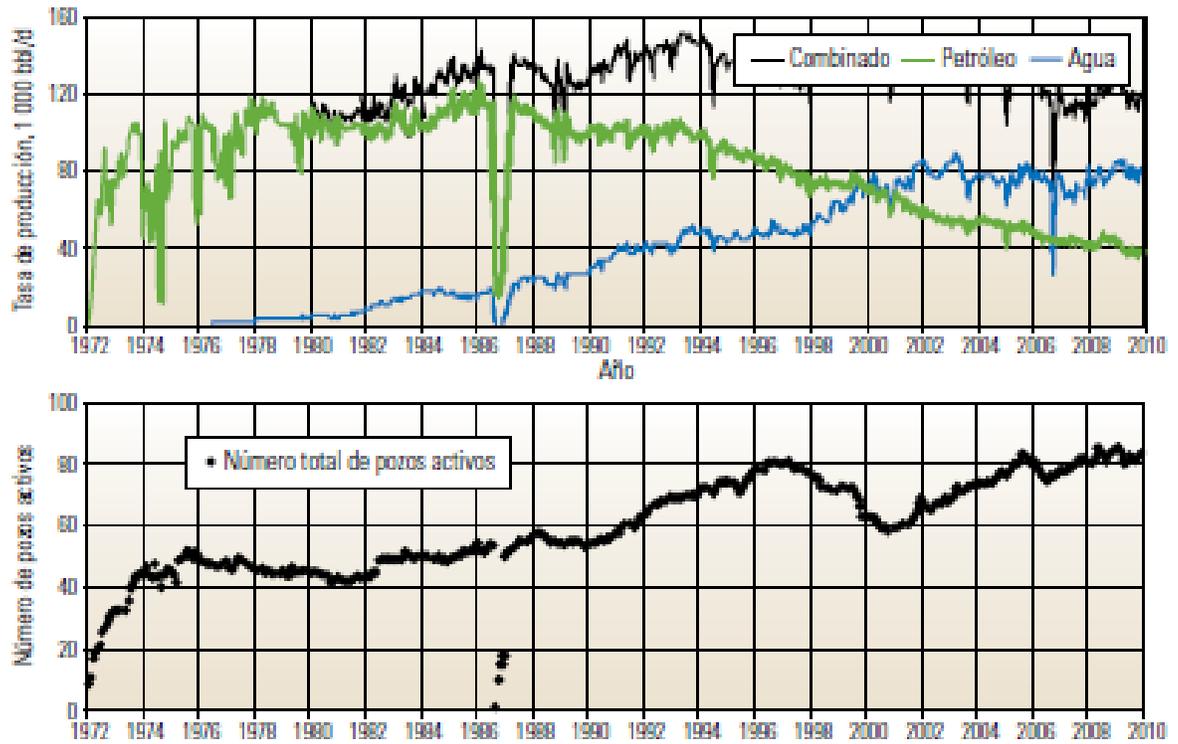
yacimiento y así para el año de 1994 la producción fue de 100000 bls/d de petróleo y 40000 bls/d de agua con tendencia a aumentar de forma proporcional hasta alcanzar 130000 bls/d de líquidos producidos. Es para el año 2010 que el 35% de la producción total de líquidos era petróleo (como se observa en la **Figura 10**) por lo que el gobierno de Ecuador invitó a un grupo de compañías a presentar propuestas para la revitalización del campo de lo que surgió el consorcio Shushufindi S.A (CSSPD) integrada por Schlumberger, la compañía Argentina E&P Tecpetrol S.A y la firma multinacional de capital privado Kohlberg Kravis Roberts & Co LP.

Figura 9 Ubicación Campo Shushufindi.



Fuente: BIEDMA, Daniel; CORBETT, Chip; GIRALDO, Francisco. Et al. Shushufindi: El renacimiento de un gigante. En: Oilfield Review, 2014, vol. 26. no. 3. p. 47.

Figura 10 Historia de Producción del campo Shushufindi



Fuente: BIEDMA, Daniel; CORBETT, Chip; GIRALDO, Francisco. *Et al. Shushufindi: El renacimiento de un gigante. En: Oilfield Review, 2014, vol. 26. no. 3. p. 48.*

2.1.2. Solución del problema.

Para la revitalización del campo Shushufindi se requirió del trabajo en equipo de profesionales técnicos y de operaciones dedicado al estudio del campo y la propuesta de acciones específicas una vez el contrato del consorcio Shushufindi iniciara sus labores. Es así como para inicios del proyecto se incluyó la perforación de 22 pozos y la ejecución de 25 remediaciones y, desarrollaron estrategias para revisar las instalaciones de superficie existentes con el fin de mejorar la productividad de la instalación. Otras actividades que se realizaron para lograr la revitalización del campo fueron:

- Uso de la base de datos general de los pozos existentes para el desarrollo de un modelo estático confiable y un modelo de yacimiento dinámico realista para Shushufindi.

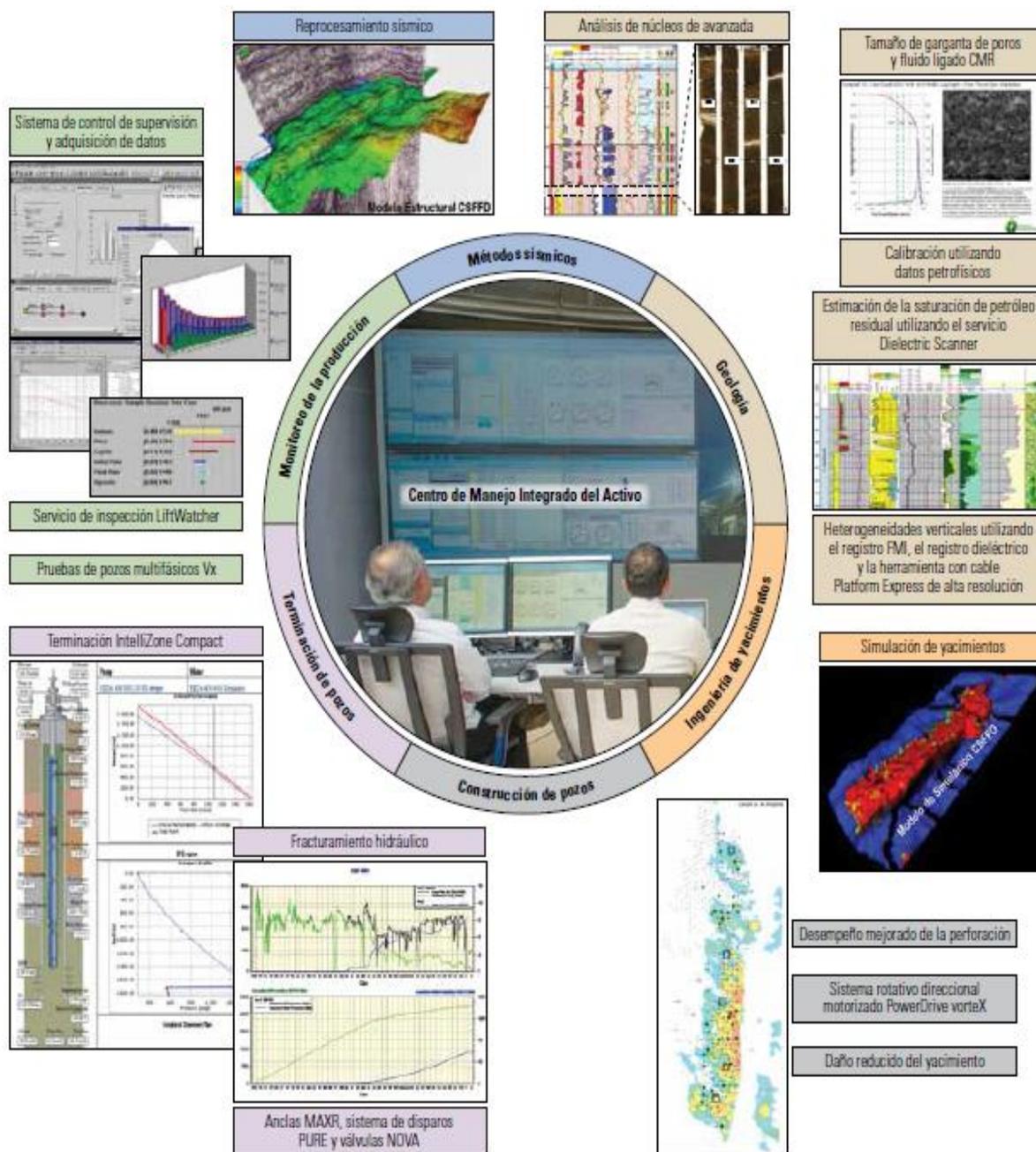
- Se idearon planes para el monitoreo continuo y la modernización de las instalaciones y las operaciones de producción a fin de minimizar el tiempo no productivo (NTP) y la producción diferida.
- A nivel de yacimiento se incluyeron análisis de núcleos, extensos conjuntos de registros, análisis de fluidos y el reprocesamiento de los datos sísmicos para reducir la incertidumbre asociada con los yacimientos y construir una base de datos para la actualización del modelo estático.

Cada una de estas actividades que han permitido el desarrollo del campo con base en las estrategias planteadas por el Consorcio Shushufindi se muestra en la **Figura 11**.

2.1.3. Observaciones.

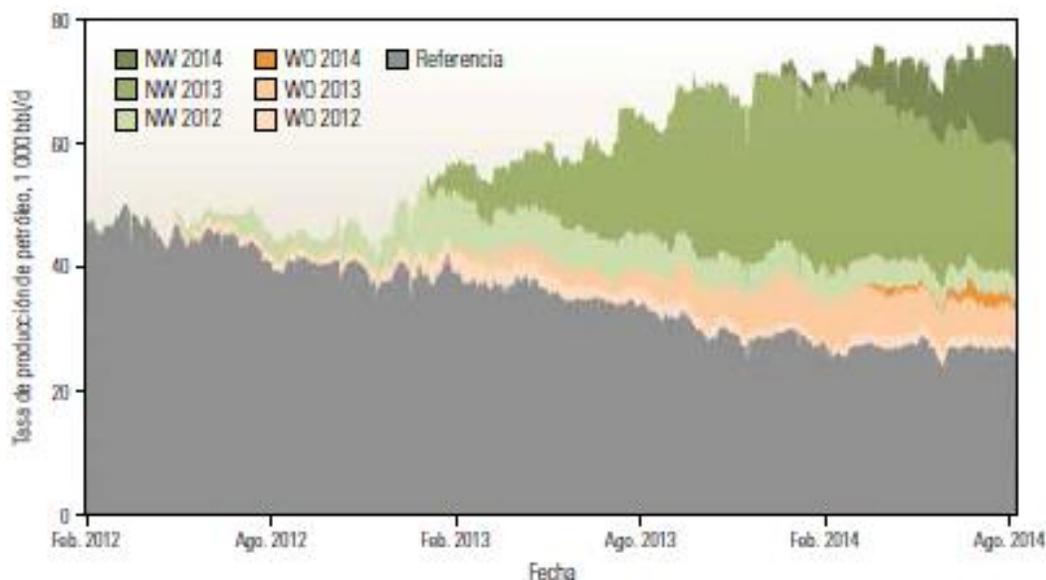
La integración multidisciplinaria en el Campo Shushufindi, ha sido la clave para llevar al campo a un nivel de desarrollo óptimo con la ayuda de nuevas tecnologías, lo que ha permitido unir los esfuerzos desde las diferentes áreas para cumplir con el objetivo de mantener un mejor manejo del yacimiento. Dichos esfuerzos se ven reflejados al contrarrestar la disminución en la producción que se registraba para el 2010, lográndose revertir la declinación de más de 20 años del campo representado en un aumento de 45000 Bls/d a 75000 bls/d de petróleo, es decir, incrementándose en un 60% la producción de petróleo desde el 2012 a agosto del 2014 tal y como se observa en la **Figura 12**, donde el color gris representa la producción de petróleo de referencia y la producción incremental se puede observar por año dividiéndose en operaciones de remediación (WO) y la perforación y terminación de pozos nuevos (NW) activos.

