

**DEFINICIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS VARIABLES DE MONITOREO CLAVES
EN UN TABLERO DE BALANCE PARA CONTROLAR PROYECTOS DE
INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO.**

MONICA ANDREA SATIZÁBAL NAVARRO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA**

2019

**DEFINICIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS VARIABLES DE MONITOREO CLAVES
EN UN TABLERO DE BALANCE PARA CONTROLAR PROYECTOS DE
INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO**

MÓNICA ANDREA SATIZÁBAL NAVARRO

**Trabajo de grado para optar por el Título de Especialista en Ingeniería de
Yacimientos**

Director

PEDRO LUIS SOLÓRZANO REYES

Especialista en Yacimientos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

*Gracias a mi Dios por permitirme alcanzar un nuevo escalón en mi
vida profesional, A mi familia por todo el apoyo
incondicional que me brinda siempre,
A mi director de tesis quién me orientó, y estuvo siempre disponible durante el
desarrollo de este proceso, Y a la Universidad Industrial de Santander la cual me
está apoyando y formando en esta nueva etapa
profesional.*

Mónica Satizábal N.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas y entidades que me apoyaron e hicieron posible que se llevara a cabo esta monografía, por su, dedicación, comprensión y apoyo, gracias:

Ecopetrol S.A

Ingeniero Pedro Luis Solórzano

Ingeniero Juan Manuel León H.

Ingeniera Maricel Pinilla Quiñones

Ingeniero Carlos Emilio Giosa

Ingeniero Luis Oswaldo Castañeda

Universidad Industrial de Santander

A mi Familia

A mis Amigos

A mis compañeros

A todas las personas que ayudaron directa e indirectamente en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. VARIABLES DE MONITOREO EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.	23
1.1 INYECCIÓN DE AGUA.....	23
1.2 HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	24
1.2.1 Tipos de inyección de agua.....	26
1.2.1.1 Inyección de agua periférica o externa.....	26
1.2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.....	26
1.3 MONITOREO INYECCIÓN DE AGUA.....	28
1.3.1 Monitoreo técnico.....	28
1.3.1.1 Caudal de inyección.....	29
1.3.1.2. Caudal de producción base.....	31
1.3.1.3 Producción de líquido.....	34
1.3.1.4 Caudal de producción incremental.....	36
1.3.1.5 Evolución del EUR.....	39
1.3.1.6 Np/Wic – Campo.....	41
1.3.1.7 Np/Wic – patterns.....	43
1.3.1.8 Fri/VPI –Pattern.....	45
1.3.1.9 Eficiencia de inyección pozo.....	47
1.3.1.10 Eficiencia de inyección por capa.....	48
1.3.1.11 Eficiencia de inyección yacimiento.....	50
1.3.1.12 Proyección de las curvas características.....	52
1.3.2 Monitoreo de la ejecución del proyecto.....	53
1.3.2.1 Perforación, ejecución plan vs real, acumulada plan vs real.....	53
1.3.2.2 Completamientos, ejecución plan vs real, acumulada plan vs real.....	54
1.3.2.3 Conversiones, ejecución plan vs real.....	56
1.3.2.4 Costo pozo, por unidad de intervención.....	57

1.3.2.5 Costo Wo, por unidad de intervención.....	58
1.3.2.6 Ejecución presupuestaria, plan vs real.....	59
1.3.2.7 Causación del presupuesto, plan vs real.....	60
1.3.2.8 Ejecución presupuestaria por sub-rubro.	61
1.3.3 Monitoreo operativo.	63
1.3.3.1 Registros de producción, PLT.	63
1.3.3.2 Registros de inyección, ILT.	64
1.3.3.3 Registros interwells, trazadores.	66
1.3.3.4 Reuniones semanales, mensuales de monitoreo.....	67
1.3.3.5 Pozos inyectores activos, plan vs real.	69
1.3.3.6 Monitoreo Calidad Agua de Inyección.....	71
1.3.3.7 Pozos productores activos con respuesta, plan vs real.....	73
1.3.4 Monitoreo financiero.	75
1.3.4.1 Lifting cost.....	76
1.3.4.2 Flujo de inversiones (CAPEX).....	77
1.3.4.3 Flujo de costos, ejecutado y planeado.	78
1.3.4.4 Evaluación financiera.....	79
2. SELECCIÓN VARIABLES DE MONITOREO CLAVES PARA SEGUIMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	81
2.1 MATRIZ DE DECISIÓN.	81
2.1.1 Criterios de Valoración.	81
2.1.2 Evaluación por criterios.....	83
3. ELABORACIÓN DE TABLERO DE BALANCE PARA SEGUIMIENTO	91
3.1 TABLERO DE BALANCE.....	91
3.1.1 Tablero de balance proyectos inyección agua.	96
4. TABLERO DE BALANCE PARA MONITOREO DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA.....	98
4.1 INTEGRACIÓN VARIABLES	98
4.1.1 Tablero de balance monitoreo técnico.....	98
4.1.2 Tablero de balance monitoreo ejecución del proyecto.....	101

4.1.3 Tablero de balance monitoreo ejecución del operativo.	103
4.1.4 Tablero de balance monitoreo ejecución del financiero.	105
5. CONCLUSIONES.	110
6. RECOMENDACIONES.	111
BIBLIOGRAFIA.	112

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama proceso de Inyección de agua.....	24
Figura 2. Esquema de desplazamiento de petróleo residual por agua según Clark	25
Figura 3. Arreglo de 5 pozos, en un campo petrolero.	27
Figura 4. Volumen poroso desplazado	45
Figura 5. Principio de un trazador.	67
Figura 6. Menú principal	68
Figura 7. Formulario carga de acciones.....	69

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Caudal de Inyección de agua en un Campo Petrolero año 2017	30
Gráfica 2. Acumulada de inyección de agua en un Campo Petrolero 2017	30
Gráfica 3. Producción Incremental sobre producción básica	32
Gráfica 4. Declinación de un pozo mediante software Sahara.....	34
Gráfica 5. Producción de líquido real y proyección 2017.	36
Gráfica 6. Comportamiento caudal de incrementa.....	37
Gráfica 7. Caudal de producción incremental 2017.	38
Gráfica 8. Acumulada de producción incremental 2017.....	38
Gráfica 9. Comportamiento EUR, en un proyecto inyección de agua.	41
Gráfica 10. Rendimiento Inyección de agua.	42
Gráfica 11. Curva característica N_p / W_{ic} por pattern.	44
Gráfica 12. Factor de Recobro vs Volúmenes Porosos Inyectados.	46
Gráfica 13. Eficiencia de inyección por pozo	48
Gráfica 14. Eficiencia de inyección por capa en un pozo.....	49
Gráfica 15. Hall plot	50
Gráfica 16. Eficiencia de inyección yacimiento.	51
Gráfica 17. Curva característica patrón de inyección.....	52
Gráfica 18. Perforación plan vs real.....	54
Gráfica 19. Completamiento - Plan vs Real	55
Gráfica 20. Conversiones - plan vs real	56
Gráfica 21. Costos intervención a pozos plan vs real.	57
Gráfica 22. Costo intervención Workover Plan vs Real.	58
Gráfica 23. Ejecución presupuestal proyecto inyección de agua.	60
Gráfica 24. Causación presupuestal proyecto inyección agua	61
Gráfica 25. Ejecución presupuestal por rubro	62

Gráfica 26. Seguimiento a la ejecución de registros PLTs.....	64
Gráfica 27. Seguimiento a la ejecución de registros de Inyección (ILTs).....	65
Gráfica 28. Seguimiento a los pozos inyectoros	70
Gráfica 29. Seguimiento a los pozos inyectoros e inyección promedio	70
Gráfica 30. Ejemplo comportamiento parámetros a monitorear en agua de inyección.....	73
Gráfica 31. Pozos productores con respuesta.	74
Gráfica 32. Pozos productores con respuesta 2018.	74
Gráfica 33. Plan costos de levantamiento de un campo petrolero.....	77
Gráfica 34. Flujo de inversiones Capex.	78
Gráfica 35. Flujo de caja proyecto inyección de agua.....	79
Gráfica 36. Flujo de caja proyecto inyección de agua.....	80
Gráfica 37. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo técnico.	85
Gráfica 38. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo proyecto..	86
Gráfica 39. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo operativo.	87
Gráfica 40. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo financiero.	88
Gráfica 41. Representación gráfica comportamiento grupos de monitoreo.	108

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios de valoración para las variables de monitoreo.....	82
Tabla 2. Valoración variables monitoreo técnico.....	84
Tabla 3. Valoración variables monitoreo proyecto.	85
Tabla 4. Valoración variables monitoreo operativo.	86
Tabla 5. Valoración variable monitoreo financiero.	87
Tabla 6. Clasificación variables monitoreo técnico.	88
Tabla 7. Clasificación variables monitoreo proyecto.	89
Tabla 8. Clasificación variables monitoreo operativo.	89
Tabla 9. Clasificación variables monitoreo financiero.	89
Tabla 10. Resumen variables seleccionadas.....	90
Tabla 11. Diseño modelo tablero de balance.....	96
Tabla 12. Tablero de balance para grupo monitoreo técnico.	100
Tabla 13. Tablero de balance para grupo monitoreo del proyecto.....	102
Tabla 14. Tablero de balance para grupo monitoreo operativo.....	104
Tabla 15. Tablero de balance para grupo monitoreo del financiero.	106
Tabla 16. Indicador coeficientes de desempeño por grupo.	107
Tabla 17. Coeficientes de desempeño por grupo	109

GLOSARIO

ARREGLOS DE INYECCIÓN: Conjunto de pozos productores e inyectores nuevos o existentes, ordenados en forma irregular o regular formando por lo general figuras geométricas.

CAMPO PETROLERO: Es una zona con abundancia de Hidrocarburos en yacimientos ubicados en el subsuelo, en el cual se colocan pozos de los que se extraen dichos recursos.

DECLINACIÓN DE PRESIÓN: Hace referencia a la caída de presión que se presenta en un yacimiento, a medida que este se pone a producir.

INCREMENTAL: Corresponde al petróleo obtenido por encima de la línea base, producto de la inyección de agua, este proviene de los pozos productores influenciados por la inyección.

INYECCIÓN ACUMULADA: Corresponde a la cantidad de inyección total que se ha inyectado en un pozo en un determinado tiempo.

INYECCIÓN DE AGUA: Es el método más utilizado a nivel mundial para la producción de petróleo como recuperación secundaria, el cual consiste en inyectar agua en un pozo para desplazar el petróleo a otro productor.

LINEA BASE: Es la medición que permite definir el comportamiento del pozo, previo a la aplicación de un mecanismo adicional de recuperación, en este caso la inyección de agua, esta también hace referencia a la producción primaria si no hay aplicado ningún mecanismo de recuperación.

PETROLEO RESIDUAL: El petróleo que no se desplaza cuando los fluidos fluyen a través de la roca en condiciones normales, por ejemplo en los procesos de recuperación primaria y secundaria, e invasión.

POZO INYECTOR: Un pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal desplazar fluidos en dirección a pozos productores, mientras se mantiene la presión de yacimiento.

POZO PRODUCTOR: Un pozo en el que los fluidos (gas, petróleo, agua) se producen.

PRODUCCIÓN ACUMULADA: Corresponde al petróleo total producido en un pozo o en un campo en barriles en un determinado tiempo.

PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO: Es la suma del agua y el petróleo producido en un pozo.

TABLERO DE BALANCE: Es una herramienta utilizada para comprender el funcionamiento del proceso de una estrategia y así generar mejores resultados en el desarrollo de un proyecto en una organización.

YACIMIENTO: Es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén).

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo
Bbls	Barriles
BOPD	Barriles de petróleo por día
BSR	Bacterias sulfato reductoras
CDF	Coeficiente desempeño financiero
CDO	Coeficiente desempeño operativo
CDP	Coeficiente desempeño del proyecto
CDT	Coeficiente desempeño técnico
CO2	Dióxido de carbono
EUR	Estimated Ultimate Recovery
Fri	Factor de recobro incremental
ILT	Injection Logging Test
Iny	Inyección
Inyprom	Inyección promedio
KBLS	Miles de barriles
KUSD	Miles de dólares
MBLS	Miles de barriles
MMBLS	Millones de barriles
MUDS	Millones de dólares
No.	Número
Np	Producción acumulada
O2	Oxígeno disuelto
OOIP	Original Oil in Place
PLT	Production Logging Test
Qi	Caudal inyección
Qiny	Caudal de inyección

Qiny_C	Caudal de inyección capa
Qinyacum	Caudal de inyección acumulada
Qo	Caudal de petróleo
Qo prom	Caudal de petróleo promedio
Qprod	Caudal de producción
SA	Sociedad anónima
SCF	Standart cubic feet
t	Tiempo
Vp	Volumen poroso
VPI	Volumen poroso inyectado
Wi	Agua inyectada
Wic	Agua acumulada inyectada
WO	Workover
Yto	Yacimiento

RESUMEN

TITULO: DEFINICIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS VARIABLES DE MONITOREO CLAVES EN UN TABLERO DE BALANCE PARA CONTROLAR PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO PETROLERO*

AUTOR: MONICA ANDREA SATIZABAL NAVARRO**

PALABRAS CLAVE: Integración, variables de monitoreo, tablero de balance, inyección de agua.

DESCRIPCIÓN

Con el fin de poder monitorear de una forma más adecuada el comportamiento de los proyectos de inyección de agua en campos petroleros del país, la presente monografía tiene como objetivo definir las variables de monitoreo claves para el desempeño de los proyectos de inyección, e integrarlas en un tablero de balance que permita a los ingenieros y gerentes, controlar el proyecto de forma eficiente y poder fijar su evolución en el tiempo. Todo lo anterior con el propósito de tomar decisiones para corregir cualquier tipo de desviación en los tiempos correctos, inducir al proyecto a alcanzar metas de más alto nivel o simplemente cumplir las pautadas.

El formular las variables claves que afectan los proyectos de inyección y poder evidenciar su comportamiento a través de un tablero de balance; proporcionará una

*Trabajo de grado

**Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Pedro Luis Solorzano, Ingeniero de petróleos.

forma lógica y completa de describir la estrategia que se implementará en el campo durante la vida del proyecto.

ABSTRACT

TITLE: DEFINITION AND INTEGRATION OF THE KEY MONITORING VARIABLES IN A BALANCE BOARD TO CONTROL WATERFLOODING PROJECTS IN AN OIL FIELD*

AUTHOR: MÓNICA ANDREA SATIZÁBAL NAVARRO**

KEYWORDS: Integration, monitoring variables, balance board, waterflooding

DESCRIPTION

In order to the better surveillance of the behavior of water injection projects in oil fields in the country, this monograph aims to define key monitoring variables for project performance, and integrate them into a balance sheet that allows engineers and managers to control the project efficiently and be able to fix its evolution over time. All of the above with the purpose of making decisions to correct any type of deviation in the correct times, to induce the project to reach goals of a higher level or simply to comply with the guidelines.

To formulate the key variables that affect the water injection projects and be able to show their behavior through a balance sheet; It will provide a logical and complete way to describe the strategy that will be implemented in the field during the life of the project.

*Graduation Project

**Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Pedro Luis Solorzano, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado tiene como finalidad, definir las variables de monitoreo claves e integrarlas en un tablero de balance que permita controlar de forma eficiente proyectos de inyección de agua en yacimientos petrolíferos, y así poder asegurar un mecanismo homogéneo de monitoreo con visión integral de las variables claves diseñadas para el control administrativo, técnico, de ejecución y económico de proyectos de inyección de agua.

Durante el desarrollo de la recopilación de la información, se identificaron las diferentes variables de monitoreo que distintos autores como Jarrell P.M, Stephne Rose, Magdalena de Ferrer, Charles Patton, K.S Chan, entre otros, han compartido luego de sus investigaciones y se incluyeron aquellas identificadas en la revisión hecha con especialistas en el tema, posteriormente, se hizo la clasificación de 4 grupos de variables, como lo son: monitoreo técnico, monitoreo ejecución del proyecto, monitoreo operativo y monitoreo financiero. Una vez hecha la clasificación de las variables en cada grupo, se llevó a cabo el análisis de cada una de estas, identificando la mejor manera de monitorearlas, el método de cálculo y el beneficio que cada una de estas trae para el desarrollo de un campo petrolero, influenciado por la inyección de agua.

Luego de llevar a cabo el anterior análisis, se seleccionaron las variables principales, por medio de una matriz de selección, a la cual se le asignaron criterios de evaluación, teniendo en cuenta la experiencia que se ha tenido con la inyección de agua en campos de crudo pesado en Colombia, con el fin, de contribuir en el control eficaz de los proyectos de inyección de agua.

Posteriormente, se definió la necesidad de diseñar un tablero de balance estratégico que permita un mayor entendimiento del comportamiento del proyecto de inyección de agua, en opinión del autor, la inyección de agua no es solo el desplazamiento de agua a través de roca, requiere una serie de parámetros muy disciplinados, durante muchos años, al menos 20, para poder recuperar el hidrocarburo planeado, por lo tanto y a través de información obtenida acerca de un tablero de balance y los objetivos de su implementación, se elabora un diseño de tablero de fácil lectura y que permita identificar las variables que están afectando el proyecto.

Finalmente se integran las variables analizadas y seleccionadas en el tablero de balance diseñado, observándose, que este permite identificar el cumplimiento de cada una de las variables de forma ágil, y así analizar los parámetros con desviaciones que presenta el proyecto de forma oportuna. Se debe tener en cuenta que las variables plasmadas en esta monografía se toman como base para cada proyecto, sin embargo, la valoración de las mismas debe hacerse conforme al comportamiento y características de cada Campo.

1. VARIABLES DE MONITOREO EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA

En el presente capítulo se describen las generalidades de la inyección de agua con el fin de conocer la importancia de esta tecnología en los campos petroleros, sus principales variables de monitoreo y aquellas adicionales que permitan complementar la información obtenida para el adecuado seguimiento.

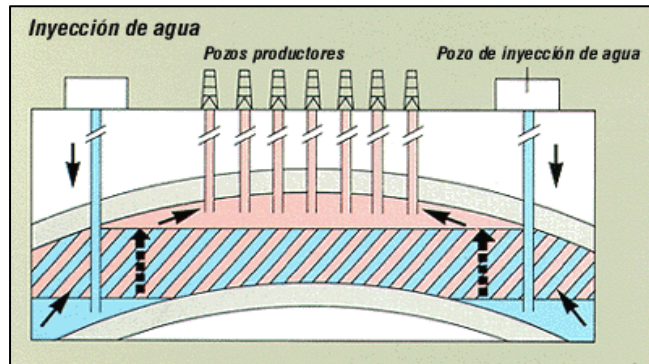
1.1 INYECCIÓN DE AGUA

En la actualidad, la industria del petróleo, ha visto la necesidad de utilizar nuevas tecnologías que permitan la extracción de hidrocarburos, esto debido a la falta de energía natural del yacimiento, una de estas tecnologías es la inyección de agua la cual es una técnica de recobro secundario, utilizada en la industria del petróleo, con el fin de incrementar el factor de recobro de un yacimiento, este método es utilizado en un yacimiento cuando su presión y producción llegan a un punto de declinación que requieren de un mecanismo de energía adicional para producir petróleo rentable.

Esta técnica consiste en inyectar agua a unos parámetros establecidos teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento, con la cual se puede mantener o incrementar la presión del yacimiento, barriendo el petróleo remanente que se encuentra en el mismo³.

³ ORDOÑEZ CRUZ, H. D., VÉLEZ DUQUE, J. P., & FLÓREZ MARULANDA, J. F. Propuesta metodológica para el control y monitoreo de un proceso de inyección de agua. Revista Fuentes, El Reventón Energético 2015, 13(2), 35-44. doi:10.18273/revfue.v13n2-2015004

Figura 1. Diagrama proceso de Inyección de agua

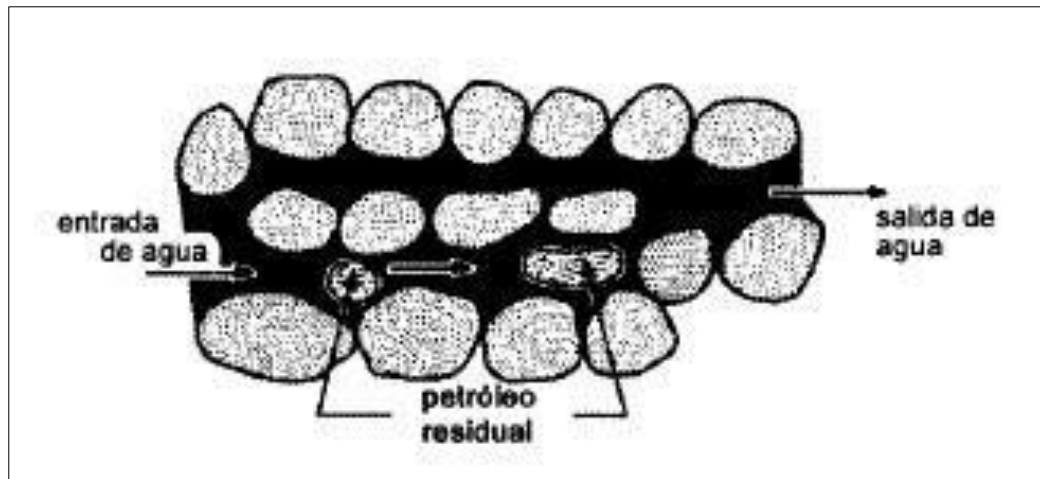


Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas por flanco, 1984.

1.2 HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua fue descubierta en la ciudad de Pithole, al Oeste de Pensilvania, en el año 1865, como sucede normalmente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió de forma accidental cuando el agua proveniente de algunas arenas acuíferas de poca profundidad se movía a través de las formaciones petrolíferas, entrando al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción en los pozos vecinos. En esta época una vez descubierto este fenómeno se pensó que la función de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, sin embargo, hasta el año 1890, operadores de campos petroleros, evidenciaron que el agua que ingresaba a la zona productora no solo mantenía la presión sino también incrementaba la producción de los pozos.

Figura 2. Esquema de desplazamiento de petróleo residual por agua según Clark



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas 1984. P16.

Para el año 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo, a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente circular más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos. En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos.

Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección. En la actualidad, es el principal y más

conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua.

1.2.1 Tipos de inyección de agua. Teniendo en cuenta la distribución que se realice de los pozos, es decir, la posición en que se encuentren los pozos inyectoros y los pozos productores, existen dos (2) tipos de inyección de agua, la periférica y la dispersa, los cuales son descritos por Paris de Ferrer, (2001) de la siguiente manera:

1.2.1.1 Inyección de agua periférica o externa. Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo.

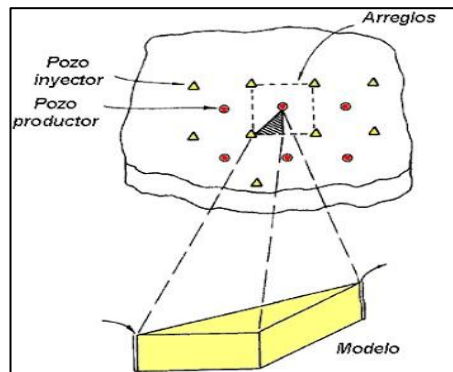
- **Características.** A continuación se presentan las características de la inyección de agua periférica o externa.
 - Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
 - Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.
 - Este mecanismo por lo general es ineficiente en las zonas altas (yacimientos grandes) porque la energía no se transmite en forma eficiente.
 - La inyección de agua por flancos tiene su principio operativo en bajos caudales globales de inyección, pocos pozos inyectoros, poca producción de agua en pozos productores y permitir el reacomodo del agua como una extensión energizada del acuífero natural.

1.2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa. Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce

como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

- **Características.** Las siguientes son las características principales de la inyección en arreglos.
 - La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
 - Se emplea, particularmente, en yacimientos con pozo buzamiento y una gran extensión área.
 - A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.
 - La inyección de agua en patrones tiene su principio operativo en altos caudales globales de inyección, muchos pozos inyectores, alta producción de agua en pozos productores, baja presión de fondo en pozos productores y fomentar el movimiento del agua en forma lateral entre los pozos del arreglo.

Figura 3. Arreglo de 5 pozos, en un campo petrolero.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas 1984.

1.3 MONITOREO INYECCIÓN DE AGUA

El monitoreo de inyección ha sido mal entendido en la industria como el monitoreo de parámetros técnicos de subsuelo, en ese pensar, cientos de proyectos exitosos en el desplazamiento de fluidos han sido fracasos financieros o de ejecución.

El arte del monitoreo de la inyección de agua juega un papel muy importante para conocer si el proceso como un todo, está siendo eficiente o no, pero para poder tener un monitoreo exitoso se deben conocer las variables que permitan identificar si los pozos inyectoros en el área están siendo efectivos, a continuación, se analizarán las variables más representativas en un proyecto de inyección de agua en un campo petrolero.

De acuerdo con las observaciones, para este análisis, se definió clasificar el monitoreo en 4 grandes grupos por sus características o asociatividad:

- Monitoreo técnico.
- Monitoreo de la ejecución del proyecto.
- Monitoreo Operativo.
- Monitoreo financiero.

1.3.1 Monitoreo técnico. Monitoreo que se enfoca en determinar aspectos científicos del arte de inyección, como evoluciones de la presión, saturaciones, corte de agua, etc.

Dentro de las variables definidas para el monitoreo técnico de la inyección de agua se pueden encontrar aquellas que permiten conocer el comportamiento técnico de la inyección en el Campo, el incremental obtenido asociado a dicha inyección, la recuperación de energía que ha tenido el yacimiento, debido a la inyección y al balance de presiones en cada uno de los patrones. Con el seguimiento de las variables de este grupo, se busca obtener un control integral a nivel técnico del

comportamiento de todo el campo petrolero, con el fin de poder tomar acciones correctivas o de mejora para el beneficio del desarrollo del yacimiento y así evitar daños en el mismo.

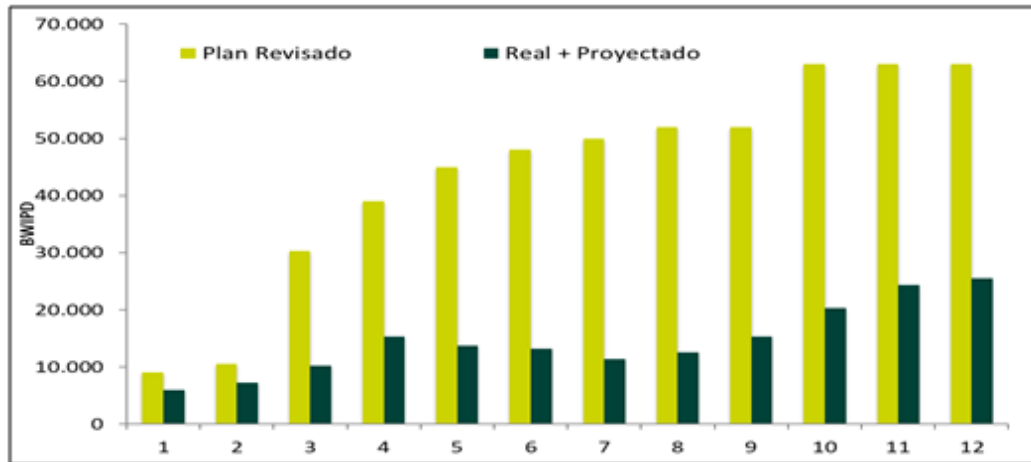
Las variables que se identificaron que pueden pertenecer a este grupo, son las siguientes:

1.3.1.1 Caudal de inyección. Para llevar a cabo un bueno monitoreo de los pozos inyectoros, es necesario hacer el seguimiento al caudal de inyección respecto del valor de diseño, esto porque por medio de esta variable se puede garantizar que se está generando la inducción correcta de energía al reservorio.

El aseguramiento de la inyección es el parámetro más importante del proyecto, el mismo se debe identificar por las subunidades o capas geológicas, que más admisión tienen en el pozo, y permite determinar los pronósticos de producción que se esperan con la implementación del proyecto, es decir, se puede dimensionar el mismo. Para hacer el respectivo seguimiento se recomienda mediante el caudal instantáneo planeado vs el real, y el acumulado de inyección como se pueden observar a continuación:

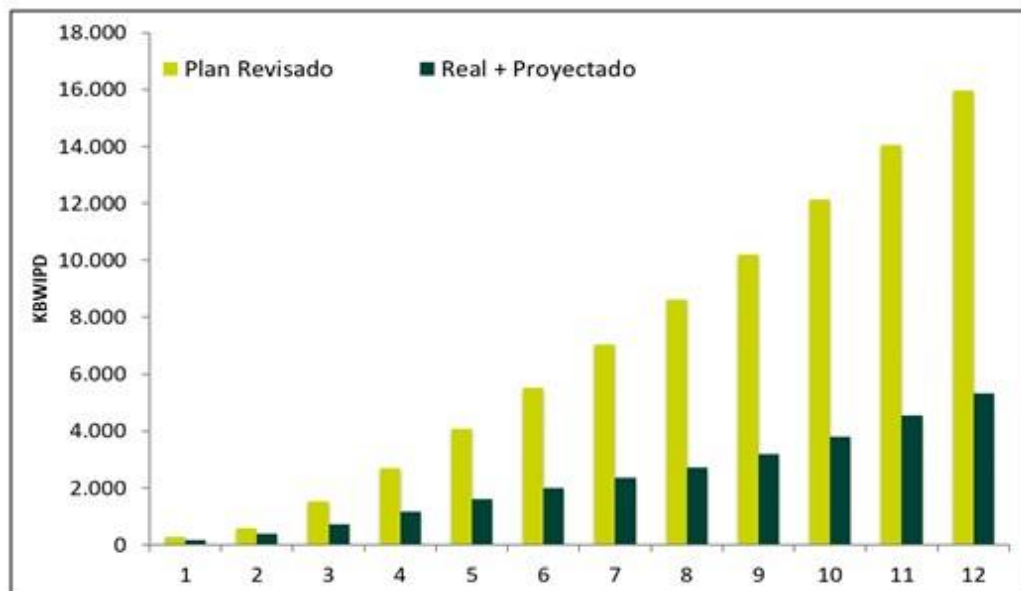
- Seguimiento del caudal de inyección real vs el planeado mediante gráficos de inyección. Mediante el caudal de inyección instantáneo, se puede identificar el comportamiento actual de la inyección de agua, permite discernir si en el momento, se está correctamente inyectando el agua. Con el seguimiento de la inyección acumulada se dimensiona el total de inyección realizada en un pozo o a nivel campo está cumpliendo el plan. El cumplimiento de estos dos parámetros permite descartar que sea por falta de inyección alguna otra falla que se detecte en el proyecto.