Figura 11 Etapas del desarrollo del campo Shushufindi a partir de la integración multidisciplinaria.



Fuente: BIEDMA, Daniel; CORBETT, Chip; GIRALDO, Francisco. Et al. Shushufindi: El renacimiento de un gigante. En: Oilfield Review, 2014, vol. 26. no. 3. p. 56.

Figura 12 Incremento de la producción en campo Shushufindi.



Fuente: BIEDMA, Daniel; CORBETT, Chip; GIRALDO, Francisco. Et al. *Shushufindi: El renacimiento de un gigante*. En: *Oilfield Review*, 2014, vol. 26. no. 3. p. 62.

2.2. CAMPO BURGAN (THE GREATER BURGAN)²⁰

Es un campo petrolero onshore y tal y como se muestra en la **Figura 13** está ubicado en Kuwait, mediano este, fue descubierto en el año de 1938 e inició su producción en 1946 y cuenta con más de 1000 pozos. Cubre un área superficial de aproximadamente 829 Km². Las cuatro unidades principales del yacimiento son el Wara, el Mauddud, la tercera arena de Burgan, y la cuarta arena de Burgan y otras unidades contribuyentes son los embalses de Minagish, Marrat y Zubair, aunque la formación con mayor aporte en la producción es la formación Wara y es del Cretáceo Superior. Actualmente, éste campo cuenta con una producción de petróleo de 1.200.000 barriles por día, la producción actual de gas es de 550 × 10⁶ pies cúbicos / día, el pico de producción (petróleo) alcanzado es de 2.410.000

²⁰ SAMEER FEISAL. Desai; HUSSAIN ZUYED, Al-Ajmi; JAMALH, Al-Humoud y NAZMUL, Gazi [online]. Development of an Integrated Reservoir-Surveillance Process for World's Second-Largest Field in Kuwait. Society of Petroleum Engineers, 2009. [Citado 29, noviembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/L2ISy9>

barriles por día y las reservas para el campo se estiman en 44.000 millones de barriles.^{21 22 23}

Figura 13 Ubicación Campo Greater Burgan



Fuente: Packers Plus [online]. StackFRAC system revives non-producing open hole Horizontal wells. Kuwait. s.f. [Citado 09, diciembre de 2016]. Disponible en: <http://bit.ly/2gFjQSs>

2.2.1. Descripción del Problema.

Debido al gran potencial del campo Greater Burgan y su aporte a la producción mundial en petróleo, el conocimiento del yacimiento ha sido el principal objetivo para la administración del campo debido a su extensión y tamaño. Las tendencias de agotamiento, el barrido eficiente de crudo y el aprovechamiento del potencial

²¹ NAYEF, Mazin [online]. Renewable Energy at Kuwait Great Burgan Oil Field. Society of Petroleum Engineers, 2013. [Citado 04, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/NNLq73>

²² AL-SHAMMARI, Hanaa; BORA, Anup; SINGH, Bharat y MISHRA, Kumar [online]. Understanding the True Potential of a Major Reservoir Sabriyah (Upper Burgan) of Kuwait Oil Company. Society of Petroleum Engineers, 2012. [Citado 04, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/vNB7jY>

²³ SU, Ho-jenn; ABDULLA, Farida; ORJUELA, Jaime y GHEORGHIU, Sorin [online]. Advanced Reservoir Management of Greater Burgan Field. Society of Petroleum Engineers, 2011. [Citado 04, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/pXvE4s>

restante del yacimiento, se convierten en los puntos a trabajar y estudiar en el plan de vigilancia.

2.2.2. Solución del problema.

El plan de vigilancia se ha implementado con el propósito de mantener la producción, básicamente cuenta con un aumento en la actividad de los pozos y una mejora en la capacidad de producción. Se han llevado a cabo la perforación de pozos planificados, que incluyen pozos horizontales de alta producción en las arenas de mayor potencial petrolífero. Estos proyectos de perforación han requerido a su vez que el plan de vigilancia se desarrolle de manera organizada para tener un monitoreo eficiente y completo del yacimiento asegurando que se adquieran suficientes datos existiendo procesos estándar para administrar e interpretar los datos adquiridos. Estos datos de vigilancia agregan valor a través de beneficios incrementales en términos de ganancia de producción o reducción de agua, e incorporando datos en los estudios en curso de manejo de yacimientos y mapas.

La implementación del plan de vigilancia en el campo se ha podido identificar en cuatro etapas. La primera etapa básicamente ha sido la recopilación de información implementando actividades como: Pruebas de pozos portátiles, presión estática de fondo de pozo (SBHP), presión de fondo fluyente (FBHP, por sus siglas en inglés), acumulación de presión, captura de neutrones pulsados (PNC) y Prueba de registro de producción (PLT). La segunda etapa es la Interpretación de los datos e identificación de la adición de valor, en la que los grupos multidisciplinarios son los que realizan la selección de los datos de calidad y representativos, cuyo manejo se traducen, ya sea en mayor producción de barriles de petróleo o en reducción en la producción de agua y gas, así como la adición en reservas, de ahí el valor de la información adquirida con base a las decisiones tomadas en las diferentes áreas de vigilancia del campo. La tercera etapa del proceso de vigilancia llevado a cabo en éste campo es la cuantificación

del valor en la información para justificar la selección de los datos debido a que es un proceso costoso. La cuarta etapa son los puntos de referencia y directrices, en donde se indica el uso de herramientas para la obtención de información de valor y el desarrollo de modelos que permitan mantener un control sobre los cambios que se presentan durante la vida productiva del campo.

2.2.3. Observaciones

El plan integrado de vigilancia de yacimientos para el campo Burgan se desarrolló sobre la base de los resultados del estudio de los datos históricos de vigilancia, interpretación, acciones de seguimiento, valor generado y retroalimentación. A través de este proceso, se recomiendan puntos de referencia y directrices para futuras necesidades de vigilancia para las categorías principales que cubren la mayor parte del plan anual de vigilancia del campo Greater Burgan.

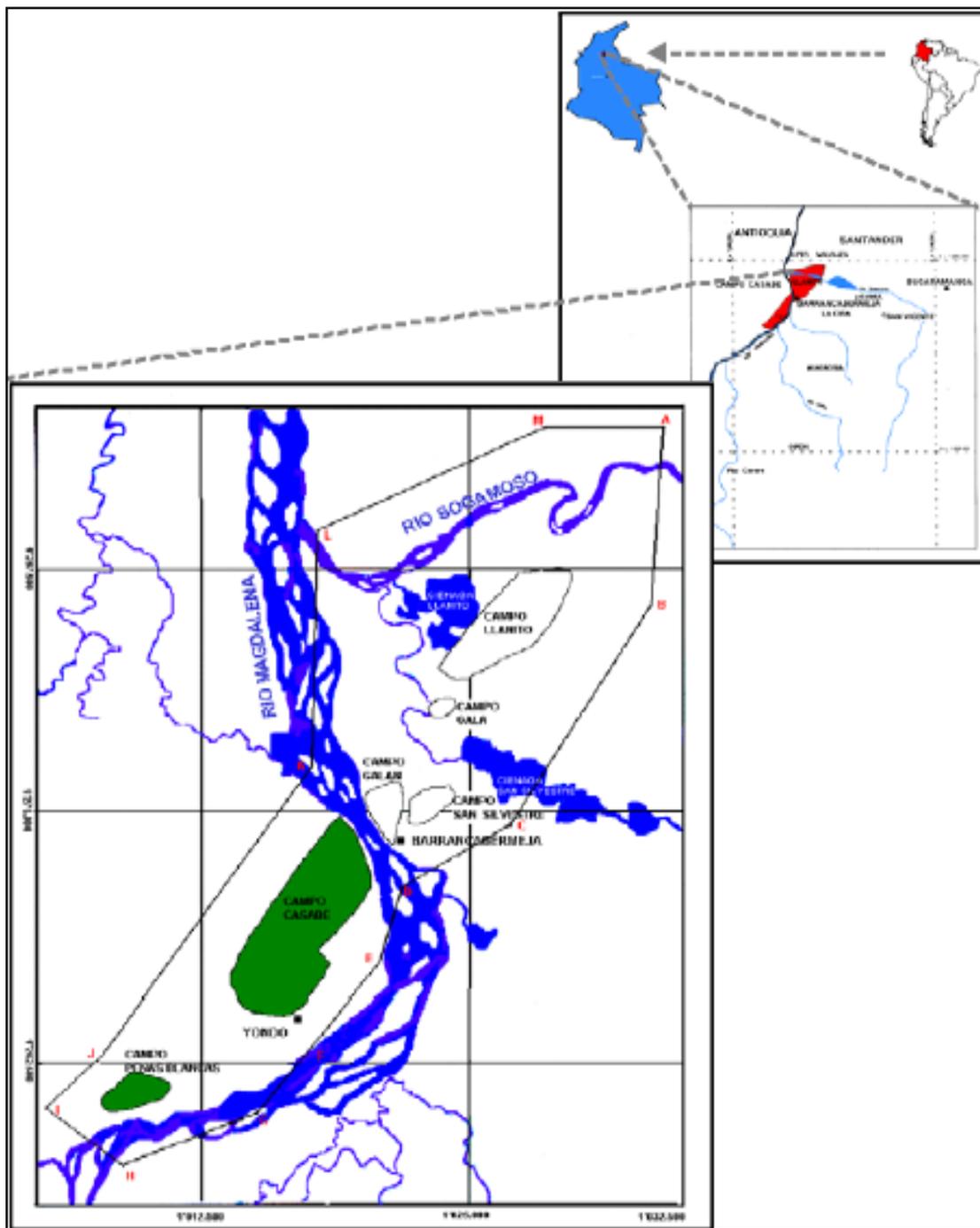
2.3. CAMPO CASABE²⁴

Es un campo maduro que como se puede observar en la **Figura 14** se encuentra ubicado en el Valle Medio del Rio Magdalena en el municipio de Yondó, Departamento de Antioquia-Colombia.

El campo fue descubierto en el año de 1941 por la Empresa Condor Shell. Para el año de 1958 alcanzó un máximo desarrollo con la perforación de 448 pozos productores alcanzando el mayor pico de producción registrado en el año de 1954 con 46.000 BOPD. La estimación de reservas para el campo es de aproximadamente de 1700 millones de barriles. El campo se encuentra seccionado por un total de 8 bloques tal y como se puede observar en la **Figura 15**.

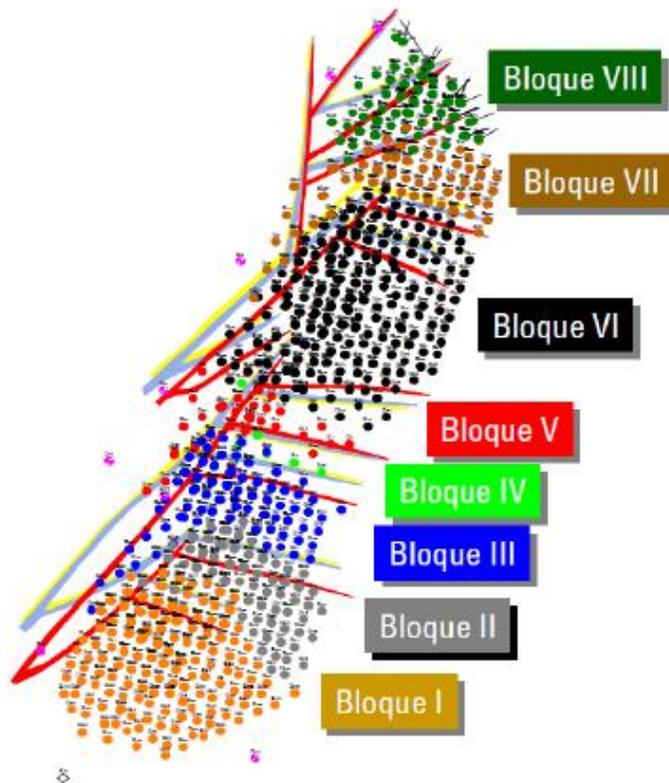
²⁴ AGUDELO, O.; ACOSTA, T.; TELLEZ-MEJÍA, C. Et al. [online]. Casabe: Water Injection Optimization and Surveillance in a Mature Field. Society of Petroleum Engineers, 2016. [Citado 10, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/GVy4Gp>

Figura 14 Localización de Campo Casabe



Fuente: MAYORGA H., Diana Lorena. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el Campo Casabe. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2011. p. 20.