Gráfica 1. Caudal de Inyección de agua en un Campo Petrolero año 2017



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Enero de 2018, 3:43 p.m. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Gráfica 2. Acumulada de inyección de agua en un Campo Petrolero 2017



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Enero de 2018, 3:43 p.m. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Teniendo en cuenta los gráficos anteriores, en el ejemplo se puede observar que a partir del tercer mes del año 2017 en el campo petrolero no se inyectaba el caudal de inyección de agua planeado, esto permitiendo identificar rápidamente que se contaban con limitantes los cuales no permitían cumplir con dicho plan.

Datos requeridos: Para el seguimiento de esta variable es necesario tener un plan establecido de inyección de agua mensual, el reporte de la inyección de agua real y el acumulado de inyección, es una variable calculada.

Fórmula de cálculo:

$$Q_{iny} = \frac{Q_{inyacumulada}}{tiempo} \quad (1)$$

$$Q_{inyacumulada} = Q_{imensal} * tiempo \quad (2)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barra o de línea, con este tipo de gráficos, es más fácil visualizar e identificar el cumplimiento o no del caudal objetivo, así como se puede observar en el grafico 1 y 2 un ejemplo para el gráfico de barra.

Beneficio del seguimiento de la variable: Al tener un adecuado seguimiento del caudal de inyección se pueden identificar los pozos que se encuentra con baja admisión, afectando el proceso de inyección de agua en el campo. De esta manera se pueden seguir y ejecutar acciones remediales, como lo son limpiezas, calibraciones, ajusten en los diseños de inyección, entre otros.

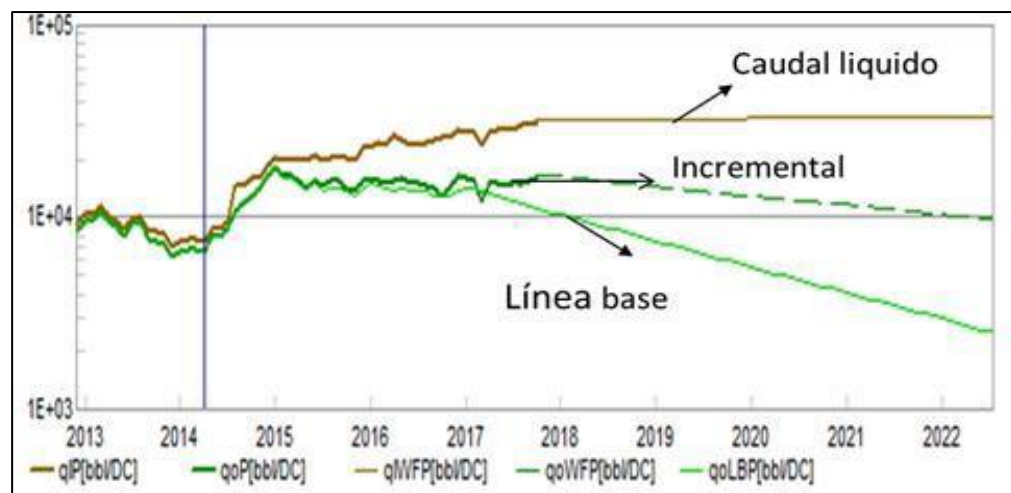
1.3.1.2. Caudal de producción base. La línea base de producción permite el análisis de evaluación de un proyecto, facilitando predecir si este es rentable o no, y a su vez permitiendo identificar si la producción planeada es cumplida, esto teniendo en cuenta los análisis realizados por los ingenieros de yacimientos.

Una vez un Campo petrolero empieza su declinación en la presión, es decir, presenta ausencia de energía en el yacimiento se hace necesaria la implementación de un proceso de sostenimiento de presión que garantice el desarrollo eficiente del mismo, como se ha mencionado anteriormente, uno de estos procesos es la inyección agua.

Con el fin, de poder validar e identificar si esta tecnología ha dado respuesta, la línea base de producción, es utilizada para definir los caudales de incremental que puede estar aportando el yacimiento mediante el proceso de sostenimiento de presión, así como se puede observar en las siguientes gráficas.

La línea base permite diferenciar el petróleo producido por el pozo con el mecanismo origina y con el mecanismo de recuperación adicional.

Gráfica 3. Producción Incremental sobre producción básica



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018, 8:00 a.m. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

En el gráfico anterior se puede evidenciar, como el campo venía declinando de acuerdo a su línea base, y una vez se da inicio al proceso de inyección de agua, el

caudal de petróleo se empieza a mantener, y posteriormente se empieza a observar la trepada de la curva de petróleo.

Se debe tener en cuenta que las curvas de caudal de petróleo y de agua comparadas en el tiempo, se usan para identificar si el comportamiento de producción obtenida es normal o si este por el contrario presenta una disminución alta con relación a los demás pozos productores que pertenezcan al patrón. Por otro lado, la curva de fluidos se compara con la producción de petróleo para poder analizar el efecto que pueda tener la inyección en un pozo productor. Por ejemplo, si la curva de petróleo disminuye en el tiempo, pero se evidencia que la curva de líquido se mantiene se podría decir, que el pozo está produciendo mayor cantidad de agua, es decir, aumentó el corte de agua, por lo tanto, se debe monitorear porque podría estarse presentando una canalización.

Datos requeridos: Previo al inicio de un proyecto de recuperación secundaria en un campo, es necesario establecer la línea base de cada uno de los pozos que componen el patrón de inyección, dado que, bajo esta curva se podrá identificar si la respuesta a la inyección es satisfactoria o no.

Una forma de hacer dicha curva es por medio del método caudal vs tiempo, el cual se basa en amarrarse al último dato de producción manteniendo la tendencia de producción que lleva el campo de acuerdo a su historia de producción.

Normalmente se sigue la curva base de producción de crudo, eventualmente se puede seguir también la curva base de producción de líquido, por lo general es opcional.

Gráfica 4. Declinación de un pozo mediante software Sahara.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. marzo de 2018, 8:00 a.m. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de línea con escala de tiempo.

Beneficio del seguimiento de la variable: Con la asignación de una línea base idónea y su respectivo seguimiento se podrá identificar si el comportamiento de la tecnología de inyección de agua está siendo viable o no en el campo, a su vez que dará a conocer aquellos pozos que mejor comportamiento pueden tener o han tenido desde el inicio de la inyección.

1.3.1.3 Producción de líquido. La producción de líquido en un pozo es una variable fundamental para poder identificar si este puede estar presentando problemas de canalización o aumentos en el corte de agua, esto haciéndolo en conjunto con el comportamiento del caudal de petróleo y de agua inyectada.

Datos requeridos: Se requiere la producción de aceite y producción de agua generada en cada pozo del Campo.

Fórmula de cálculo:

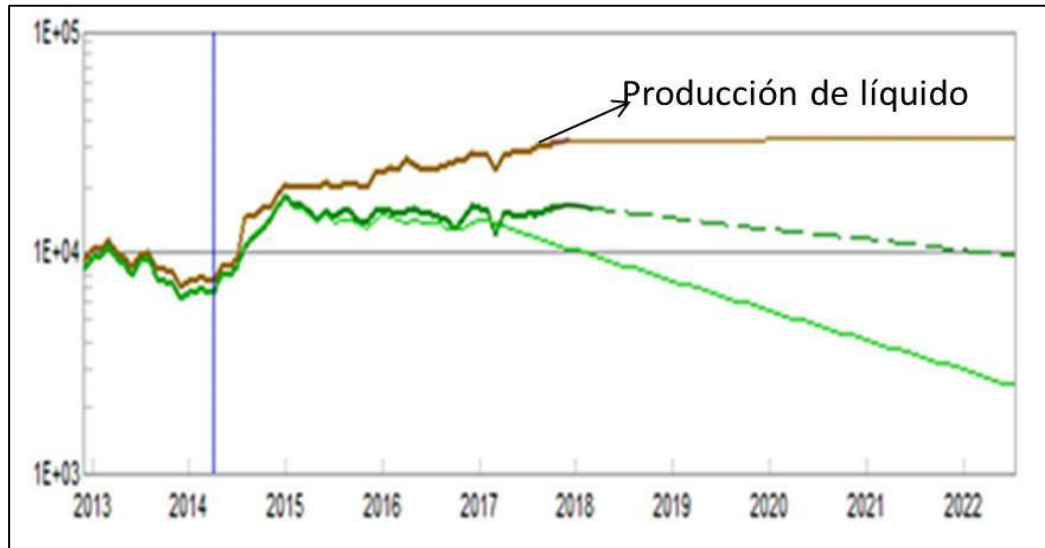
$$\text{Producción de líquido} = \text{Producción de agua} + \text{producción aceite} \quad (3)$$

Gráfico tipo recomendado: para tener una mejor visualización del caudal de líquido del campo o por pozo se recomienda usar grafico tipo líneas en escala logarítmica para mejor visualización del comportamiento de la curva. Existen diversos gustos entre ingenieros con respecto de esta línea, se ha demostrado que en procesos de inyección de agua, la curva logarítmica muestra en forma más confiable los efectos de la inyección.

Se define que todo quiebre en tendencia del potencial de líquido, no asociado a una disminución de la pwf, está probablemente asociado a un efecto de energización producto de la inyección, la razón de esto es porque el pozo productor ha sido afectado por una nueva forma de energía en su área de drenaje. Esta identificación debe realizar en conjunto en gráficos de producción vs tiempo, pwf vs tiempo, inyección vs tiempo y definir si el cambio de tendencia, se asocia al proceso de inyección.

Beneficio del seguimiento de la variable: Por medio de esta variable se puede identificar posibles canalizaciones en un pozo debido al aumento del corte de agua o si el pozo se puede extraer más, o simplemente detectar y mantener monitoreado si el proceso de inyección está causando el efecto de energización planeado.

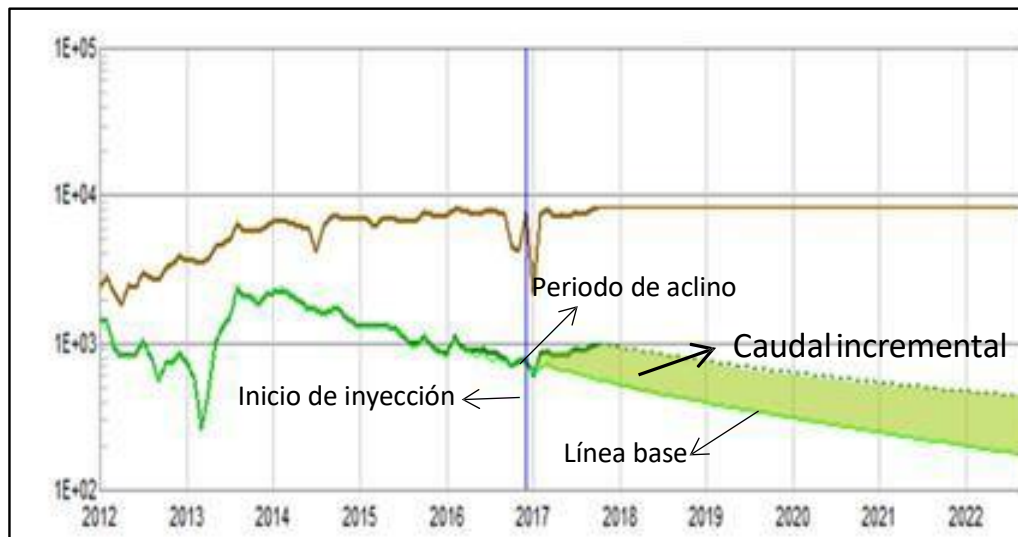
Gráfica 5. Producción de líquido real y proyección 2017.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

1.3.1.4 Caudal de producción incremental. El caudal de producción incremental hace referencia al volumen de hidrocarburos que es obtenido por encima de la línea base de producción de un yacimiento, como resultado de nuevas inversiones asociadas a la aplicación de nuevas tecnologías para el recobro mejorado del subsuelo con el fin de aumentar el factor de recobro o para adicionar nuevas reservas al país. Una forma sencilla de identificar la incremental obtenida es a través de la curva mostrada en el gráfico 3. Producción incremental sobre producción básica y a su vez se debe hacer seguimiento al plan vs el real obtenido como se puede observar a continuación:

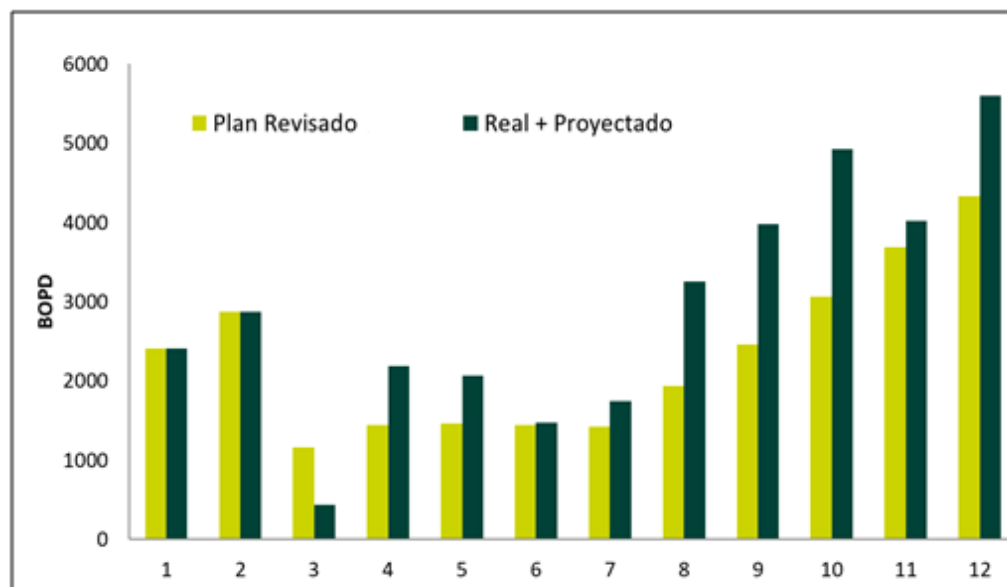
Gráfica 6. Comportamiento caudal de incrementa



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. febrero de 2018, 8:00 a.m. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

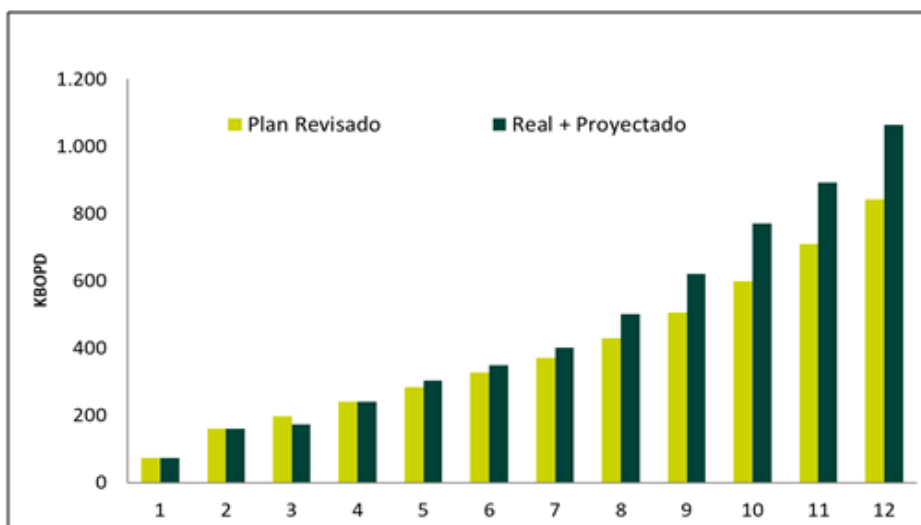
En el gráfico anterior se puede observar al comportamiento del caudal incremental (área sombreada) luego de que el campo ha sido intervenido con el proyecto de inyección de agua, evidenciándose como la producción primaria (Línea verde claro) iba disminuyendo, y luego de la implementación del proyecto la producción (línea verde oscuro) empezó a recuperarse.

Gráfica 7. Caudal de producción incremental 2017.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018, 8:00 a.m. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Gráfica 8. Acumulada de producción incremental 2017.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Línea base definida por pozo productor y caudal de producción real.

Fórmula de cálculo: Con valores normalmente mensuales, el caudal de producción se determina de la siguiente manera:

$$Q_{\text{Incremental pozo}} = \text{Producción real} - \text{Línea base} \times \text{pozo} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{incremental campo}} &= \text{Producción real campo} - \text{Línea base campo} \\ &= \text{Suma caudal incremental pozos} \end{aligned} \quad (5)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de línea o de barras.

Beneficio del seguimiento de la variable: La producción incremental es la producción que se espera cumplir con la inyección de agua, es decir, se espera que por cada uno de los pozos productores del patrón se tenga una respuesta positiva y una de las variables que permiten revisar esto es su volumetría.

1.3.1.5 Evolución del EUR. El EUR (Estimated Ultimate Recovery) según la literatura lo define como la cantidad de petróleo y gas que se espera recuperar económicamente de un yacimiento o campo al final de su vida útil. La recuperación final estimada se puede referenciar a un pozo, un campo o una cuenca⁴.

Al igual podría entenderse como la cantidad total petróleo producido en un campo, el cual debe incrementar a través del tiempo, es decir, esta variable va cambiando con los pronósticos de producción, a medida que va pasando el tiempo, permitiendo determinar si el proyecto se encuentra en su fase de crecimiento, en rampa

⁴ SCHLUMBERGER. [en línea] [citado el 25 de agosto de 2018; 7:23 pm.] disponible en. https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/estimated_ultimate_recovery.aspx. Fuente revisada el 25 de agosto de 2018; 7:23 pm.

(incremento) o en su fase de declino, para así saber si este continua siendo viable o no.

Tiempo X1----- EUR 1
 Tiempo X2-----EUR 2
 Tiempo X3-----EUR 3

Este valor es importante para el seguimiento al monitoreo de inyección de agua dado que de acuerdo al EUR base puede estimar el ganancial de petróleo que se puede obtener por la secundaria y el obtenido por primaria.

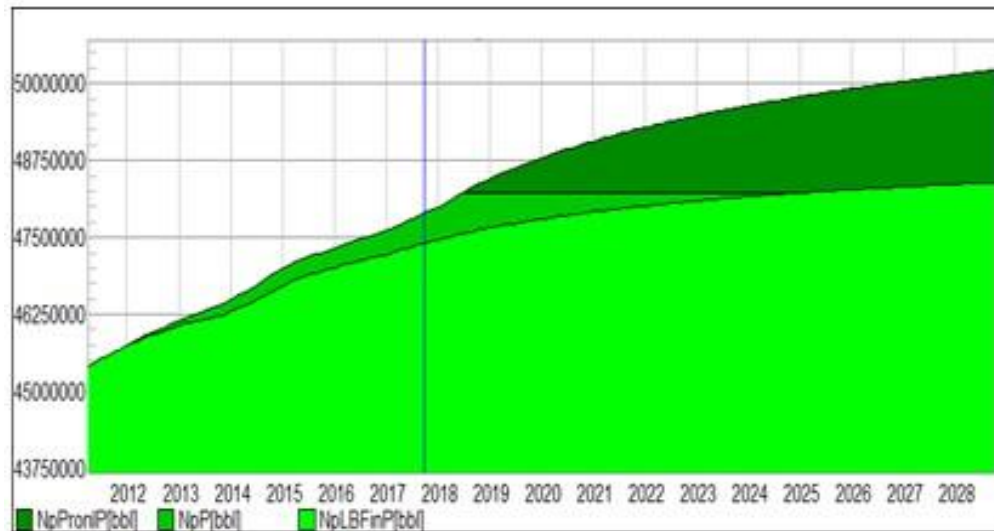
De acuerdo con revisiones de proyectos en el tiempo, normalmente los proyectos de inyección comienza a responder con una elevación de su potencial de petróleo, los ingenieros y auditores suelen utilizar en forma incorrecta el declino exponencial desde el último potencial del pozo para determinar la nueva reserva del pozo, la sucesión de estos cálculos en el tiempo, tiende a una expectativa real de la reserva incremental determinada sobre curvas reales de producción.

Datos requeridos: Producción real y días activos del pozo en el mes, desde el inicio de producción del pozo.

$$Q_{EUR} = \sum_1^n \text{tasa producción real} * \text{días mes (T)} + \sum_{n+1}^P \text{tasa producción pronosticada} * \text{días mes (T)} \quad (6)$$

En donde p, es el número de meses adicionales pronosticados en el pozo.

Gráfica 9. Comportamiento EUR, en un proyecto inyección de agua.



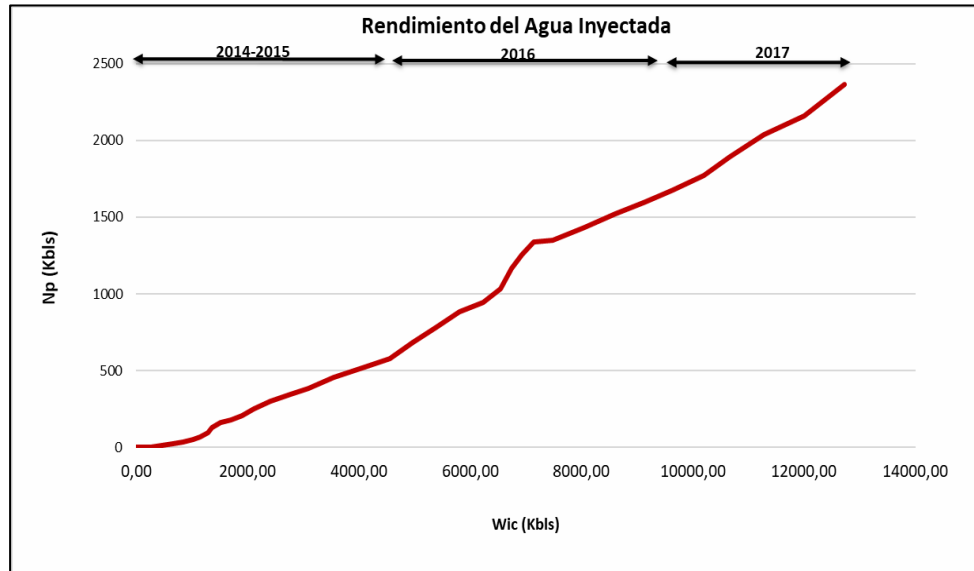
Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Gráfico tipo recomendado: Grafico de línea en escala logarítmica preferiblemente.

Beneficio del seguimiento de la variable: Se puede hacer seguimiento del cumplimiento de producción por pozo y del campo con relación al esperado.

1.3.1.6 Np/Wic – Campo. Por medio de las variables Np (producción acumulada) y Wic (Agua acumulada inyectada) a nivel campo graficadas se puede observar como es la eficiencia de la inyección en el campo, y cuál es la producción que se ha obtenido con los barriles de agua que se están inyectando, permitiendo así conocer la relación de barril inyectado vs barril de petróleo incremental obtenido.

Gráfica 10. Rendimiento Inyección de agua.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Esta curva puede ocultar algunas eficiencias reales del proceso de inyección porque no discrimina por volumen poral, por zona o la temporalidad del efecto de inyección.

El gráfico de rendimiento de inyección de agua permite al ingeniero de monitoreo poder controlar de una manera más ágil y visual, la cantidad de petróleo incremental que obtiene el campo a medida que se va inyectando agua y así poder sacar la relación de petróleo vs el agua inyectada, con el fin de poder evidenciar que tan eficiente es el proceso en campo.

A nivel campo, la curva es bastante útil para predecir si el proceso está en etapas de desplazamiento inicial, tardía o si trabajos de mejora en grupos de pozos están resultando en la mejoría del proceso como un todo. En grandes proyectos es espacialmente útil.

Datos requeridos: Producción acumulada del campo vs agua inyectada acumulada.

Fórmula de cálculo:

$$\begin{aligned} \textit{Prod. acumulada} &= (\textit{Tasa producción real} * \textit{días mes}) \\ &+ \textit{producción mes anterior} \end{aligned} \quad (7)$$

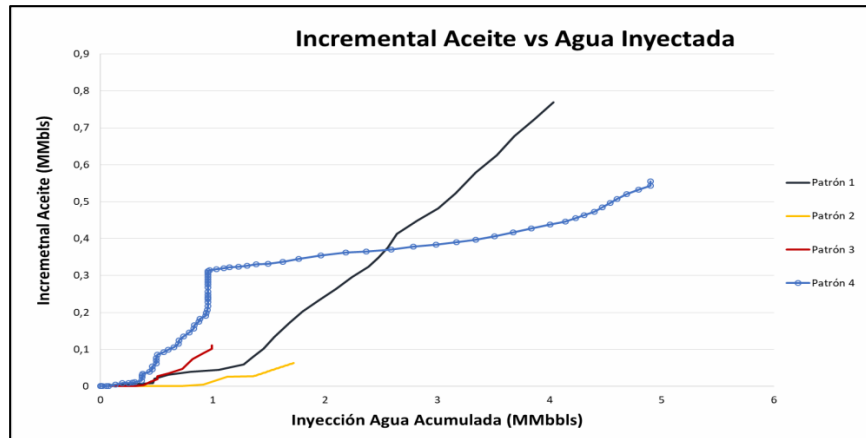
$$\begin{aligned} \textit{PIny. acumulada} &= (\textit{Tasa inyección} * \textit{días mes}) \\ &+ \textit{Inyección mes anterior} \end{aligned} \quad (8)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Permite evidenciar si el comportamiento de la tecnología es beneficiosa o no en el desarrollo del campo, es decir, con el seguimiento se puede determinar en forma rápida el rendimiento de la inyección de agua.

1.3.1.7 Np/Wic – patterns. Por este método “Rendimiento de agua inyectada”, la llamada curva característica permite monitorear la cantidad de petróleo incremental que se obtiene por patrón, con el fin de identificar el desempeño de la inyección de cada pozo inyector y su efecto en los productores.

Gráfica 11. Curva característica Np / Wic por pattern.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

En la figura 9, se muestra que el patrón más eficiente es el numero 1 (color negro) dado fue el que recuperó más cantidad de aceite con menos cantidad de agua inyectada, seguido por el patrón número cuatro (color azul) que a pesar de que utilizó más cantidad de agua inyectada se obtuvo una cantidad de aceite incremental considerable.

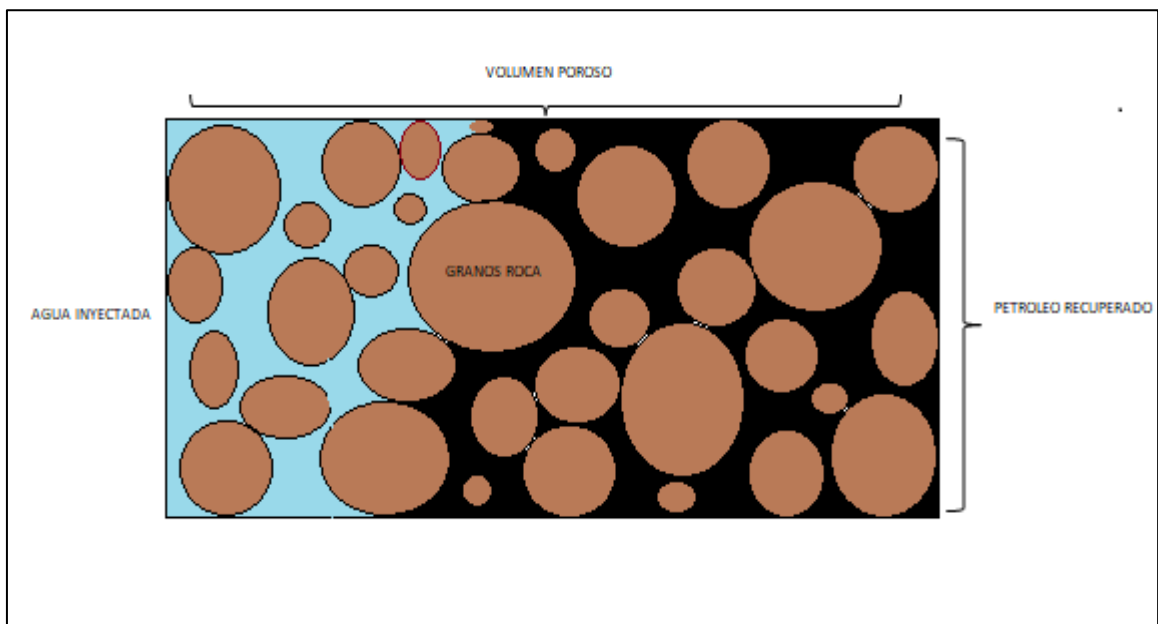
Del mismo gráfico se puede observar como el petróleo de color azul, tuvo un período en el que abruptamente cambió su tendencia, esto está asociado generalmente a canalizaciones, la cual en el período tardío ha sido reparada.

Los cambios de tendencia en estos gráficos están asociados siempre a problemas mecánicos del proyecto o físicos del yacimiento, es un sensor oportuno de problemas en el proceso de inyección.

Beneficio del seguimiento de la variable: Permite conocer la cantidad de petróleo incremental que se ha obtenido respecto al volumen de agua inyectada.