Figura 15 División por bloques de Campo Casabe.



MAYORGA H., Diana Lorena. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el Campo Casabe. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011. p. 22.

Básicamente el campo se ha caracterizado por el método de recuperación secundaria de inyección de agua iniciados desde el año 1979 por Ecopetrol S.A y se fue extendiendo por todo el campo hasta desarrollarse patrones de inyección de 5 pozos.

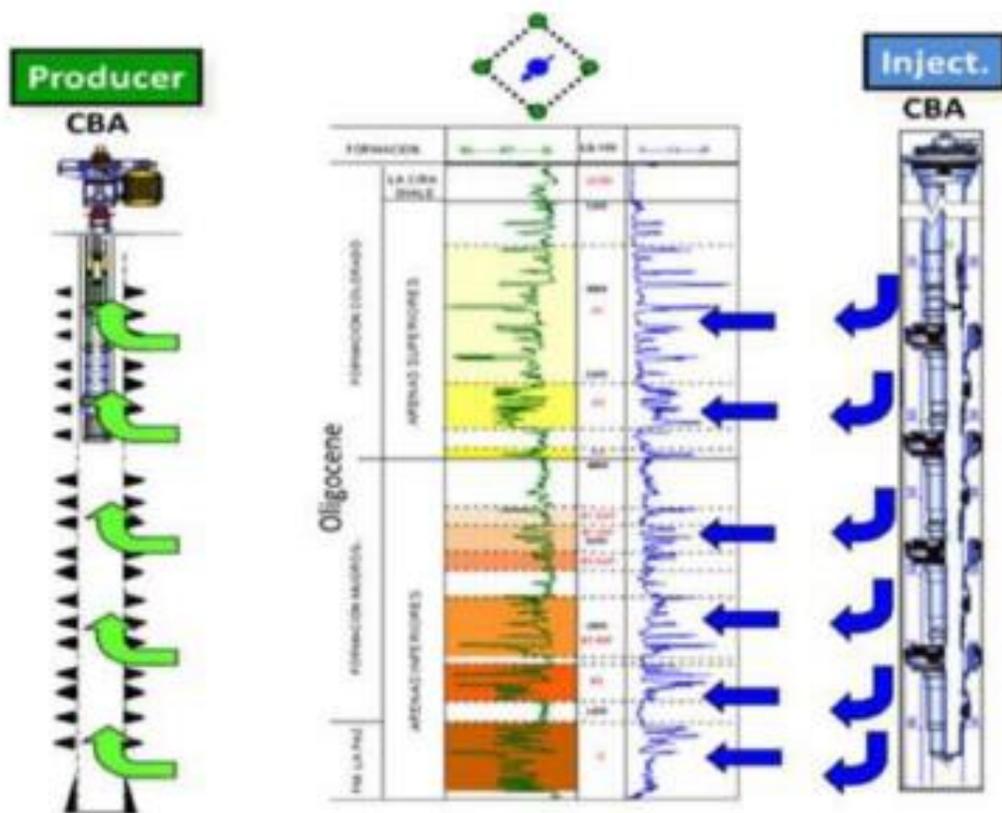
Campo Casabe es un campo que presenta grandes retos debido al alto grado de heterogeneidad presente en el yacimiento, combinado con una movilidad desfavorable para la puesta en marcha de procesos de inyección de agua y alta producción de sedimentos debido a la pobre consolidación del yacimiento.

Adicionalmente, se ha presentado hasta la fecha incremento en el corte de agua, alta declinación en la producción e inestabilidad.

Para el 2004, se da la primera alianza tecnológica entre Ecopetrol S.A y la compañía de servicios, con el propósito de implementar tecnología de vanguardia, aplicar técnicas de manejo de yacimientos por sonidos y reducir costos.

Desde el 2007, se implementó una estrategia general en el campo con la inyección selectiva de agua lo que requirió la perforación de nuevos pozos inyectoros y el recompletamiento de pozos antiguos. La **Figura 16** muestra en qué consiste éste sistema de inyección.

Figura 16 Sistema de producción con Inyección selectiva en Campo Casabe.



Fuente: AGUDELO, O.; ACOSTA, T.; TELLEZ-MEJÍA, C. Et al. [online]. Casabe: Water Injection Optimization and Surveillance in a Mature Field. Society of Petroleum Engineers, 2016. [Citado 10, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/GVy4Gp>. p. 2.

2.3.1. Descripción del problema.

Los Bloques VII y VIII de campo Casabe, presentaron incrementos en la producción de agua en un 10%, alcanzado un valor total de un corte de agua del 90%, mientras que a nivel del campo este valor rondaba el 80%. Adicionalmente, estos bloques presentaron una caída del 20% en la producción de crudo y un incremento del 30% en producción de fluidos entre el 2012 y mediados del 2013, y aun bajo la perforación de nuevos pozos, se siguieron presentando problemas en la producción.

2.3.2. Solución del problema.

La situación que se presentaba, llevó a los ingenieros a buscar las causas del problema presentado en estos dos bloques, lo que llevó a la identificación de retos tales como:

a. En las condiciones del Yacimiento se observa: Alta heterogeneidad, Continuidad limitada de las arenas, arenas no consolidadas y presencia de arcilla y elementos radioactivos, alta producción de sedimentos y pobre movilidad.

b. Manejo Histórico del Campo se observa: Se desarrollaron prácticas tradicionales y empíricas, ausencia de control y monitoreo del volumen de poro inyectado y líquido producido por cada formación, presenta una limitada vigilancia histórica, mezclado de producción ausencia de registros de producción.

c. En el proceso de inyección de agua se observa: Inyección preferencial, influjo de agua, colapso de casing, ruptura temprana de agua, inestabilidad metodológica en la aplicación de vigilancia para el factor de utilidad, volúmenes de poro inyectado o en el factor de recuperación durante la etapa secundaria.

d. A nivel operacional se observa: Frecuentes cortes de energía, opciones limitadas en el manejo de arena en la condición del pozo, afectando negativamente la producción de aceite, medidas pobres.

Una vez identificados cada uno de los retos, se implementaron mejoras sobre la metodología para solucionar los problemas presentes, desarrollando pruebas PVT y estudios petrofísicos para generar un análisis simulado basado en las teorías clásicas de Buckley-Leverett o Dykstra Parsons; como técnicas de soporte, acopladas al análisis Monte Carlo para así calcular las eficiencias volumétricas y de desplazamiento las reservas.

El siguiente punto fue identificar las zonas en las que se debía priorizar la implementación de la metodología, teniendo como parámetro las zonas con mayor cantidad de aceite remanente, cumpliendo con: seleccionar patrones por el principio de Pareto teniendo como criterio un balance entre aceite remanente y complejidad de intervención operacional, realizar un análisis detallado de la fracción de contacto para afinar el modelo analítico y obtener resultados precisos, conducir una evaluación geológica de la conectividad areal y vertical, y calcular la tasa de inyección por yacimiento, estableciendo los objetivos de volumen de poro inyectado para obtener un pronóstico de la producción de aceite.

Definir los parámetros claves para la optimización de la vigilancia en el proceso de inyección de agua fue el mayor paso en la metodología. Sin embargo, parámetros que obtuvieron mayor éxito durante su implementación debido a la tecnología implementada fueron: lograr la inyección de tasas de agua (identificando fallas en las válvulas regulados del sistema de inyección (WFR), aplicación de químicos para controlar el hinchamiento de arcillas, para evitar el taponamiento por depositación de inorgánicos), mayor vigilancia de la presión del yacimiento (tanto en pozos productores como inyectoras) y cumplimiento en la producción de aceite (realizando pruebas de registro de producción (PLTs) para la identificación oportuna de problemas principalmente)

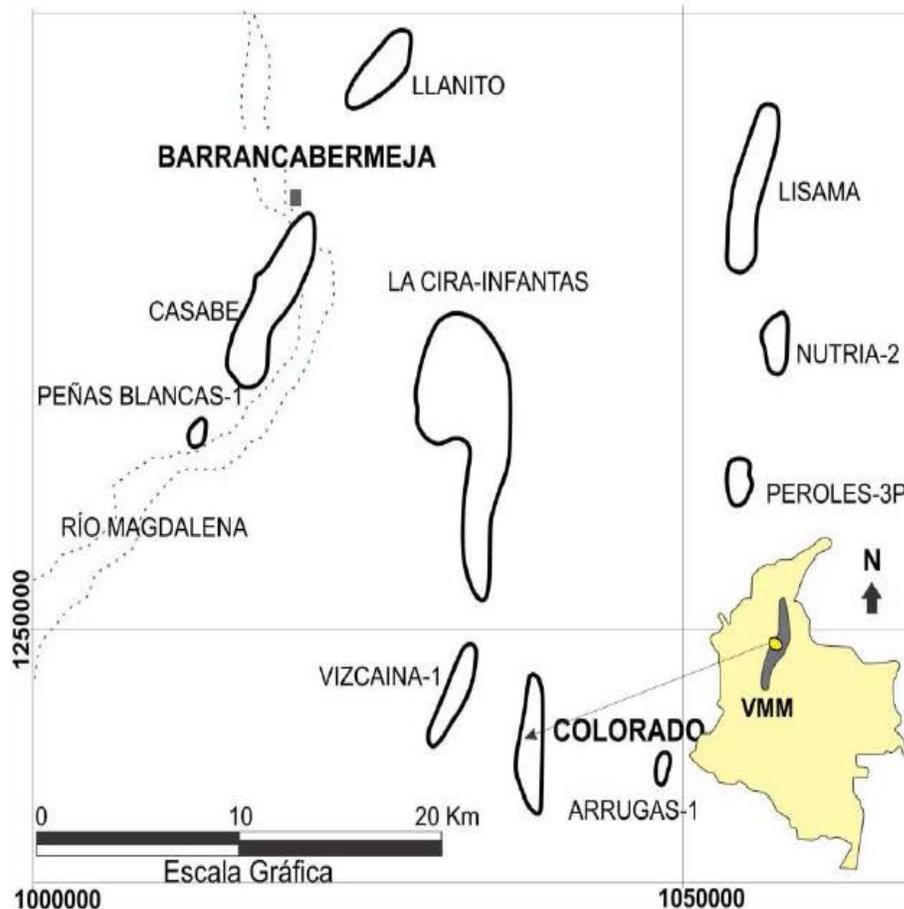
Todo este proceso metodológico fue puesto en marcha en octubre de 2015 para los Bloques VII y VIII del Campo Casabe

2.3.3. Observaciones.

La implementación de esta metodología modificada con fines de optimizar la producción en el campo, dio como resultado la disminución del 91% al 74% en el corte de agua, afectando positivamente la producción de aceite para obtener en promedio 459 BOPD por año. Con la nueva configuración de los pozos, basados en los cálculos de la inyección optimizada de agua, se alcanzaron el 61% de las metas.

Los logros obtenidos por la implementación de la metodología y su vigilancia hicieron posible la coordinación entre los diferentes equipos de trabajo integrado por ingenieros de yacimientos, ingenieros de producción e ingenieros de inyección.