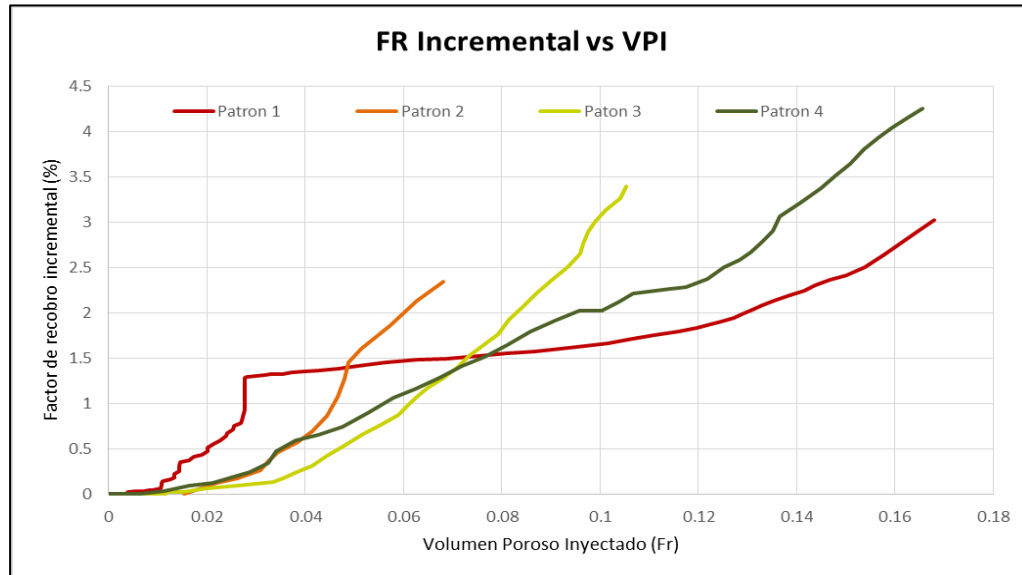
1.3.1.8 Fri/VPI –Pattern. Como definición de volumen poroso se entiende que es el espacio vacío total de la roca, el cual con el pasar del tiempo se va reduciendo por el espacio ocupado por el agua inyectada en la misma, En el siguiente gráfico se puede observar el factor de recobro relacionados con los volúmenes porosos inyectados y en la figura, se puede ver representación del volumen poroso desplazado en una roca.

Figura 4. Volumen poroso desplazado



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas 1984. P16.

Gráfica 12. Factor de Recobro vs Volúmenes Porosos Inyectados.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Del anterior gráfico, se observa que el comportamiento del factor de recobro se ve afectado por el volumen poroso inyectado; a mayor volumen poroso de la roca inyectado aumenta el porcentaje del factor de recobro lo que a su vez se ve reflejado en la cantidad de aceite obtenido.

xDatos requeridos: Para poder calcular el volumen poroso inyectado (VPI) se requiere el caudal de inyección acumulado del patrón (W_{ic}) y el Volumen poroso del mismo (VP).

Para el cálculo del factor de recobro (FR) es necesario conocer el OOIP y la producción de petróleo acumulada en ese patrón (N_p).

Al igual que el gráfico 9, este gráfico es conceptualmente similar, pero ya en términos adimensionales, por lo cual es el gráfico más representativo del

comportamiento del proceso de inyección. Todo cambio de tendencia en este gráfico significa un cambio en el proceso mecánico o físico del proyecto.

Fórmula de cálculo:

$$VPI = \frac{Wic}{VP} \quad FR = \frac{Np}{00IP} * 100\% \quad (9)$$

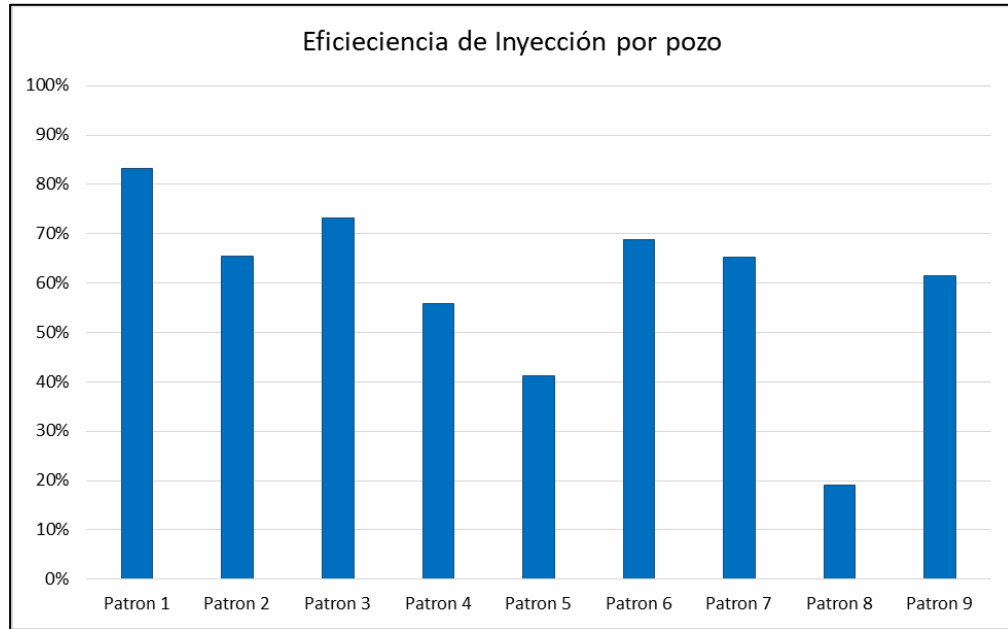
Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana

Beneficio del seguimiento de la variable: Permite conocer la cantidad de petróleo recuperado respecto a los volúmenes porosos inyectados y determinar anomalías en el proceso de inyección o desplazamiento.

1.3.1.9 Eficiencia de inyección pozo. La eficiencia de inyección es una variable de monitoreo con la cual se puede analizar si la inyección en el patrón es la adecuada o no, permitiendo hacer el respetivo seguimiento al conformance mecánico, con el fin de evitar canalizaciones en los pozos productores del patrón.

En la siguiente gráfica se puede evidenciar el porcentaje de eficiencia a nivel de pozo para diferentes patrones de inyección.

Gráfica 13. Eficiencia de inyección por pozo



Fuente. Gráfico creado por el director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Enero de 2019. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Fórmula de cálculo:

$$Eficiencia_Iny_pozo = \frac{Qiny_real}{Qiny_teórico} \quad (10)$$

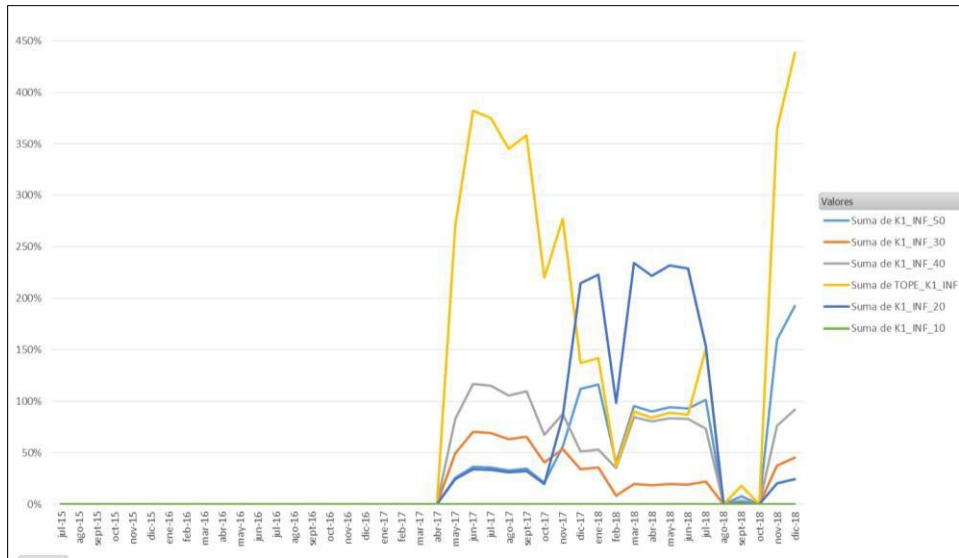
Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras en escala unitaria o %.

Beneficio del seguimiento de la variable: Asegurar que la inyección en el pozo sea la eficiente, acorde a la necesidad del yacimiento.

1.3.1.10 Eficiencia de inyección por capa. Teniendo en cuenta que el caudal de inyección de un pozo, debe ser distribuido en cada una de las subunidades que se tienen como objetivo, la eficiencia de inyección por capa permite identificar si se está cumpliendo con el diseño de inyección establecido en cada una de estas,

ayudando a evitar irrupciones tempranas y a corregir el conformance mecánico del pozo.

Gráfica 14. Eficiencia de inyección por capa en un pozo



Fuente. Gráfico creado por el director y Giosa Emilio de Ecopetrol, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Enero de 2019. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Del anterior gráfico, se observa el comportamiento de inyección por capa de un pozo inyector, evidenciándose aquellas que están por encima o por debajo del caudal teórico calculado.

Fórmula de cálculo:

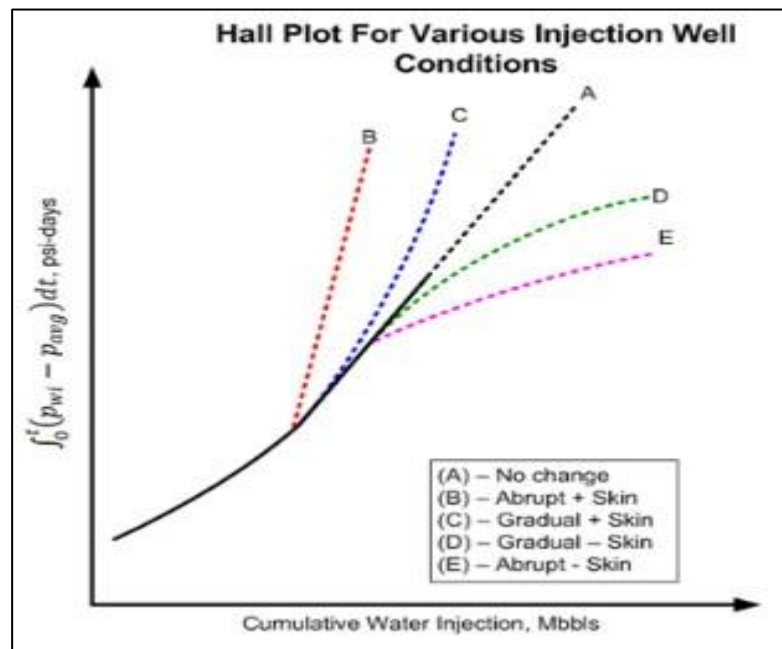
$$Eficiencia_Iny_capa = \frac{Qiny_c_real}{Qiny_c_teórico} \quad (11)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Asegurar el conformance mecánico adecuado en un pozo inyector por subunidad o capa, evitando irrupciones prematuras en el patrón de inyección.

El análisis anterior y los correspondientes a eficiencia de inyección pueden relacionarse con la curva del gráfico de hall, el cual permite revisar por pozo inyector su comportamiento, donde se muestra el cambio que se tiene en las condiciones de inyección, permitiendo así identificar si este se encuentra estable, taponado fracturado ó canalizado, en la siguiente gráfica puede observarse el comportamiento de un pozo inyector para cada uno de los casos mencionados.

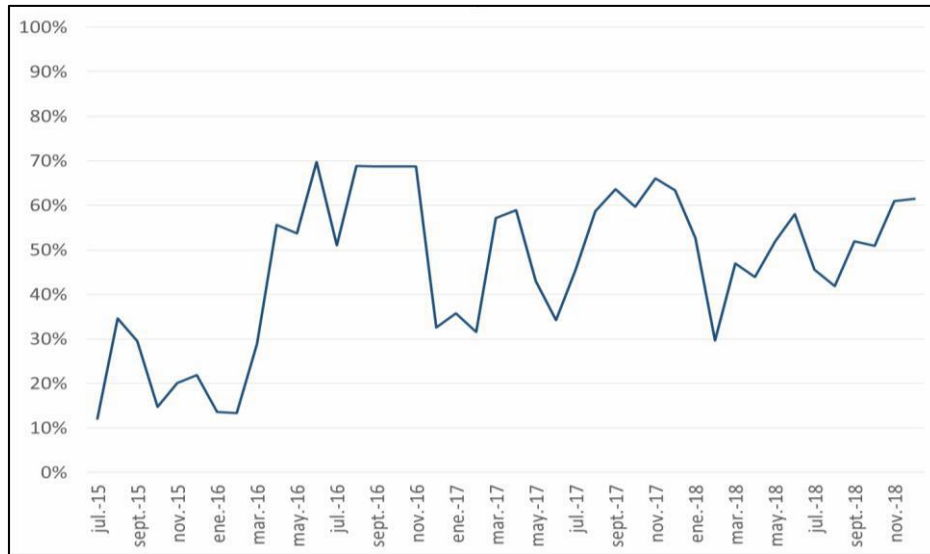
Gráfica 15. Hall plot



Fuente. COBB, William, Smith James, Waterflooding 1990. P9-37.

1.3.1.11 Eficiencia de inyección yacimiento. A diferencia de las variables de eficiencia explicadas anteriormente, esta le permite a los ingenieros involucrados, conocer rápidamente si la inyección que se está haciendo en todo el yacimiento está siendo beneficiosa o no.

Gráfica 16. Eficiencia de inyección yacimiento.



Fuente. Gráfico creado por el director y Giosa Emilio de Ecopetrol, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Enero de 2019. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Del anterior gráfico, se observa el comportamiento de inyección de agua a nivel yacimiento.

Fórmula de cálculo:

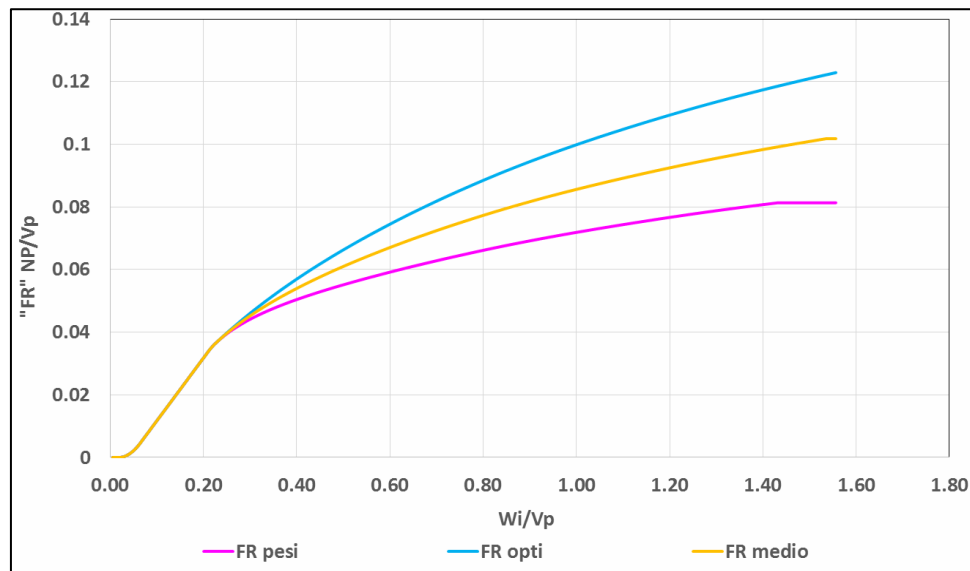
$$Eficiencia_Iny_Yto = \frac{\Sigma Qiny_pozo_{teorico} * Eficiencia_pozo}{\Sigma Qiny_pozo_teórico} \quad (12)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Asegurar el conformance adecuado en todo el yacimiento, y conocer si a nivel yacimiento se cumple con el objetivo de hacer un proyecto de inyección homogéneo o no.

1.3.1.12 Proyección de las curvas características. La curva característica en un proyecto de inyección de agua permite conocer la predicción de inyección, es decir, pronostica el comportamiento que tendrá el yacimiento, por ejemplo el ganancial de petróleo (incremental) que se espera, el caudal de inyección requerido, producción de petróleo en función de tiempo.

Gráfica 17. Curva característica patrón de inyección



Fuente. Gráfico creado por el director y Henao William, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Enero de 2019. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Del anterior gráfico, se observa el comportamiento de inyección de agua a nivel yacimiento.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Permite hacer el seguimiento al comportamiento que tiene el patrón de inyección, teniendo en cuenta la inyección del pozo y la producción asociada a ese patrón, es decir, se puede determinar en

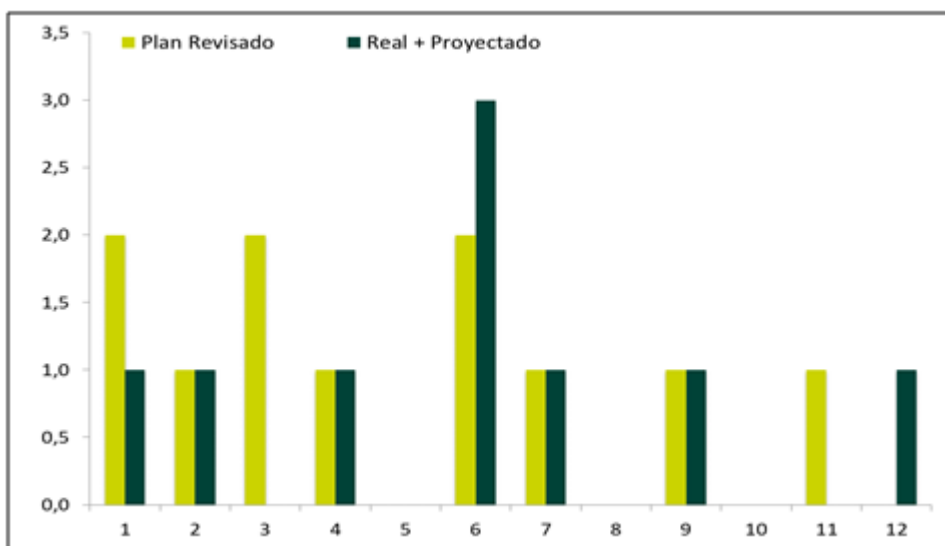
un tiempo establecido si la respuesta al proyecto de inyección es favorable o no para el campo y esto puede hacerse por patrón.

1.3.2 Monitoreo de la ejecución del proyecto. Para un adecuado monitoreo de inyección de agua no solo se deben tener en cuenta las variables técnicas, también deben considerarse aquellas que hacen parte del seguimiento del proyecto, dado que debe hacerse un seguimiento integral donde se involucre, lo técnico, operacional y administrativo. Dentro de las variables definidas para el monitoreo de inyección de agua se pueden encontrar aquellas:

1.3.2.1 Perforación, ejecución plan vs real, acumulada plan vs real. Entre las actividades de seguimiento se encuentra la perforación de nuevos pozos que serán inyectoras, con el fin de poder cumplir con el proceso de inyección esperado, se debe monitorear el plan vs el real, en caso de incumplir con dichas actividades de perforación se deben identificar cuáles son las causas por las cuales se han retraso las perforaciones dado que esto permitirá conocer por qué el desfase en las actividades de planeación entre esas la inyección esperada, lo cual puede afectar el desarrollo correcto del campo petrolero.

Es importante tener en cuenta el completamiento de los pozos inyectoras nuevos dado que aspectos como las condiciones del cemento son importantes en el momento de la inyección selectiva.

Gráfica 18. Perforación plan vs real



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

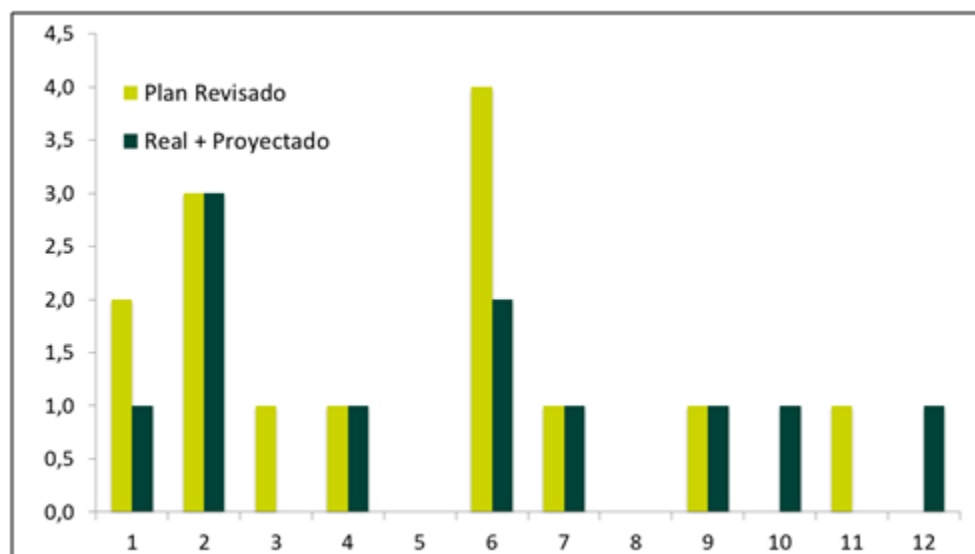
Datos requeridos: Plan de perforación en el año y ejecución real.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Hacer seguimiento al cumplimiento de las actividades de perforación planeadas para el Campo, y así obtener el desarrollo previsto desde el inicio o identificar los impedimentos que no han permitido cumplir con la actividades planeadas.

1.3.2.2 Completamientos, ejecución plan vs real, acumulada plan vs real. Al igual que la perforación de pozos, se hace seguimiento al completamiento de los mismos, con la finalidad de poder poner en ejecución la inyección de los pozos inyectoros nuevos y a convertir.

Gráfica 19. Completamiento - Plan vs Real



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Del anterior gráfico, se puede concluir que planeado se tenía que realizar el completamiento de pozos inyectores en el mes de Enero, Marzo y Junio, sin embargo, algunos solo se completaron sobre fin de año y algunos aún no se completan, el seguimiento de este gráfico en acumulada de completamientos, permite detectar el avance general.

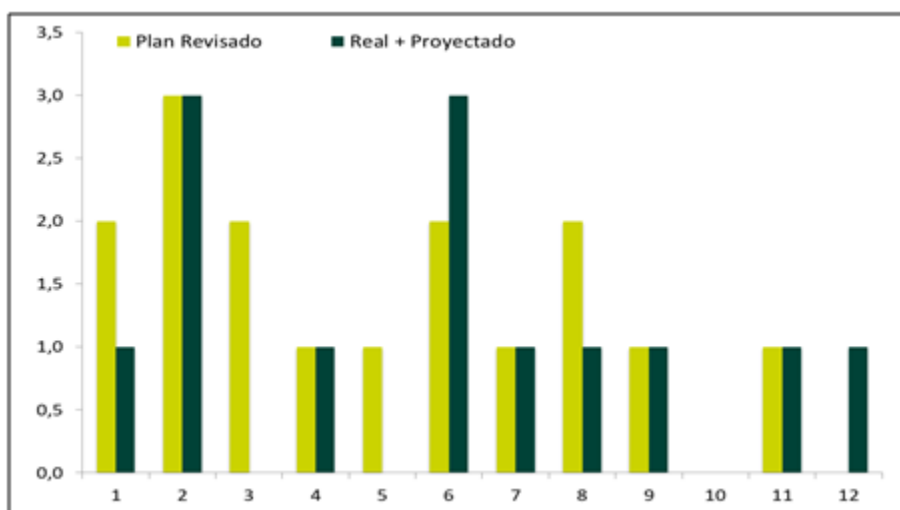
Datos requeridos: Plan de completamiento en el año y la ejecución real por mes.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras en escala normal.

Beneficio del seguimiento de la variable: Hacer seguimiento a las actividades e completamiento que se tiene planeadas en el año para el correcto funcionamiento de la tecnología de inyección.

1.3.2.3 Conversiones, ejecución plan vs real. En un proyecto de inyección de agua no solo se perforan pozos nuevos como inyectores, de acuerdo a las propiedades petrofísicas de los pozos existentes, su condición mecánica, cañoneos, conexión en superficie, se seleccionan pozos productores existentes con el fin de ser convertidos a inyectores. El seguimiento a estas actividades debe hacerse de forma mensual dado que, el no cumplimiento en la entrada de inyección de estos pozos, estaría retrasando a su vez los volúmenes comprometidos en el proyecto, y el desarrollo esperado del campo petrolero.

Gráfica 20. Conversiones - plan vs real



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Plan de perforación en el año y ejecución real.

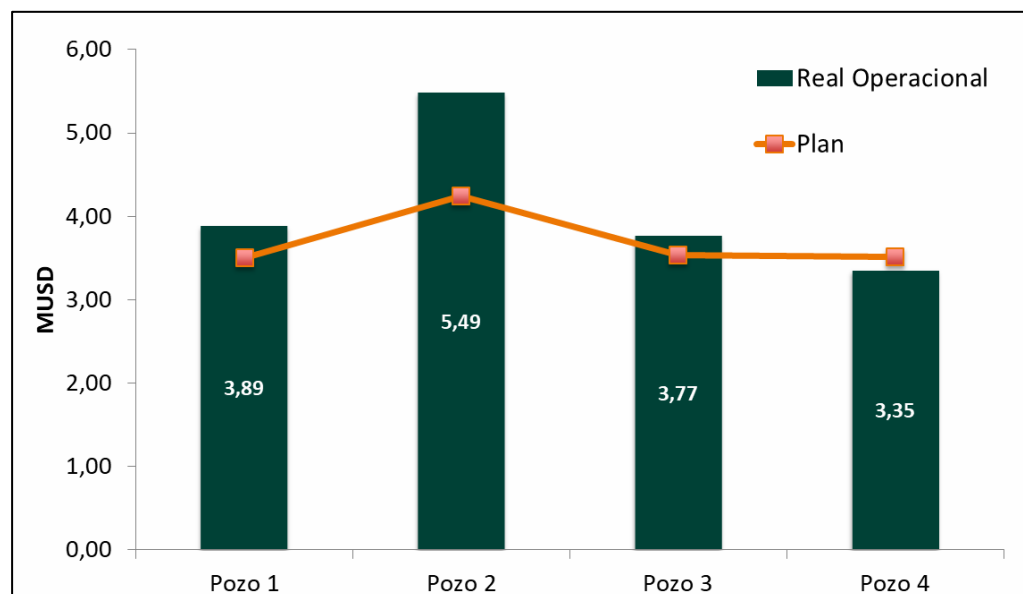
Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Hacer seguimiento al cumplimiento de las actividades de perforación planeadas para el Campo, y así obtener el desarrollo

previsto desde el inicio o identificar los impedimentos que no han permitido cumplir con la actividades planeadas.

1.3.2.4 Costo pozo, por unidad de intervención. Esta variable hace referencia a las intervenciones totales que se hacen en un pozo, sean well services o workovers, teniendo en cuenta esto se tiene un mejor seguimiento de los trabajos ejecutados en un trabajo en caso de análisis futuro, fallas en dichos pozos y contribuir en la toma de decisiones.

Gráfica 21. Costos intervención a pozos plan vs real.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

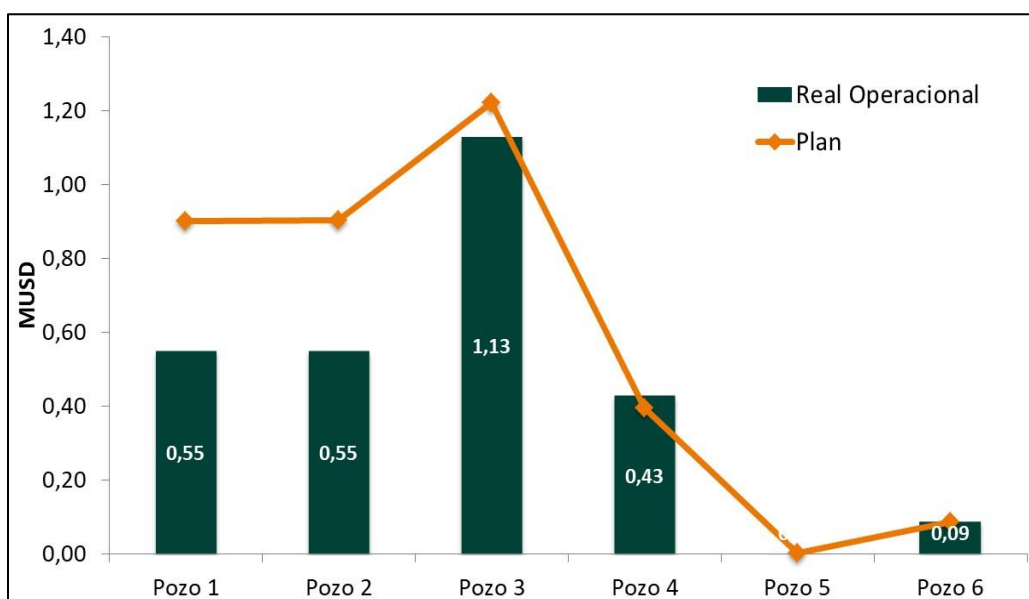
Datos requeridos: Actividad y costos de las intervenciones planeadas para cada pozo.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras y de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Se puede llevar un control del costo del proyecto y si este es rentable para el Campo los beneficios obtenidos por la tecnología, a su vez se lleva la trazabilidad de las intervenciones realizadas por pozo y el costo total de cada uno de ellos.

1.3.2.5 Costo Wo, por unidad de intervención. Con el fin de llevar el seguimiento a la inversión realizada en cada pozo perteneciente al patrón de inyección, se debe llevar la relación del presupuesto planeado vs el presupuesto ejecutado, esto con el fin de poder identificar que actividades adicionales se realizaron para que incrementara los costos y así mejorar la planeación en futuros trabajos de WO.

Gráfica 22. Costo intervención Workover Plan vs Real.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Actividad y costos de las intervenciones planeadas para cada pozo.