Figura 18 Localización de Campo Escuela Colorado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).



Fuente: BEDOYA, Julie; MIER, Ricardo y Cruz, Luis. Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al Campo Colorado. En: Boletín de Geología. Abril-Junio, 2016. vol 38. No. 2. p. 102.

3.1. RESEÑA HISTÓRICA DE CAMPO ESCUELA COLORADO²⁶.

Campo Colorado, fue operado inicialmente por la empresa Tropical Oil Company - TROCO- en el año de 1923. Desde entonces y hasta el momento, se pueden

²⁶JEREZ ROJAS, Karent Y. Optimización de la producción del Campo Escuela Colorado mediante un análisis de desempeño utilizando software especializado. Tesis de Grado. Bucaramanga: Universidad Industria de Santander. 2014.

resaltar cuatro etapas principales en las que se dieron hechos importantes en el desarrollo del campo.

a. En los años de 1923-1924:

- Se descubrió el pozo C-2 (1924).
- Se perforaron siete pozos en total.
- Fueron abandonados seis pozos debido a problemas mecánicos, alta producción de gas o agua y pozos secos.
- Se identificó una capa de gas en el yacimiento debido a la presencia de gas en la unidad C.

b. En los años de 1945-1946:

- Se realizaron estudios y pruebas al interior del campo, con resultados satisfactorios por parte de TROCO.
- Se llevó a cabo la perforación del pozo C-9 con buenos resultados lo que motivó la perforación de siete pozos más. De los ocho pozos perforados, los pozos C-14 y C-15 fueron acuíferos y el resto productores.

c. En los 1953-2006:

- ECOPETROL S.A pasa a ser la empresa operadora del campo.
- Se dio el desarrollo completo del campo con la perforación de sesenta y un pozos para un total de setenta y seis pozos perforados.

d. Junio de 2006:

- Se lleva a cabo la firma del convenio interadministrativo entre ECOPETROL S.A y la Universidad Industrial de Santander, lo que da origen a Campo Escuela-Colorado.
- Entre las estrategias de la universidad para desarrollar el campo, trabaja en conjunto con Worldwide Energy Investments LTD (Weil Group Limited) como aliado tecnológico.

3.2. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA²⁷

La evolución tectónica del VMM has sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por la tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos.

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con convergencia al occidente. Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno. Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica

²⁷ DUQUE ARIAS, Carlos Andrés. Informe geológico final Campo Colorado. Barrancabermeja: ECOPETROL S.A. Gerencia Magdalena Medio, 2003. p. 12.

representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

3.3. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENTA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.²⁸

La **Figura 19**, muestra la disposición de las diferentes formaciones en la estratigrafía de la cuenca del VMM, sin embargo, se definirán solo aquellas que son representativas para Campo Escuela Colorado, las cuales son Fm. La Paz, Fm. Esmeraldas, Fm. Mugrosa y Fm. Colorado.

3.3.1. Formación La Paz (Eoceno Medio).

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso

3.3.2. Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío).

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”

²⁸ *Ibíd.*, p. 17-18.

Figura 19 Estratigrafía de la cueca del Valle Medio del Magdalena.

SISTEMA	SERIE	UNIDAD LITOESTRATIGRAFICA	SIM-BOLO	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
						CUAT.:
T E R C I A R I O	MIOCENO	GRUPO MESA	TQ		Terrazas y aluviones Gravas, arenas y conglomerados. Espesor: 300 - 545 m.	
		GRUPO REAL	Tmp		Discontinuidad estratigráfica (?) Areniscas, lodolitas y conglomerados. Espesor: 500 - 700 m. Discontinuidad estratigráfica (?)	
	OLIGOCENO	GRUPO CHUSPAS	FM. COLORADO	Tom		Lodolitas rojas y areniscas conglomeráticas. Espesor: 935 - 1.250 m.
			FM. MUGROSA	Teo		Lodolitas y capas delgadas de areniscas. Espesor: 550 - 850 m.
	EOCENO	GRUPO CHIRRE	FM. ESMERALDA	Tpe		Areniscas, lodolitas y capas delgadas de carbón. Espesor: 160 - 575 m.
			FM. LA PAZ			Areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada. Espesor: 240 - 800 m.
	PAL.		FM. LISIANA			Lodolitas areniscas y capas delgadas de carbón. Espesor: 300 - 950 m.
	C R E T A C I O	SUPERIOR	FM. UMIR	TKs		Lodolitas con concreciones ferruginosas y capas explotables de carbón. Espesor: 800 - 1.400 m.
			FM. LA LUNA	Kalc		Calizas, lodolitas calcáreas, concreciones calcáreas y rocas fosfóricas. Espesor: 280 - 630 m.
		INFERIOR	FM. SIMITI	Kbal		Lodolitas principalmente, areniscas y calizas en menor proporción. Espesor: 250 - 660 m.
FM. TABLAZO			TKI		Calizas y lodolitas calcáreas. Espesor: 240 - 325 m.	
FM. PAJA					Lodolitas y areniscas. Espesor: 150 - 625 m.	
FM. ROSA BLANCA					Calizas, lodolitas y areniscas. Espesor: 290 - 450 m.	
		FM. CUMBRE			Areniscas gris verdosas, cuarzosas, de grano fino, localmente lodosas, con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y lodolitas de color gris, negro y rojizo, piritosas. Espesor: 25 - 100 m.	
		FM. LOS SANTOS				

Fuente: BEDOYA M, Julie. Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2015. 32 p.

3.3.3. Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno Inferior).

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia dos cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso

rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

3.3.4. Formación Colorado (Mioceno Inferior A Mioceno Medio).

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso-1 y El Dorado-1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988). Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”

3.4. ESTRUCTURA DE CAMPO ESCUELA COLORADO²⁹

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado. El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte en este trabajo se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo.

²⁹ *Ibíd.*, p. 21-22.

3.5. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y CONDICIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO

En la **Tabla 7** y la **Tabla 8** se muestran las propiedades del yacimiento y las características de las formaciones que aportan a la producción de Campo Escuela Colorado respectivamente.

Tabla 7 Propiedades de Campo Escuela Colorado.

Nombre de formaciones Productoras	Fm. Mugrosa (zonas B y C), Fm. Esmeraldas (zona D), Fm La Paz (Zona E).
Tipo de Formación	Intercalaciones de Areniscas de grano fino y lodolitas.
Reservas iniciales	121 MMbbls
Tipo de Yacimiento	Aceite Liviano
Mecanismo de Producción	Predomina el empuje de gas en solución.
Factor de recobro	14.6 %

Fuente: JEREZ ROJAS, Karent Y. Optimización de la producción del Campo Escuela Colorado mediante un análisis de desempeño utilizando software especializado. Tesis de Grado. Bucaramanga: Universidad Industria de Santander. 2014. P 20-21.

Tabla 8 Características de las Formaciones productoras de Campo Escuela Colorado.

Formaciones		Mugrosa	Esmeraldas	La Paz	
Parámetro	Unidad	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Profundidad Promedio	Ft	2000	4000	5000	5600
Porosidad	%	13.26	15	13	13
API	°	41.2	39.7	40.1	40.1
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462	0.441	0.411
Presión Inicial	Psi	600	2100	2970	3590
Presión de Burbuja	Psi	648	2078	2958	2958
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401	1.373	1.373
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648	667	667
Temperatura de Yto	°F	114	174	186	186

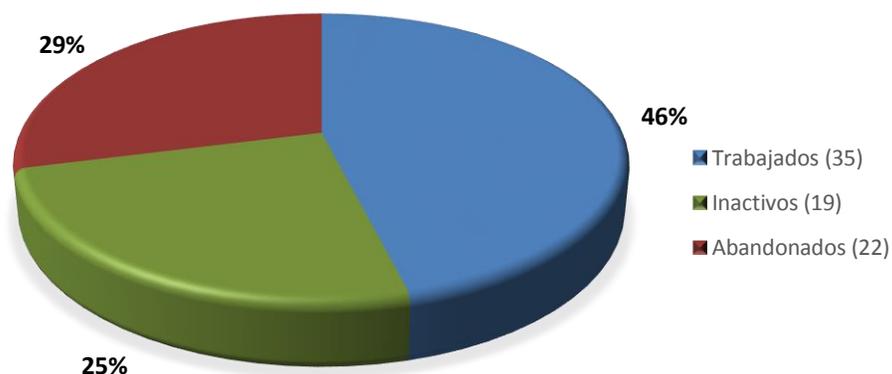
Fuente: ALVAREZ PABÓN, Sergio y VÉLEZ BARRERA, Gabriel. Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2010. p. 92.

4. VIGILANCIA DE YACIMIENTOS EN CAMPO ESCUELA COLORADO.

El desarrollo de la revisión de las condiciones actuales de operación de Campo Escuela Colorado se va a centrar en el periodo en el que estuvo vigente el convenio UIS-Ecopetrol (2006-2013). El estudio tiene como base el análisis de la información presentada en el historial de producción y de los files de los pozos del Campo Colorado.

Inicialmente este estudio da como resultado que de los setenta y seis pozos perforados desde su descubrimiento hasta la fecha, el 46% de los pozos, correspondientes a un total de 35 pozos presentaron algún tipo de trabajo durante éste periodo del convenio, mientras que un 25% de los pozos, es decir, 19 pozos permanecieron como inactivos y el 29% restante, correspondiente a 22 pozos presentan un estado de abandonado, tal y como se puede observar en la **Gráfica 1**. Por su parte, la **Tabla 9** muestra en detalle el estado por pozo durante el convenio UIS-ECOPETROL, en donde se pueden identificar cuales pozos presentaron trabajos, inactividad y cuales fueron abandonados.

Gráfica 1 Estado de los pozos durante el convenio UIS-ECOPETROL



Fuente: Basado en el historial de trabajos de los pozos de Campo Escuela Colorado.

Tabla 9 Estado de los pozos en Campo Escuela Colorado durante convenio UIS-ECOPETROL

Estado de los Pozos en Campo Escuela Colorado						
<p>Legenda:</p> 						
Pozo	Fecha de inactividad.	2006	2010-2012	2013	2015	NOTAS
COL01	24/11/1923	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	Abandonado por colapso de revestimiento de 10".
COL02	24/08/1982	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	
COL03	01/04/2000	INACTIVO	TRABAJADOS	INACTIVO	INACTIVO	Activado por Weil Group.
COL04	09/02/1926	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	Pozo seco.
COL05	SFV	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	Inactividad por Alto corte de agua. Sin Fecha Visible en Información del pozo.
COL06	29/12/1931	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	Productor de agua. Abandonado por ECP para el 2015.
COL07	10/1959	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	Pozo acondicionado como inyector de gas.
COL08	16/04/1930	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	Pozo seco. Abandonado por ECP para el 2015.
COL09	01/05/1956	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	
COL10	01/02/1964	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	
COL11	01/01/1987	INACTIVO	TRABAJADOS	TRABAJADOS	INACTIVO	Activado por Weil Group.
COL12	01/12/2005	TRABAJADOS	TRABAJADOS	INACTIVO	INACTIVO	El pozo presenta actividad desde su apertura. Activado por Weil Group.
COL13	22/09/1994	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	Alto corte de agua.
COL14	25/10/1946	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	ABANDONADO CON PLACA	Alto Corte de agua. Abandonado por ECP para el 2015.
COL15	17/02/1947	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	Abandonado: Productor de agua.
COL16	01/05/1978	INACTIVO	TRABAJADOS	INACTIVO	INACTIVO	Activado por Weil Group.
COL18	01/02/1959	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	No se contó con información del pozo. La fecha de inactividad se conoce por la base de datos OFM.
COL19	01/04/1987	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	INACTIVO	
COL20	27/10/1967	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	ABANDONADO TEMPORALMENTE	Abandono altos problemas de parafinas.

Pozo	Fecha de inactividad.	2006	2010-2012	2013	2015	NOTAS
COL21	01/11/1975					Activado por Weil Group.
COL22	01/02/1955					Alto corte de agua.
COL23	01/12/1986					Activado por Weil Group.
COL24	01/05/1980					Activado por Weil Group.
COL25	01/02/1967					Presentó trabajos en el período 2006-2008. Activado por Weil Group.
COL26	26/06/1956					Productor de agua.
COL27	01/01/1987					Activado por Weil Group.
COL28	01/03/1980					Tuvo acondicionamiento como Productor de gas.
COL29	13/04/1955					Pozo Seco. Abandono por ECP 2015.
COL30	01/08/1988					
COL31	01/01/997					Activado por Weil Group.
COL32	18/11/1956					Pozo Seco.
COL33	01/03/1992					Activado por Weil Group.
COL34	01/01/1987					Activado por Weil Group.
COL35	01/10/1998					Activado por Weil Group.
COL36	01/11/2005					Activado por Weil Group.
COL37	01/01/2006					Presentó trabajos en el periodo 2006-2008. Activado por Weil Group.
COL38	01/11/1998					Presentó trabajos en el período 2006-2008. Activado por Weil Group.
COL39	01/10/1989					Presentó trabajos para el periodo 2010-1012.
COL40	01/05//1987					Activado por Weil Group.
COL41	SFV					No se tiene Historial de pozo
COL42	01/01/1987					Activado por Weil Group.
COL43	01/01/1987					
COL44	01/10/1995					Activado por Weil Group.
COL45	01/05/1997					Activado por Weil Group.
COL46						No presentó actividad
COL47	09/05/1959					Pozo seco
COL48	21/05/1980					Pozo productor de gas
COL49	01/04/2000					Activado por Weil Group.

Pozo	Fecha de inactividad.	2006	2010-2012	2013	2015	NOTAS
COL50	01/05/1980					
COL51	01/11/1989					Activado por Weil Group.
COL52	01/11/1989					Activado por Weil Group.
COL53	01/02/1989					
COL54						Pozo productor de gas
COL55	01/09/1998					Activado por Weil Group.
COL56	01/03/1996					Activado por Weil Group.
COL57	01/04/1963					
COL58	01/07/1998					Activado por Weil Group.
COL59	01/03/1999					Activado por Weil Group.
COL60	01/01/1987					
COL61						Productor de agua
COL62	01/09/1984					
COL63	01/01/1987					
COL64	01/05/1980					
COL65	01/01/1987					
COL66	01/04/1984					
COL67	01/01/2002					Activado por Weil Group.
COL68	15/12/1961					Pozo seco
COL69	01/11/2005					Presenta trabajos en el período 2006-2008. Activado por Weil Group.
COL70	01/05/2000					Presenta trabajos en el período 2006-2008.
COL71	07/04/1962					Pozo seco
COL72	28/06/1962					Pozo seco
COL74	01/12/1996					Activado por Weil Group.
COL75	01/12/2005					Presenta trabajos en el período 2006-2008. Activado por Weil Group.
COL76	01/10/2005					Activado por Weil Group.
COL77	06/04/1964					Pozo seco. Abandonado por ECP para el 2015.
MOJ01	-					Solo presentó producción en 2013.

Fuente: Basado en el historial de trabajos de los pozos de Campo Escuela Colorado.

Ahora bien, la reactivación de pozos por Weil Group (Aliado Tecnológico durante el convenio UIS-Ecopetrol), consistió en la implementación de trabajos de varilleo y cambio de bombas básicamente realizadas durante el periodo 2010-2012 como se puede ver en la **Tabla 10**.

Tabla 10 Programas de Reactivación de pozos durante convenio UIS-ECOPETROL.

Programas de Reactivación de pozos	
COL03	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 14/09/2010 Cambio de bomba ▪ 02/06/2011 al 06/06/2011 Cambio de bomba.
COL11	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 23/01/2012 al 25/01/2012 Trabajo de varilleo y cambio de Bomba.
COL21	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 18/01/2012 al 21/01/2012 Reactivación de pozo, con inspección de tubería y varilleo con cambio de bomba.
COL23	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 28/12/2011 al 30/12/2012 Se presentó programa de reactivación, Inspección de tubería y varilleo con cambio de bomba.
COL24	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 03/11/2010 al 09/11/2010 Trabajos de cambio de bomba. Tubería afectada por presencia de parafinas. ▪ 18/06/2011 al 20/06/2011 cambio de bomba. ▪ 21/06/2011 al 22/06/2011 Cambio de bomba. ▪ 25/06/2011 al 26/06/2011 Se realizó trabajo de varilleo.
COL25	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 16/11/2010 al 18/11/2010 se presentó cambio de bomba.
COL27	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 17/12/2010 al 19/12/210 Se presentaron trabajos de varilleo y cambio de bomba. ▪ 07/01/2011 al 11/01/2011 trabajos de varilleo y cambio de bomba.
COL31	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 29/10/10 al 01/11/10 Trabajos de reactivación del pozo. Cambio de tubería y bomba.
COL33	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 28/08/2010 al 30/09/2010 actividades para la reactivación del pozo con varilleo y cambio de bomba. ▪ 06/07/2011 al 08/07/2011 se realizó varilleo con cambio de bomba.
COL34	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 22/10/2010 al 29/10/210 realización de trabajos de varilleo con cambio de bomba. ▪ 07/02/2011 Trabajo de varilleo y cambio de bomba. ▪ 25/05/2011 Varilleo y cambio de bomba.
COL35	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 22/11/2010 al 24/11/2010 Trabajos de reactivación del pozo con varilleo e inyección de químicos.

Programas de Reactivación de pozos	
COL36	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 27/11/2006 Implementación de programa de servicio a pozo. ▪ 22/01/2011 al 25/01/2011 Varilleo y cambio de bomba. ▪ 26/05/2011 y 27/05/2011 Varilleo y cambio de bomba.
COL38	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 14/11/2006 al 20/11/2006 Trabajos de cambio de bomba. ▪ 13/01/2012 al 14/01/2012 Trabajos de varilleo y cambio de bomba.
COL39	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 05/01/2012 al 08/01/2012 Reactivación del pozo. Inspección de tubería y varilleo con cambio de bomba.
COL40	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 10/09/2010 Cambio de Bomba. ▪ 25/01/2011 al 28/01/2011 Varilleo ▪ 01/02/2011 Varilleo ▪ 08/05/2012 Cambio de bomba
COL42	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 03/02/2011 Cambio de Bomba
COL44	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 12/10/2010 al 16/10/2010 Trabajos de reactivación de pozo: varilleo y reacondicionamiento. Se sacó tubería con bomba anclada, se cambió tubería en mal estado y se instaló bomba. ▪ 25/01/2012 al 28/01/2012 Trabajos de reactivación del pozo: trabajos de varilleo y reacondicionamiento. Se inspeccionó tubería y se realizó varilleo y cambio de bomba.
COL45	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 06/09/2010 al 09/09/2010 Trabajos de varilleo con cambio de bomba. ▪ 09/12/2011 al 10/12/2011 Reactivación del pozo. Inspección de tubería y varilleo con cambio de bomba.
COL49	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 09/01/2012 al 11/01/2012 Trabajos de reactivación del pozo: trabajos de varilleo y cambio de bomba.
COL51	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 17/10/2010 al 22/10/2010 Trabajos de reactivación del pozo: trabajos de varilleo y reacondicionamiento.
COL52	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 26/11/2010 Trabajos de varilleo y reemplazo de bomba. ▪ 14/12/2010 al 7/12/2010 Trabajos de varilleo y cambio de bomba. ▪ 11/01/2011 al 15/01/2011 Trabajo de varilleo y cambio de bomba. ▪ 28/01/2011 al 31/01/2011 Trabajo de varilleo y cambio de bomba.
COL55	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 16/08/2010 al 20/08/2010 Cambio de Bomba. El proceso incluía inyección de químico. ▪ 29/06/2010 al 04/07/2011 Varilleo con cambio de bomba. ▪ 13/07/2011 al 15/07/2011 Trabajo de varillero y cambio de Bomba. ▪ 17/05/2012 al 19/05/2012 Reactivación de pozo. Inspección de tubería y varilleo con cambio de bomba.
COL56	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 26/08/2010 al 27/08/2010 Trabajo de cambio de bomba. ▪ 13/07/2011 al 15/07/2011 Trabajo de varillero y cambio de Bomba.

Programas de Reactivación de pozos	
COL58	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 06/10/2010 al 12/10/2010 Cambio de bomba.
COL59	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 02/10/2010 al 06/10/2010 Se presenta cambio de bomba y trabajo de varilleo.
COL67	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 11/08/2010 al 14/08/2010 Cambio de bomba y varilleo. ▪ 23/08/2010 al 25/08/2010 Cambio de Bomba y varilleo. ▪ 02/09/2010 al 03/09/2010 Cambio de bomba. ▪ 04/12/2011 al 06/12/2011 Se realizan trabajos de reactivación de pozo, inspección de tubería y varilleo con cambio de bomba.
COL69	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 03/09/2010 a 06/09/2010 Cambio de bomba y varilleo. ▪ 06/10/2010 a 07/10/2010 Varilla desconectada-Cambio de bomba.
COL74	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 10/09/2010 al 04/09/2010 Varilleo y Cambio de bomba
COL75	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 11/02/2008 al 05/04/2008 Trabajo de varilleo y cambio de bomba. ▪ 04/08/2010 al 10/08/2010 Trabajos de varilleo y reacondicionamiento. ▪ 25/08/2010 al 26/08/2010 Trabajos de varilleo y cambio de bomba.
COL76	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 17/09/2010 al 22/09/2010 Trabajos de Varilleo y cambio de bomba. ▪ 16/02/2011 Cambio de bomba. ▪ 27/07/2011 al 30/07/2011 cambio de bomba
MOJA01	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 03/01/2012 al 04/01/2012 Reactivación del pozo. ▪ 06/02/2012 Cambio de Bomba.

Fuente: Basado en los Reportes de Trabajos de Reactivación Campo Escuela Colorado

Adicionalmente se hace una revisión de las razones por las cuales los pozos se han abandonado, encontrando que los principales problemas presentes en el campo son: la precipitación de parafinas, producción de agua y, en menor grado, arenamiento, como problemas relacionados directamente con el yacimiento. También se presentan problemas de tipo mecánico, pero no serán incluidos en éste trabajo.

4.1. PROBLEMAS QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO

Dado que la aplicación de la vigilancia tiene como propósito el control y solución de problemas, se procede a evaluar cómo se han atendido los problemas

identificados en la revisión de la información existente de los pozos del campo y que han afectado la producción de crudo, lo que permitirá generar un diagnóstico sobre la manera en que se ha respondido a estos problemas para finalmente, generar una propuesta enfocada a fortalecer la aplicación de la Vigilancia de Yacimientos dentro de Campo Escuela Colorado.

4.1.1 Parafinas.

Es un compuesto de hidrocarburo que precipita por cambios de presión y temperatura en los diferentes sistemas de producción o en el yacimiento, generando grandes problemas operacionales y aumento de costos en su control. Básicamente se incluyen en el grupo de hidrocarburos parafínicos que se rigen por la fórmula C_nH_{2n+2} , siendo la clase más simple de los compuestos orgánicos. El metano (CH_4) es el miembro más sencillo, encontrándose en estado gaseoso y a medida que aumenta la cadena carbonatada se hace presente el estado sólido. Las estructuras que se encuentran en el rango del C_{18} al C_{60} , son parecidos a las ceras y se les da el nombre de parafinas con temperaturas de fusión entre los $64^\circ F$ y $211^\circ F$. Son de naturaleza cristalina y tienden a cristalizar y precipitar por debajo del punto de cristalización del crudo.³⁰

Las parafinas se encuentran casi siempre acompañadas por otro tipo de sustancias orgánicas o inorgánicas, y por lo general, no son solubles en muchos crudos, y son inertes a tratamientos con ácidos, bases y agentes oxidantes, he ahí la razón por el cual se definen como parafinas, que del latín “*para + affinis*” significa “poca afinidad”.

a. Consecuencias de la precipitación de las parafinas: Son variados los problemas que pueden generar las parafinas, como, por ejemplo:

³⁰ RESTREPRO, Karin y GARZA, Carlos. Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006. p. 9.