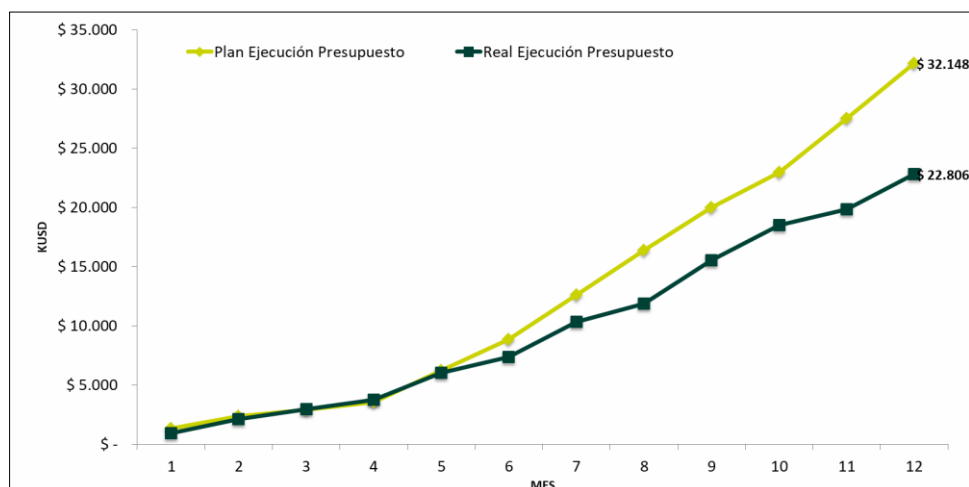
Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras y de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Se puede llevar un control del costo del proyecto y si este es rentable para el Campo los beneficios obtenidos por la tecnología, a su vez se lleva la trazabilidad de las intervenciones realizadas por pozo y el costo total de cada uno de ellos.

1.3.2.6 Ejecución presupuestaria, plan vs real. El presupuesto en un proyecto es una herramienta fundamental, dado que permite determinar la rentabilidad con base en los ingresos y costos del mismo.

Por medio del seguimiento a la ejecución presupuestal, se pueden identificar las actividades que se han realizado en el campo para el desarrollo del proyecto de inyección de agua, ó por el contrario la ejecución está muy por debajo de lo que se tenía planeado, se podrán identificar las razones por las cuales no se ha llevado acabo la ejecución del mismo, ya sea por alguna restricción operativa, ambiental, etc. A continuación se presenta la curva de ejecución real vs el pan de un proyecto de inyección de agua de un campo petrolero, en la cual se puede identificar que no se ejecutó el total del presupuesto que se tenía para ese año, y a medida que se ve la desviación de dicha ejecución en el año, se deberán tomar acciones correctivas y se deberá informar oportunamente a la compañía, permitiendo así tener un control del presupuesto ejecutado y de las acciones que no se han podido ejecutar por alguna restricción.

Gráfica 23. Ejecución presupuestal proyecto inyección de agua.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

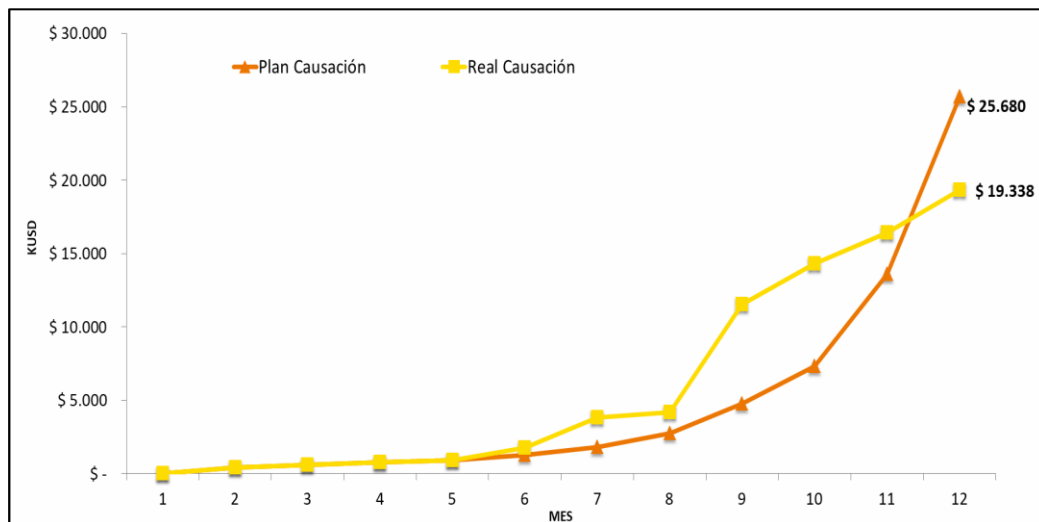
Datos requeridos: Plan presupuestal anual y ejecución presupuestal mensual

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Conocer el avance presupuestal y el cumplimiento del mismo, respecto a lo planeado, permitiendo a su vez evidenciar que ocurre alguna situación por la cual se está por debajo o por encima de lo planeado.

1.3.2.7 Causación del presupuesto, plan vs real. La causación corresponde al registro contable de una operación o transacción económica soportada con un documento. Este seguimiento normalmente es mensualizado permitiendo hacer la revisión del cumplimiento a los compromisos presupuestales asumidos.

Gráfica 24. Causación presupuestal proyecto inyección agua



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Plan de causación anual y causación mensual el cual debe consultarse a través de la herramienta SAP.

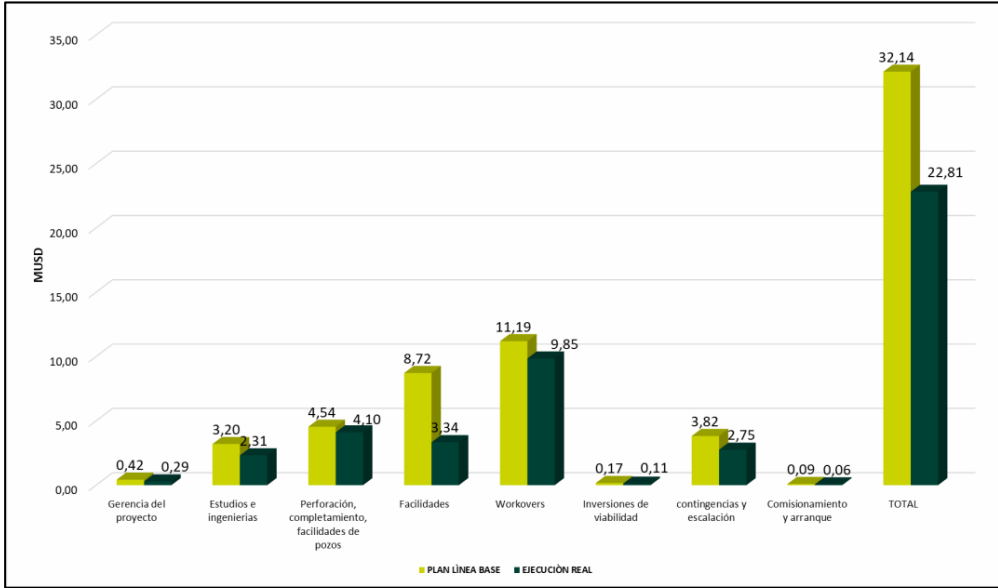
Gráfico tipo recomendado: Gráfico de líneas en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Por medio de la causación presupuestal se permite llevar el seguimiento a los pagos de los compromisos pactados y de las actividades realizadas en el proyecto.

1.3.2.8 Ejecución presupuestaria por sub-rubro. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el presupuesto en un proyecto es fundamental, por lo que llevar el seguimiento de este también, para llevar un mejor control este es asignado de acuerdo a las actividades que se vayan a realizar en un proyecto, esto con el fin de poder llevar el control de las actividades que se van ejecutando, por ende una forma de visualizar como se está ejecutando el presupuesto es hacerlo

por rubro, y una forma de llevar el control de forma fácil es mediante el siguiente gráfico, donde se puede observar el plan de ejecución vs lo realmente ejecutado.

Gráfica 25. Ejecución presupuestal por rubro



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Plan presupuestal anual y ejecución presupuestal mensual por macro actividad sub-rubro.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras en escala cartesiana.

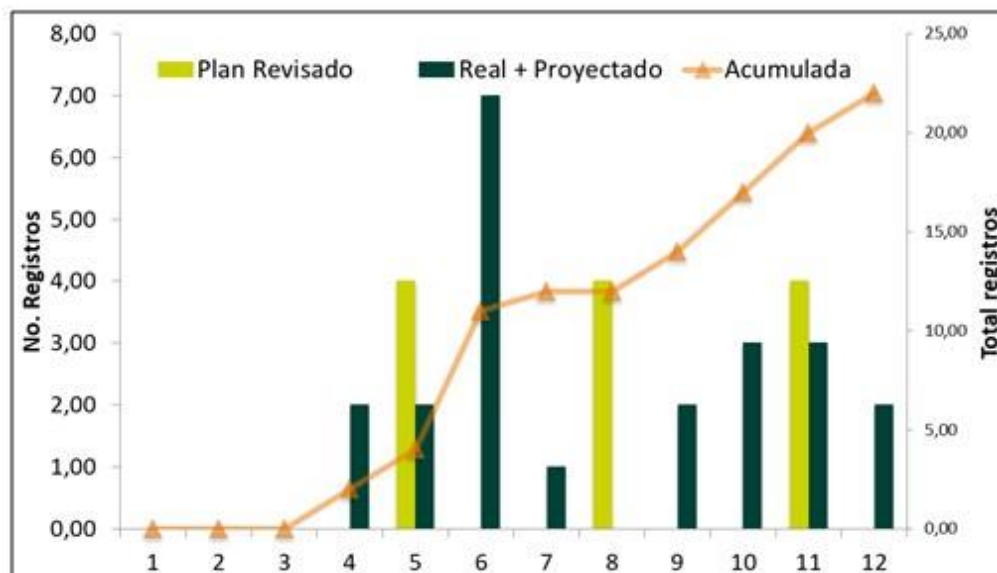
Beneficio del seguimiento de la variable: Conocer el avance presupuestal y el cumplimiento del mismo, pero por macroactividad, con relación a lo planeado, permitiendo a su vez evidenciar más al detalle que ocurre alguna situación por la cual se está por debajo o por encima de lo planeado dado que se cuenta con el seguimiento por sub-rubro.

1.3.3 Monitoreo operativo. Como variable de monitoreo se encuentran aquellas que hacen parte directa de la operación del proyecto, con las cuales se puede conocer el comportamiento real de la implementación de la inyección de agua en un campo, es decir, por medio de estas variables se puede identificar si aquellos parámetros técnicos predichos, son los óptimos para el desarrollo del proyecto o si por el contrario teniendo en cuenta el comportamiento real, deben hacerse ajustes a los caudales de diseño, calibraciones en válvulas entre otros. Dentro de las variables a nivel operativo se encuentran: Los registros de inyección (ILTs), registros de producción (PLTs), calidad de agua, reuniones multidisciplinarias, pozos inyectores activos y productores activos con respuesta, los cuales se definen más a detalle a continuación:

1.3.3.1 Registros de producción, PLT. Los registros de producción permiten monitorear el comportamiento del yacimiento y evaluar problemas observados en los pozos inyectores y/o productores. Determinación de zonas productoras o receptoras de fluidos. Por otro lado permite definir los perfiles de flujo monofásico y multifásico en pozos inyectores y/o productores, determinar topes y calidad del cemento, determinar zonas de pérdidas de circulación, medir el perfil de flujo del pozo, es decir, la distribución del fluido dentro y fuera del pozo o aumentos de la producción de gas o agua⁵.

⁵ SLIDE SHARE Registro de produccion [en línea] disponible en: <https://www.slideshare.net/UliseAlcala/registro-de-produccion-plt>

Gráfica 26. Seguimiento a la ejecución de registros PLTs



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: plan de registros de producción anual, ejecución real de registros.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras y de líneas (acumulada) en escala normal.

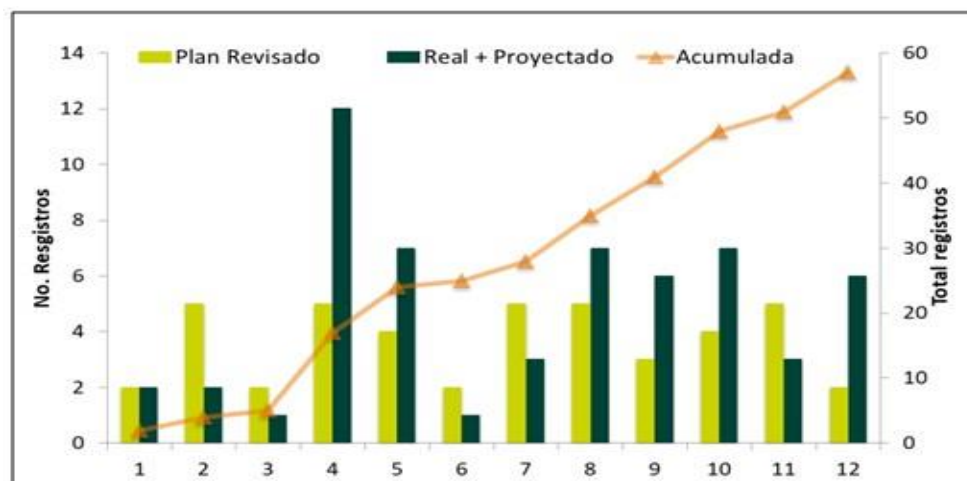
Beneficio del seguimiento de la variable: Permite hacer seguimiento al plan de monitoreo e identificar los pozos a los cuales se les va corriendo registros de producción con el fin de analizar la respuesta de la inyección de acuerdo a las zonas productoras evidenciadas en los registros.

1.3.3.2 Registros de inyección, ILT. Los registros de inyección ILT (Injection logging Test) son utilizados en el proceso de inyección de agua para calcular el caudal de inyección por cada una de las zonas, lo cual permite determinar los

intervalos que están admitiendo el agua inyectada, y si está siendo admitida en las zonas que se han definido como objetivo. El seguimiento a esta variable es fundamental para conocer si se está cumpliendo con la inyección en cada uno de los pozos inyectoros y si se están realizando de la forma adecuada para el Campo, dado que por medio de estos se pueden evidenciar posibles canalizaciones.

En la siguiente gráfica se puede observar la forma de hacer seguimiento a la ejecución de los registros de inyección en un campo petrolero.

Gráfica 27. Seguimiento a la ejecución de registros de Inyección (ILTs)



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: plan de registros de inyección anual por pozo y ejecución real.

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras y de líneas (acumulada) en escala cartesiana.

Beneficio del seguimiento de la variable: Permite hacer seguimiento al plan de monitoreo e identificar los pozos a los cuales se les va corriendo registros de

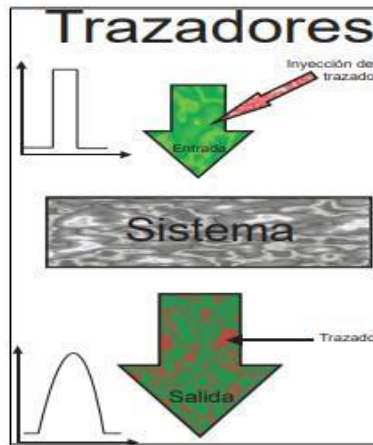
inyección, esto con el fin, de poder evidenciar el comportamiento de inyección de cada patrón, fugas en el pozo, posibles canalizaciones, las zonas que más admiten agua y confirmar que el conformance mecánico sea el adecuado y el definido como objetivo por el área de yacimientos.

1.3.3.3 Registros interwells, trazadores. Los registros Interwells permiten obtener información importante en un proceso de recuperación secundaria “Inyección de agua” dado que por medio de estos se puede identificar la influencia de los pozos inyectoros sobre los productores y esto se hace a través de un trazador químico. “Un trazador químico se define como una sustancia química que se agrega a un fluido inyectado, el cual sirve como herramienta para estudiar las propiedades del yacimiento y debe de cumplir con ciertas características, entre las que se encuentran: no interferir con el flujo de fluidos, satisfacer los requerimientos con bajas concentraciones y además ser de fácil conducción”⁶.