- Depositación en caso de que se presente precipitación en el yacimiento, causando puenteo y bloqueo e incidencia en el daño a la formación.
- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Requerimiento de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.
- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en superficie.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.
- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.
- Se requiere contar con personal especializado para investigación y manejo del problema³¹

b. Campo Escuela Colorado y la precipitación de parafinas: Cuando se estudia la trayectoria de la producción de crudo en Campo Escuela Colorado, rápidamente se puede notar que uno de los grandes problemas asociados al campo son los problemas originados por la depositación de parafinas, que son generados por descensos en los valores de temperatura y presión en los procesos de extracción y recolección del crudo, lo que lleva al taponamiento en líneas, disminución en la producción y en el peor de los casos, el abandono de pozos. En el caso particular de Campo Escuela Colorado, la declinación en la producción de los pozos estimada en un 15% anual, se debe principalmente al problema por precipitación de parafinas.³²

³¹ ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2008. p. 43.

³² *Ibid.*, p. 54.

c. Tratamiento al problema de parafinas dado en Campo Escuela Colorado:

El desconocimiento del mecanismo que favorece la precipitación de parafinas, ha llevado a tomar diferentes decisiones en cuanto al manejo de éste problema. En la revisión de la información acerca de las actividades desarrolladas en el campo, se muestra que en los inicios de su desarrollo sólo se realizaban cambios periódicos de tuberías y bombas parafinadas, y se implementó el uso de raspadores de parafina con el propósito de mantener la producción. Para los años de 1970 a 1985, se empieza la aplicación de programas de inyección aceite caliente a diferentes pozos para la remoción de las parafinas, dándose aún durante la administración por parte de la UIS en el periodo 2006-2013, con la diferencia en la que también se inyectaron baches de químico desparafinante WWPP 1000 HD por el anular de ciertos pozos recirculado por el equipo de subsuelo.

De acuerdo a estudios realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo, una de las razones de la actual baja productividad de los pozos puede deberse a la inyección de aceite caliente sin el conocimiento de las características del crudo lo que causó precipitación de parafinas en la cara de pozo causando posible daño a la formación.³³

Los siguientes son los principales programas para el control de para finas realizados durante el convenio UIS-Ecopetrol:

- Trabajos de inyección de aceite caliente en los pozos y líneas del Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander Realizados del 04-15 de septiembre de 2006: Realizado a los Pozos Col12, Col36, Col37, Col38, Col69, Col70, Col75.

³³ *Ibíd.*, p. 54.

- Restablecimiento de la producción de los pozos Col70 y Col37 de Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander. Diciembre 2007 – enero de 2008.

4.1.2 Corte de agua.

El corte de agua hace referencia al porcentaje de volumen de agua producida en superficie con relación al volumen total de líquidos producidos. Se define por la siguiente ecuación:

$$\text{Corte de agua} = \frac{RAP}{1+RAP} \quad \text{Ec. 1}$$

En los yacimientos de petróleo el agua normalmente se ve como un problema, sin embargo, el agua contribuye a la producción del petróleo. Cabe resaltar que a nivel mundial por cada barril de petróleo se producen en promedio tres barriles de agua.

Hay que tener en cuenta que así se implementen buenas técnicas de manejo del agua de producción, en algún momento esta va a representar más del 90% de los líquidos que se encuentran en superficie, cerca de este valor se encuentra el corte de agua al límite económico de la mayoría de los pozos, cuando se empieza a producir por encima del límite económico, se empiezan a generar gastos que obligan a abandonar el pozo para mantener la rentabilidad. Adicionalmente cerca a este punto las facilidades de superficie para el tratamiento de agua se sobrecargan ya que no están diseñadas para el control de grandes cantidades de agua, lo que genera un problema adicional.

Actualmente el desarrollo de técnicas de manejo de producción de agua ha permitido reducir la cantidad de agua producida y poder verla no como un residuo sino como un recurso. El uso masivo de estas técnicas en la industria generaría agua para recursos agrícolas, ayudaría a conservar los recursos de agua dulce y

al mismo tiempo ayudaría reducir los costos y los problemas ambientales que genera la producción de agua³⁴.

a. Consecuencias de un alto corte de agua: Una de las consecuencias que se pueden identificar con una alta producción de agua, es el costo que genera su tratamiento y posterior disposición, que a su vez que determina la viabilidad del proyecto, sin embargo, ésta condición depende de las condiciones de cada campo, ya que pueden presentarse casos en donde aún, una relación agua-petróleo mayor igual al 80% sigue siendo rentable.

b. Campo Escuela Colorado y el corte de agua: Según los datos del historial de producción de Campo Escuela Colorado se puede determinar el corte de agua que presenta cada uno de los pozos. El corte de agua es un indicador que muestra que porcentaje de agua produce un pozo en relación al total de líquidos producidos para un tiempo determinado. En la **Tabla 9**, se presentan los pozos que nunca mostraron producción, cabe resaltar que los pozos Col 5, Col 6, Col 14, Col 26 y Col 61 se abandonaron por presentar un alto potencial de producción de agua.

c. Tratamiento al problema de altos cortes de agua en Campo Escuela Colorado: Para analizar el tratamiento o la respuesta que se ha dado a los altos cortes de agua en campo Escuela Colorado se tienen en cuenta solo pozos que estuvieron en producción durante el convenio UIS- ECOPETROL en el periodo comprendido entre enero de 2010 y marzo del 2013 haciendo uso de los reportes diarios de producción de dichas fechas. La **Tabla 9** permite visualizar los 32 pozos

³⁴ ARNOLD, Richard; BURNETT, David; ELPHICK, Jon. Et al. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Oilfield Review, 2004. p. 30-36, 42.

que presentaron producción de aceite durante el convenio y cuales presentaron cierre por problemas relacionados a la producción de agua.

Es importante tener en cuenta que de los 32 pozos que presentaron producción durante el tiempo que duró el convenio UIS-ECOPETROL, 4 pozos (Col 16, Col 21, Col 34 y Col 69) fueron los que pararon producción por problemas con agua. Al pozo Col 16 se le hicieron trabajos de reactivación, nunca produjo, registra como productor de agua en un 100% y quedo esperando equipo de W.O. Col 21 produjo solo el primer mes de enero 2012 y quedo en observación por alto cortes de agua. Col 34 produjo cuatro días del mes de julio de 2011, registro 100% de producción de agua y también quedo esperando trabajos de W.O.

De esto se puede deducir que, si bien el alto corte de agua no ha sido un problema a gran escala, tampoco ha habido un control y no se ha buscado dar solución cuando los pozos llegan a cortes de agua muy altos, por el contrario, en esos casos se ha preferido el cierre de los mismos.

4.1.3 Arenamiento.

Se origina por la migración de arena de aquellas formaciones débilmente consolidadas o no consolidadas a medida que se realiza la producción en los pozos.

a. Consecuencias del arenamiento: Ocasiona grandes problemas en los equipos de fondo y superficie debido al efecto abrasivo, causando erosión de las superficies metálicas por las que tiene mayor contacto a medida en que desplazan las partículas con gran velocidad y su acumulación puede ocasionar el taponamiento de las vías por las que fluye el crudo hasta originar, finalmente, la obstrucción total al paso de fluidos. Sin duda, representa un gran problema para las empresas petroleras debido al incremento en costos por mantenimiento.

b. Campo Escuela Colorado y el arenamiento: El problema de arenamiento y migración de finos, ha sido un problema en la producción de ciertos pozos,

causando, por ejemplo, el cierre del pozo Col12 debido a que presentó alta producción de arena. Otros pozos que han presentado producción de arena han sido Col09, Col36, Col55 y Col76.

c. Tratamiento al problema de arenamiento en Campo Escuela Colorado: La información acerca de éste problema en Campo Escuela Colorado es reducida, ya que las medidas para controlarla son prácticamente nulas. La información que se encuentra de arenamiento, es la contenida en los files de los pozos trabajados durante el convenio UIS-ECOPETROL, especialmente en los trabajos de Workover reportados para el periodo 2010-2012 en el que se llevaron a cabo trabajos de varillero y cambios de bomba.

4.2 DIAGNÓSTICO

De la información proporcionada referente al historial de trabajos realizados a los pozos de Campo Escuela Colorado y enfocados a la solución de los problemas que han afectado la producción en el campo, se ha logrado identificar una serie de falencias importantes dentro de lo que conceptualmente es un plan de vigilancia y la manera en la que se ha llevado a cabo el desarrollo del campo. Ante esto se tiene lo siguiente:

- En primera instancia, uno de los aspectos importantes a mencionar y que es fundamental desde que se plantea un Plan de Vigilancia, es el estado de la información manejada y la calidad de la misma. Si bien Campo Escuela Colorado tiene una larga trayectoria en su actividad como campo petrolero, es hasta el convenio UIS-ECOPETROL, donde se inició el proceso de digitalización de la documentación antigua para crear la base de datos junto a los datos que se han venido generando con la administración llevada desde el 2006. Si bien ha sido un proceso necesario, aun hoy la información con la que se cuenta presenta

discrepancias entre una fuente y otra y, la manera en cómo se dispone no es de fácil acceso.

- A nivel del yacimiento, es escasa la información actualizada de las propiedades estáticas y dinámicas, lo que ha dificultado el abordaje correcto a los diferentes problemas que afectan el campo; desde los problemas estudiados en el apartado anterior hasta los mismos problemas mecánicos, que, aunque no fueron tratados en éste proyecto, el tratamiento dado es muestra de que existe un grado de desconocimiento, el cual a su vez pudo estar propiciado por factores económicos, administrativos y sociales, especialmente durante el convenio UIS-ECOPETROL.

- Para desarrollar un plan de vigilancia, la implementación de tecnologías es un requisito indispensable para cumplir con mejoras en los procesos de producción, atendiendo a diferentes necesidades que surgen para dar solución a problemas. En este aspecto, la tecnología implementada en Campo Escuela Colorado es básica en cuanto a innovación se refiere, por lo que también justifica el escaso historial de vigilancia con el que cuenta el campo, sin contar, por ejemplo, con un monitoreo constante de la presión de yacimiento, del análisis de pruebas de restauración de presión (Buildup pressure Test), entre otras. Esta situación también se presenta en la manera en cómo se han tratado los problemas, ya que, al no contar con herramientas apropiadas, los procedimientos aplicados terminan siendo los tradicionales y mayormente empíricos, sin mayor control de las consecuencias que se puedan contraer al proceder de tal manera, lo que en últimas podría ser contraproducente y terminar afectando la producción del campo.

Para poder reflejar ésta situación, se tiene el caso de las parafinas, en el cual la solución aparente al problema fue la aplicación de aceite caliente, y estudios más recientes han confirmado que estos procedimientos pueden favorecer la precipitación de parafinas bajo ciertas condiciones y es precisamente lo que se ha

podido observar en Campo Escuela Colorado³⁵, lo que ha llevado a buscar soluciones o alternativas como la de implementar inyección de químico desparafinante en ciertos pozos. En cuanto al aumento en la producción de agua, la información manejada indicó que se desconocen las causas que generan el incremento del agua y al no contar con éste conocimiento no se puede determinar cuál es la mejor solución para éste problema. Por otra parte, en el tratamiento en la producción de arena, no se han implementado técnicas para el control que minimicen su presencia en los sistemas de producción, recurriéndose al cierre del pozo cuando el problema ya no permite continuar con las operaciones como en el caso del pozo Col 12.

Si bien el estudio realizado dio paso a identificar los inconvenientes anteriormente mencionados, no alcanza a abarcar la totalidad de los problemas que se presentan en Campo Escuela Colorado, pero si da una idea de la importancia de comenzar a desarrollar un plan de vigilancia. Sin embargo, es importante mencionar que la implementación de un plan no se ha llevado a cabo, en parte, ya que el Convenio UIS-Ecopetrol no tenía como objetivo principal una explotación comercial, sino netamente académica enfocada a la investigación; razón por la cual las inversiones hechas en pro de la innovación tecnológica y de infraestructura han sido limitadas.

4.3 PROPUESTA

Desde lo estudiado, se da una propuesta presentada en la **Tabla 11** que hará posible atender a ciertas necesidades básicas y de cierta manera ofrecer una opción al momento de solventar los inconvenientes presentados en el diagnóstico

³⁵ CANDELO AGUILAR, Andrés y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en Campo Escuela Colorado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2010. p. 61.

para de esta manera, ir proyectando por pasos (tal y como muestra la **Figura 3**) la aplicación de un completo Plan de Vigilancia, que permita principalmente: aumentar el conocimiento que se tiene del campo, implementar nuevas tecnologías y sin duda lograr explotar el yacimiento de la manera más óptima y rentable posible, teniendo en cuenta que la formulación completa de una propuesta de Vigilancia de Yacimientos para llevarse a cabo, requiere un tiempo prudente de estudio y de la articulación de las diferentes disciplinas implicadas en la administración del yacimiento para tomar una decisión frente a la aplicación de la diversas investigaciones y propuestas de trabajo desarrolladas durante el convenio UIS-ECOPETROL.

Ahora bien, para complementar la propuesta presentada, se considera importante tener en cuenta la información aportada en las tesis de pregrado, posgrado y maestría y de proyectos apoyados por la Vicerrectoría de Investigación y Extensión de la Universidad Industrial de Santander realizados durante la vigencia del convenio UIS-ECOPETROL para los años 2006-2015, ya que la integración de las metodologías desarrolladas así como el conocimiento aportado por cada uno de estos trabajos, marcan un punto de partida para el eventual desarrollo de un plan de vigilancia. La **Tabla 12**, muestra los trabajos afines con cada meta presentada en la propuesta.

Tabla 11 Propuesta para el aumento de la producción en Campo Escuela Colorado.

VISIÓN	METAS	OBJETIVOS	ALTERNATIVAS	PLAN DE ACCIÓN	NORMA
AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.	CONOCER EL YACIMIENTO.	Actualizar los parámetros que caracterizan el yacimiento.	Ajustar el modelo estático y actualizar el modelo dinámico del yacimiento. ³⁶	CARACTERIZACIÓN SÍSMICA	
				Levantamientos sísmicos	
				Registros geofísicos de pozos.	
				Pruebas de Formación.	
				Análisis de rípios.	
				Análisis de núcleos.	API RP 40
				CARACTERIZACIÓN DINÁMICA	
				Datos históricos y registros producción.	
				Caracterización de los Fluidos	
				Pruebas de variación de presión	
	Muestras de agua.				
	Pruebas de trazadores.				
	GENERAR INFORMACIÓN DE CALIDAD PARA EL MANEJO DEL CAMPO.	Obtener datos representativos.	Desarrollar un proceso de minería de datos. ³⁷	Preparar los datos.	
				Explorar los datos.	
				Generar modelos.	
				Explorar y validar modelos.	
	CONTROLAR LOS PRINCIPALES PROBLEMAS A NIVEL DE YACIMIENTO Y POZO.	Minimizar el efecto de la precipitación de parafinas en los sistemas de producción en fondo.	Seleccionar el método óptimo para el control de parafinas: Método mecánico, químico, magnético, de recubrimiento, microbial, térmico. ³⁸	Implementar y actualizar modelos.	
				PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
				Temperatura del yacimiento.	
				Corte de agua.	
PARÁMETROS OPERACIONALES					
Temperatura de operación					
Temperatura de Superficie					
CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS					
Punto de nube	ASTM D2500-09				
Punto de fluidez	ASTM D97-09				

³⁶ CARMONA TORRES, Diana y FERNÁNDEZ SÁNCHEZ, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014.

³⁷ LARRIETA. Op.Cit., p. 81-82.

³⁸ CANDELO. Op. Cit. 4-57.

VISIÓN	METAS	OBJETIVOS	ALTERNATIVAS	PLAN DE ACCIÓN	NORMA		
AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.	CONTROLAR LOS PRINCIPALES PROBLEMAS A NIVEL DE YACIMIENTO Y POZO.	Minimizar el efecto de la precipitación de parafinas en los sistemas de producción en fondo.	Seleccionar el método óptimo para el control de parafinas: Método mecánico, químico, magnético, de recubrimiento, microbial, térmico	Contenido de parafinas	UOP 46-85		
				Distribución del número de carbonos de parafinas	Cromatografía de gases		
				Punto de Cristalización	ASTM D2500-99		
				Perfil viscosidad/Temperatura	ASTM D445-09		
				Cromatografía de Líquido	ASTM D1319-08		
		Reducir la producción de agua.	Seleccionar el método óptimo para el control de agua (Mecánico, químico) identificando la causa potencial de la presencia de agua a nivel de yacimiento y pozo. ³⁹	REGISTRO DE PRODUCCIÓN.			
				Registros de temperatura.			
				Sondas Medidoras de Flujo Hélice.			
				Trazadores radioactivos.			
				Gradiomanómetro.			
				Densímetro.			
				Registros de Ruido.			
				Registros de Cementación.			
				DIAGNÓSTICO DEL POZO			
				Gráfico de recuperación.			
		Gráficas de historia de producción.					
		Análisis de curva de declinación.					
		Gráficas de Diagnóstico.					
		Análisis de cierre y estrangulamiento.					
		Análisis Nodal					
		Implementar medidas que prevengan el cierre de pozos por producción de arena. ⁴⁰	Seleccionar el Método de control adecuado (Variación de la tasa de flujo, completaciones selectivas, sistema grava – resina, grava recubierta) de acuerdo al grado de afectación por la producción de arena y las condiciones del campo.	Registros de pozo			
Pruebas de presión							
Dinagramas.							

³⁹ CORTES MEJIA, Víctor. Control de la producción de agua en pozos petroleros. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2008. p. 17-101.

⁴⁰ GUTHRIÉ RIOS, William. Arenas de formación o arenamiento. Trabajo práctico cementación de pozos. Cochabamba: Universidad de Aquino Bolivia, Ingeniería de Gas y Petróleo, 2013. p. 5.

Tabla 12 Relación de las metas presentadas en la Propuesta con los trabajos realizados durante el convenio UIS-Ecopetrol.

Meta	Tareas	Tesis/Proyecto	Escuela
CONOCER EL YACIMIENTO.	Registros	Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo aplicación Campo Colorado.	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondulada, aplicado al campo Colorado.	Maestría. Escuela de Geología.
		Análisis integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos, descripción de corazones y resultados de laboratorio básicos especiales del Campo Escuela Colorado.	Escuela de Geología.
		Herramienta software para generar registros eléctricos sintéticos basados en redes neuronales. Aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Diseño del registro sísmico sintético (RSS) mediante el uso de redes neuronales aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
	Pruebas PVT	Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT de crudo en campos maduros aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Análisis integrado de fluidos para el Campo Colorado	Escuela de Ingeniería Química
	Petrófica	Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación Mugrosa del Campo Colorado Bloques I y II.	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Metodología para la interpretación de atributos petrofísicos básicos en la formación mugrosa. Aplicación campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
	Geología	Modelo sedimentológico y estratigráfico de la formación mugrosa del Campo Colorado	Escuela de Geología.
		Análisis estructural del Campo Colorado en la cuenca del Magdalena Medio, colombiano	Escuela de Geología.
		Modelo geológico del Campo Escuela	Escuela de Geología.
	Análisis Nodal.	Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del Campo Colorado	Escuela de Ing. De Petróleos.
	Presiones	Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Diseño e implementación de una metodología para la toma de pruebas de presión en Campos Maduros aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Meta	Tareas	Tesis/Proyecto	Escuela
CONOCER EL YACIMIENTO.	Presiones.	Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos
	Caracterización de Fluidos.	Identificación de los factores geológicos que afectan la composición geoquímica de los crudos en el Campo Escuela Colorado	Escuela de Geología.
		Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos en campos maduros. Aplicación fluidos del Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos
		Metodología para la selección de pozos y diseño de programa de muestreo para caracterizar los fluidos de la formación mugrosa del Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Proyecto VIE: Caracterización integral de los fluidos del Campo Escuela Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
GENERAR INFORMACIÓN DE CALIDAD PARA EL MANEJO DEL CAMPO.	Adquisición de Datos.	Evaluación costo-beneficio entre la implementación de instrumentación inalámbrica e instrumentación cableada para Campo Escuela Colorado	Escuela de Ingeniería Electrónica
		Sistema de adquisición de datos en fondo y superficie para control de calentamiento de pozo	Escuela de Ingeniería Electrónica
	Análisis de Datos.	Diseño y construcción de un rectificador trifásico de onda completa realimentado para las aplicaciones de protección catódica	Escuela de Ingeniería Electrónica
		Diseño e implementación de un programa de mejoramiento al sistema de información para el Campo Escuela Colorado	Escuela de Ingeniería Industrial y Estudios Empresariales
		Análisis de datos de producción a niveles de completamientos para la asignación de la producción del Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
	Modelos	Implementación de un modelo fenomenológico para la predicción de depósitos de parafinas en el campo escuela colorado	Maestría. Escuela de Ingeniería Química.
		Desarrollo de un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del Campo Escuela Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Proyecto VIE: Modelamiento y simulación de un sistema no convencional del levantamiento Multifásico.	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Optimización de la producción del campo escuela colorado mediante un análisis de desempeño utilizando software especializado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Proyecto VIE: Modelamiento y simulación de una técnica no convencional para el calentamiento en fondo de pozo	Escuela de Ingeniería Eléctrica.
		Sistema computarizado para la administración del mantenimiento del Campo Colorado.	Escuela de Ingeniería Mecánica.
		Sistema prototipo para la extracción de hidrocarburo remanente en pozos marginales o de baja presión aplicación Campo Colorado	Escuela de Ingeniería Mecánica.

Meta	Tareas	Tesis/Proyecto	Escuela
GENERAR INFORMACIÓN DE CALIDAD PARA EL MANEJO DEL CAMPO.	Desarrollo Tecnológico	Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Generación de metadatos y sistematización de la información geológica y ambiental del proyecto Campo Escuela Colorado UIS	Escuela de Geología.
		Proyecto VIE: Desarrollo de un prototipo de pozo inteligente para Campo Escuela Colorado- Primera Fase	Escuela de Ingeniería Mecánica.
CONTROLAR LOS PRINCIPALES PROBLEMAS A NIVEL DE YACIMIENTO Y POZO.	Control de Parafinas.	Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Aplicación de compuestos poliméricos como inhibidores de cristalización de parafinas en el crudo del Campo Escuela Colorado.	Escuela de Ingeniería Química.
		Tratamiento químico a nivel de laboratorio para remoción de asfáltenos en el Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del Campo Colorado	Escuela de Ingeniería Química.
		Determinación del umbral de cristalización de las parafinas del crudo del Campo Colorado	Maestría. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Mejora de la movilidad del crudo parafínico mediante campos magnéticos	Escuela de Ingeniería Electrónica
		Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos en la cara de la formación aplicación al Campo Colorado	Maestría. Escuela de Ingeniería Química.
		Generación de un modelo de predicción de la remoción de depósitos orgánicos del campo colorado a partir de los grupos funcionales presentes en tratamientos químicos determinado por RMN-1H y métodos químio métricos	Escuela de Ingeniería Química.
		Diseño conceptual de un modelo tipo horno para remoción de precipitados en tubería de producción	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Remoción de depósitos de parafinas mediante un sistema de reacción exotérmica	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Desarrollo de un modelo de predicción de la eficacia de tratamientos químicos de remoción de orgánicos de la formación mediante métodos químio métricos y RMN 1H. Aplicación a Campo Colorado	Maestría. Escuela de Ingeniería de Petróleos
Efecto del tratamiento electromagnético y químico sobre la inhibición en la formación de cristales de parafinas en crudos de alto punto de fluidez	Escuela de Ingeniería Química.		

Meta	Tareas	Tesis/Proyecto	Escuela
CONTROLAR LOS PRINCIPALES PROBLEMAS A NIVEL DE YACIMIENTO Y POZO.	Control de Parafinas.	Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado	Escuela de Ingeniería Química y Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Estudios del modelo termodinámico de precipitación de asfáltenos en el crudo de Campo Colorado	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Estudio de la influencia del agua en la movilidad de crudos parafínico bajo el efecto de un campo eléctrico externo	Escuela de Ingeniería Química.
		Influencia del agua de formación en la precipitación de parafinas en el crudo del CEC	Escuela de Ingeniería Química.
		Mejora de la movilidad del crudo parafínico mediante campos magnéticos	Escuela de Ingeniería Electrónica
		Diseño y Construcción del prototipo de una herramienta magnética para inhibir la precipitación de parafinas de Campo Escuela Colorado.	Maestría. Escuela de Ingeniería Eléctrica.
		Efecto del Corte de Agua y Salinidad sobre las Propiedades de Crudos Parafínicas	Escuela de Ingeniería de Petróleos.
		Proyecto VIE: Desarrollo de productos para la remediación y prevención de depósitos orgánicos e inorgánicos en Campo Colorado-Primera Fase	Escuela de Ingeniería Química.
		Estudio de la respuesta geológica de crudos parafínico de campo escuela colorado ante un campo magnético	Escuela de Ingeniería Química y Escuela de Ingeniería Electrónica.

Fuente: Reporte de trabajos de grado y proyectos VIE 2006-2016. Campo Escuela Colorado.

CONCLUSIONES

- A través de la revisión bibliográfica de los principios y fundamentos de la vigilancia de yacimientos, se pudo evidenciar la estructura para realizar un plan de vigilancia como herramienta para la solución de problemas con base en la toma de decisiones a partir de la generación de información de calidad; lo que dio lugar a percibir la ausencia de un plan de vigilancia en Campo Escuela Colorado y la necesidad de llegar a su formulación, ya que sin duda, será una instrumento útil para desarrollar y administrar el campo de mejor manera.
- A partir de la presentación de los casos de aplicación de la vigilancia de yacimientos en diferentes campos en el mundo, se demostró que con la implementación de un plan de vigilancia, se puede reestructurar la forma en la cual se administra un campo, obteniéndose resultados favorables en el incremento de la producción.
- Mediante de la revisión de las condiciones de operaciones de Campo Escuela Colorado, se facilitó la identificación de los principales problemas que afectan la productividad del campo como lo son: la precipitación de parafinas, el aumento en el corte de agua y la presencia de arenamiento. Además, se notó desde el punto de vista de la vigilancia de yacimientos, que Campo Escuela Colorado no cuenta con datos actualizados sobre el yacimiento ni con una base de datos que permita la generación de información valiosa a la hora de tratar los problemas y tomar decisiones acertadas en la administración del campo.
- El análisis de las bases conceptuales de la vigilancia de yacimientos permitió la formulación de un plan de acción que estipula las alternativas que permiten tratar las falencias con las que cuenta actualmente Campo Escuela Colorado, teniendo en cuenta que para la aplicación de algunas de estas alternativas se puede recurrir al amplio portafolio de investigaciones realizadas por

Campo Escuela Colorado durante el convenio UIS-Ecopetrol, que de implementarse bajo los criterios de un plan de vigilancia, aseguraría la correcta obtención y tratamiento de los datos donde el análisis de la información generada lleve al conocimiento total del campo y, por ende, al éxito en su manejo y administración.

- Si bien la creación e implementación de un plan de vigilancia para Campo Escuela Colorado es un trabajo que requiere de tiempo y un sin número de estudios, es importante tener en cuenta que el manejo que se decida dar a los problemas presentes actualmente en el campo, influirá de una manera positiva o negativa en su productividad futura.

RECOMENDACIONES

- Mejorar la información disponible en el programa OFM del campo, o en su defecto realizar una base de datos que recopile y presente de manera ordenada y de fácil acceso, toda la información referente a Campo Escuela Colorado.
- Plantear un proyecto que permita conocer la viabilidad de realizar un plan piloto en Campo Escuela Colorado, de aquellos trabajos de investigación desarrollados durante el convenio UIS-Ecopetrol, y que suponen un mayor beneficio en el manejo de las condiciones del campo.
- Promover la aplicación de los diferentes conceptos y técnicas de un plan de vigilancia para la gestión de Campo Escuela Colorado que permitan mejorar los diferentes procedimientos que se realizan dentro del mismo.
- Considerando que el aporte en la producción de crudo en Colombia proviene de campos maduros, se considera necesario llevar a cabo el estudio de la viabilidad de la aplicación de la vigilancia de yacimientos en los mismos, con el propósito de aportar en el mejoramiento de la forma en que se administran los campos en el país.
- Se recomienda la creación de una línea de investigación enfocada al desarrollo de la vigilancia de yacimientos dentro de un grupo de investigación en la Escuela de Ingeniería de Petróleos, que permita la generación de trabajos y proyectos enfocados a atender las necesidades prioritarias para la solución de problemas para campos petroleros en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

- AGUDELO, O.; ACOSTA, T.; TELLEZ-MEJÍA, C. Et al. [online]. Casabe: Water Injection Optimization and Surveillance in a Mature Field. Society of Petroleum Engineers, 2016. [Citado 10, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/GVy4Gp>
- AL-ASIMI, Mohammad; BROWN, George; CLANCY, Tom. Et al. Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos. Oilfield Review, 2003
- ALGEROY, John; AUZERAIS, Francois; DAVIES, John. Et al. Control remoto de yacimientos. Oilfield Review, 1999.
- AL-SHAMMARI, Hanaa; BORA, Anup; SINGH, Bharat y MISHRA, Kumar [online]. Understanding the True Potential of a Major Reservoir Sabriyah (Upper Burgan) of Kuwait Oil Company. Society of Petroleum Engineers, 2012. [Citado 04, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/vNB7jY>
- ALVAREZ PABÓN, Sergio y VÉLEZ BARRERA, Gabriel. Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.
- APGAR, David. Risk Intelligence: Learning to Manage What We Don't Know. Boston, Massachusetts: Harvard Business School Press, 2006.
- ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2008.
- ARNOLD, Richard; BURNETT, David; ELPHICK, Jon. Et al. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Oilfield Review, 2004.
- BEDOYA, Julie; MIER, Ricardo y Cruz, Luis. Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al Campo Colorado. En: Boletín de Geología. Abril-Junio, 2016. vol 38. No. 2.

- BIEDMA, Daniel; CORBETT, Chip; GIRALDO, Francisco. Et al. Shushufindi: El renacimiento de un gigante. En: Oilfield Review, 2014, vol. 26. no. 3.
- CANDELO AGUILAR, Andrés y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en Campo Escuela Colorado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2010.
- CARMONA TORRES, Diana y FERNÁNDEZ SÁNCHEZ, Victor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014.
- CHIVA BOIX, Jordi. Metodología y calibración de variables de control utilizadas en sistemas navales e industriales. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya, Facultad de Náutica de Barcelona, 2014.
- COLOMBIA. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 2194 (26, noviembre, 1998). Vocabulario de términos básicos y generales de metrología.
- COOPERSMITH, Ellen; DEAN, Graham; McVEAN, Jason. Et al. La toma de decisiones en la industria de petróleo y gas. Oilfield Review, 2001.
- CORTES MEJIA, Víctor. Control de la producción de agua en pozos petroleros. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2008.
- DEL ANGEL DEL ANGEL, Ana Karenina. Gestión integral de medición de hidrocarburos. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2012.
- DUQUE ARIAS, Carlos Andrés. Informe geológico final Campo Colorado. Barrancabermeja: ECOPETROL S.A. Gerencia Magdalena Medio, 2003.
- GUTHRIÉ RIOS, William. Arenas de formación o arenamiento. Trabajo práctico cementación de pozos. Cochabamba: Universidad de Aquino Bolivia, Ingeniería de Gas y Petróleo, 2013.

- GUZMÁN VEGA, Mario Alberto. La geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero. México D.F.: Academia de Ingeniería de México, 2010.
- Historial de trabajos de los pozos de Campo Escuela Colorado.
- Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Base Cartográfica. En: Diagnóstico ambiental Campo Escuela Colorado. UIS-Weil Group. Bogotá. Mayo, 2010.
- JEREZ ROJAS, Karent. Optimización de la producción del Campo Escuela Colorado mediante un análisis de desempeño utilizando software especializado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industria de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2014.
- KIKANI, Jitendra. Reservoir Surveillance. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- LARRIETA, María Isabel y GÓMEZ, Angélica María. Minería de datos: Concepto, características, estructura y aplicaciones. En: Contaduría y administración [online]. 1998. no. 190. [Citado 10, noviembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/1bXxZp>
- MARTÍNEZ MUSIÑO, Celso. El valor de la información, su administración y alcance en las organizaciones. En: Revista Mexicana de ciencias de la información [online], 2010, vol. 1, no. 2. [citado 19, junio, 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/V8gno5>
- MAYORGA H., Diana Lorena. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el Campo Casabe. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011.
- NAYEF, Mazin [online]. Renewable Energy at Kuwait Great Burgan Oil Field. Society of Petroleum Engineers. 2013. [Citado 04, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/NNLq73>
- Packers Plus [online]. StackFRAC system revives non-producing open hole Horizontal wells. Kuwait. s.f. [Citado 09, diciembre de 2016]. Disponible en: <http://bit.ly/2gFjQSs>

- PARRA, Dario; ORDÓÑEZ, Anibal. et.al. Diagnóstico y estrategias de recobro. Barrancabermeja: coord. ECOPEPETROL S.A. Gerencia Magdalena Medio, 2003.
- PÉREZ, María. Minería de datos a través de ejemplos. Alfaomega, 2015.
- POSADAS CHINCHILLA., Antonio Miguel [Online]. Determinación de errores y tratamientos de datos. Trabajo de clase presentado en la asignatura Comportamiento Mecánico de los Materiales. Almería: Universidad de Almería, Facultad de Ciencia Experimentales, s.f. [Citado 17, junio de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/ANSmmW>
- REAL ACADEMIA ESPAÑOLA Y ASOCIACIÓN DE ACADEMIAS DE LA LENGUA ESPAÑOLA. Diccionario esencial de la lengua española. Madrid: Espasa Calpe, 2006
- Registro de producción de Campo Escuela Colorado.
- Reportes de Trabajos de Reactivación Campo Escuela Colorado.
- RESTREPRO, Karin y GARZA, Carlos. Daño a la formación por precipitación de parafinas: Estado del Arte. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006.
- SALAS SAUCEDO, Alfredo. Estudio experimental de recuperación mejorada por efecto de Joule en un yacimiento fracturado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2012.
- SAMEER FEISAL. Desai; HUSSAIN ZUYED, Al-Ajmi; JAMALH, Al-Humoud y NAZMUL, Gazi [online]. Development of an Integrated Reservoir-Surveillance Process for World's Second-Largest Field in Kuwait. Society of Petroleum Engineers, 2009. [Citado 29, noviembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/L2ISy9>
- SU, Ho-jenn; ABDULLA, Farida; ORJUELA, Jaime y GHEORGHIU, Sorin [online]. Advanced Reservoir Management of Greater Burgan Field. Society of Petroleum Engineers, 2011. [Citado 04, diciembre de 2016]. Disponible en: <https://goo.gl/pXvE4s>