En la siguiente figura se puede observar el principio básico del método de los trazadores, el cual consiste en marcar un sistema (sustancia, objeto, fase), y seguir su trayectoria a través del mismo hasta que lo ha abandonado (Salcedo, 2008).

⁶ GARCÍA, Ileana. Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual. Mexico D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. 23 P.

Figura 5. Principio de un trazador.



Fuente. GARCÍA, Ileana. Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual. MEXICO D.F.

1.3.3.4 Reuniones semanales, mensuales de monitoreo. Para llevar un buen seguimiento al proyecto de inyección de agua es necesario realizar de forma semanal reuniones sistemáticas donde se revisen cada uno de los aspectos que se involucran para la adecuada ejecución de la tecnología de recuperación secundaria “Inyección de agua”, adicional a estas reuniones de forma mensual se deben ejecutar como mínimo una sesión de 2 días en las cuales se analicen y se monitorean cada uno de los parámetros que impactan en el comportamiento de los patrones (pozos inyectoros y productores) y se generan las acciones que se deben ejecutar para cada uno de los pozos.

Para el correcto balanceo de los mismos, con el fin de evitar canalizaciones, subextracción de los pozos productores y disminución en la eficiencia de todo el proceso.

Con el fin de cumplir con el objetivo de las reuniones, y llevar el seguimiento de las acciones generadas en las mismas se propone hacerlo mediante la herramienta denominada “Ecomeeting” la cual fue creada como propuesta de seguimiento de

cada uno de los pozos por el especialista en recobro mejorado el ingeniero Carlos Emilio Giosa de Ecopetrol S.A. permitiendo facilitar el seguimiento y la ejecución de las actividades y evitando la creación de múltiples archivos por distintos profesionales para el respectivo seguimiento, lo cual es inadecuado teniendo en cuenta que estas acciones se convierten en información histórica de cada uno de los pozos de alta valor para el surveillance. A continuación se presenta la herramienta mencionada anteriormente creada en acces como una base para el seguimiento de las acciones:

- Menú principal

Figura 6. Menú principal



- Formulario carga de acciones

Figura 7. Formulario carga de acciones

Menu Meeting

Pozo: CH98 Fecha: 14/09/2018 Tipo de Revisión: Meeting

Comentarios Fijo

☐ Rotura de Cog ☐ Pérdida de PKR ☐ Parafina ☐ CO2 ☐ H2S ☐ Mala calidad de H2O ☐ Daño de Formación ☐ Pozo con Golpe necesario
☐ Alto % Sólidos ☐ Rotura de TBG ☐ Obstrucción TBG ☐ CO3 ☐ PKR ☐ Elementos en Pesca ☐ Baja respuesta de Sec ☐ Petróleo Viscoso

Meeting

Diagnostico Tipo: Opera equipo de W/O Acción Tipo: Productor-W/O Estado Acción: **Pendiente**

Acción Detalle: Cambiar diseño selectiva Plan de Acción: Estudio

Sector Resp.: Oil Inc: Fl Inc: Gas Inc:

Acción:

Comentario acción Realizada/Cancelada:

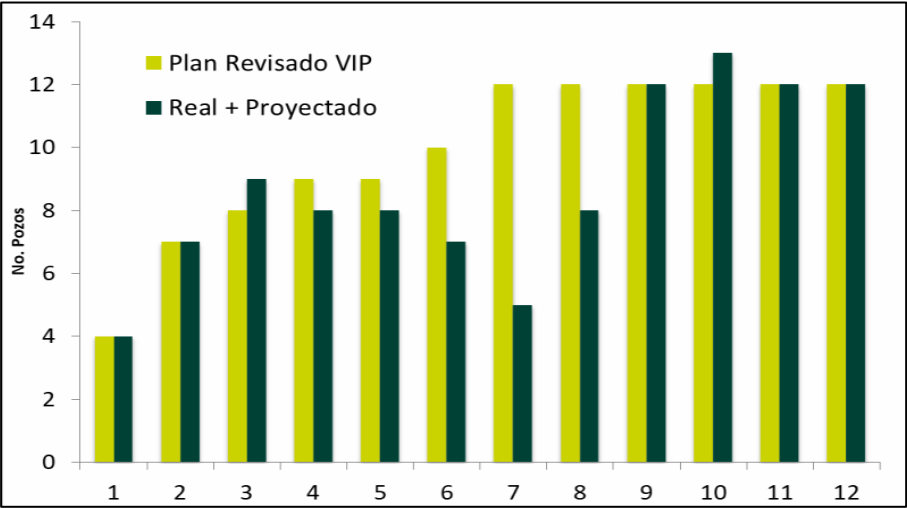
Auto/Fecha Realizado/Cancelado:

Pozo	Fecha	Tipo de	Diagnostico	Acción	Estado Acción	Acción Detalle
CH98	14/09/2018	Meeting	Pozo programada para aislamiento temporal en K(Sep-2018), programado en julio-2019 para completamiento dual (Yacimientos solicitud compra), (subsuelo compra de empaque y ejecución), (Completamiento diseño		Pendiente	Cambiar diseño selectiv
CH98	14/09/2018	Meeting	Pozo apagado, el 15-Sep, se realizara circulación y evaluara encendido del pozo para realizar prueba. Pozo no tiene dilución en fondo.	Circulación.	Pendiente	Repitrir prueba de producción

Registro: 1 de 339 Sin filtrar Buscar

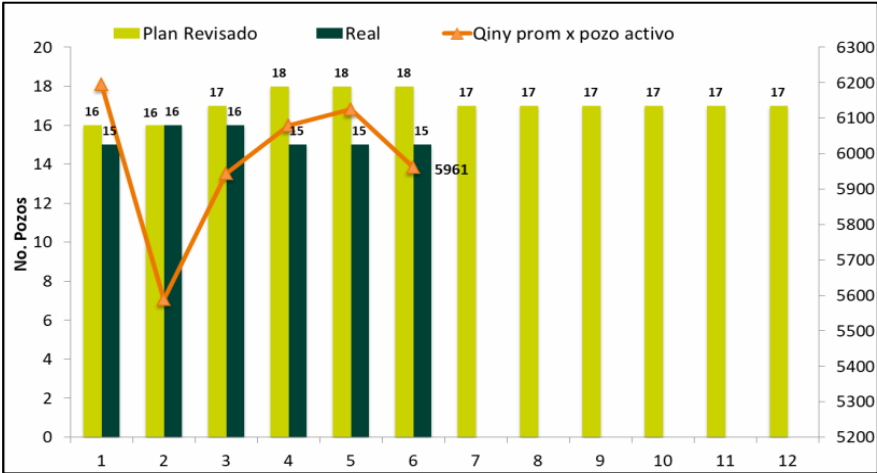
1.3.3.5 Pozos inyectoros activos, plan vs real. Para mantener un barrido uniforme en cada uno de los patrones definidos en un campo, se debe hacer estricto seguimiento a los pozos inyectoros, con el fin de mantenerlos activos de forma eficiente, es decir, aquellos pozos que fallen, o que se presente alguna condición operativa debe ser corregida rápidamente para no afectar la inyección en patrones aledaños, sobre todo en aquellas zonas donde no se cuenta con soporte adicional.

Gráfica 28. Seguimiento a los pozos inyector



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Gráfica 29. Seguimiento a los pozos inyector e inyección promedio



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Caudal de inyección mensual y No. De pozos inyectoros activos en el Campo.

Fórmula de cálculo:

$$Iny. prom = \frac{Q_{iny}}{\# \text{ pozo activo}} \quad (13)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras y líneas (inyección promedio) en escala normal.

Beneficio del seguimiento de la variable: Conocer la inyección promedio en el campo de acuerdo al número de pozos inyectoros activos, con el fin de conocer cuál es la inyección aproximada por cada pozo activo en el campo.

1.3.3.6 Monitoreo Calidad Agua de Inyección. La calidad del agua de inyección en los procesos de inyección de agua es uno de los factores más importantes para asegurar el éxito en la evaluación de un piloto de inyección y la sostenibilidad del proceso de recobro durante la expansión. El objetivo y monitoreo de la calidad del agua de inyección, así como su respectivo tratamiento, deber estar orientados a:

- Minimizar la pérdida de inyectividad en la formación por taponamiento ya sea por finos o material orgánico.
- Minimizar precipitación de escamas inorgánicas en la formación para prevenir pérdida de inyectividad.
- Minimizar la presencia de material microbiológico en la formación para prevenir pérdida de inyectividad.
- Minimizar precipitación de escamas inorgánicas en los equipos subsuelo y superficie para prevenir pérdida de eficiencia e integridad de los mismos.

- Minimizar la pérdida de integridad del pozo, de equipos de subsuelo y facilidades por efectos de la corrosión.
- Minimizar la formación de subproductos generados por la corrosión.
- Lograr compatibilidad con fluidos de formación, fuentes de agua diversa; y diversas mezclas de aditivos como polímeros y surfactantes a ser inyectados.
- Lograr inyectividad adecuada y compatibilidad con la roca (formación), para lo cual se debe tener conocimiento del tamaño y distribución de garganta de poro y el análisis mineralógico incluyendo tipo y fracción de arcillas.

La calidad de agua de inyección es evaluada mediante análisis fisicoquímico y microbiológico y se monitorean múltiples parámetros para este propósito.

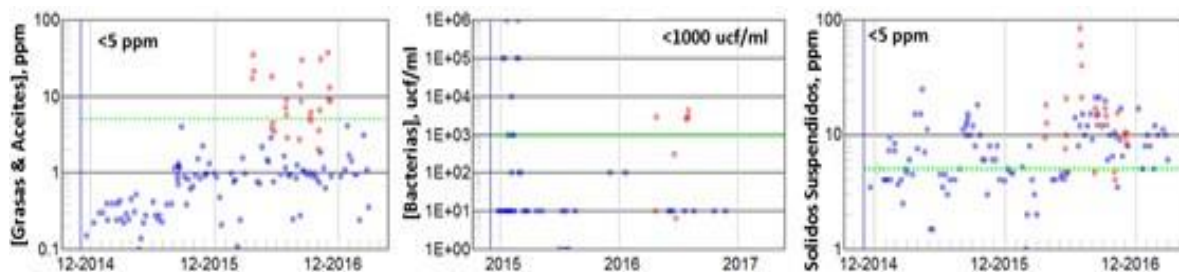
Los parámetros sugeridos a monitorear como “mejor prácticas” son:

- **Composición química:** se requiere el conocimiento de la composición química y pH para estimar la tendencias de incrustación inorgánica, determinar el potencial de daño de formación por hinchamiento y/o estabilización de arcillas (migración de finos) y anticipar incompatibilidad o afectación a la estabilidad (viscosidad) de soluciones poliméricas por presencia de iones metálicos divalentes (Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++}).
- **Gases Disueltos:** se requieren monitorear las concentraciones de dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y oxígeno disuelto (O_2) con el propósito principal de anticipar posibilidad de corrosión. El monitoreo de oxígeno disuelto también tiene el propósito de evaluar posible afectación a la estabilidad de la viscosidad de soluciones poliméricas.
- **Corrosividad:** se debe acompañar el monitoreo con medidas en sitio de velocidad de corrosión con el propósito de cuantificar el grado de corrosividad del agua de inyección y el de verificar la efectividad de tratamientos de inhibición de corrosión y de secuestro de oxígeno. La

corrosividad se puede monitorear mediante cupones, pruebas electroquímicas, probadores galvánicos y ultrasonido.

- **Contenido de bacterias:** se requiere monitorear el conteo de colonias anaerobias o aerobias. Las bacterias más problemáticas, dentro de la categoría anaerobias, son las sulfato reductoras (BSR). Este tipo de bacterias afectan la inyectividad por taponamiento del sistema poroso con biomasa, además pueden generar corrosión con sus costos asociados por fallas de equipos.

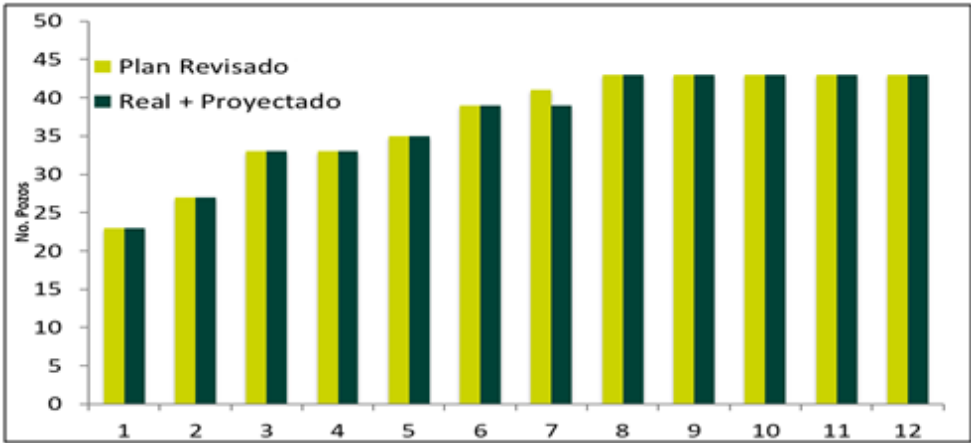
Gráfica 30. Ejemplo comportamiento parámetros a monitorear en agua de inyección.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

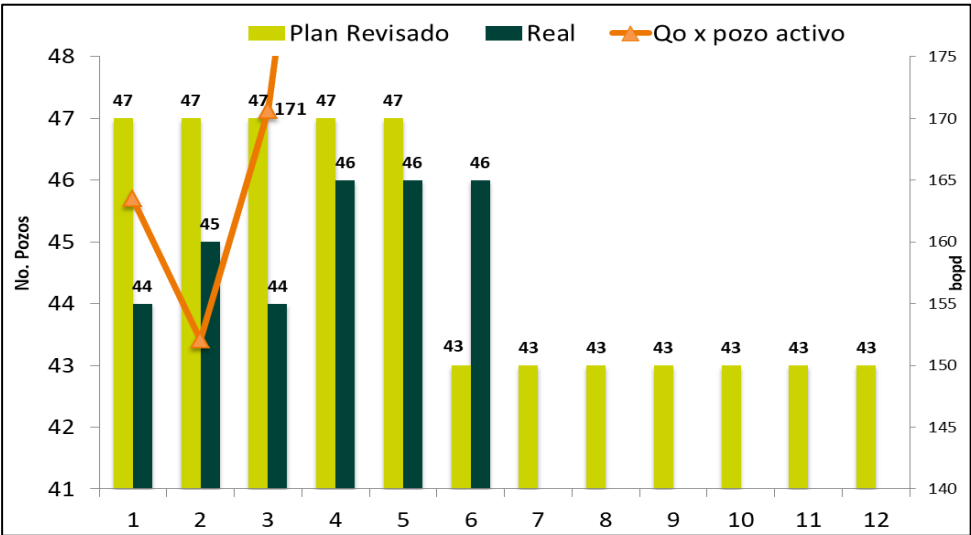
1.3.3.7 Pozos productores activos con respuesta, plan vs real. Con el fin de conocer el ganancial de petróleo que se obtiene por la implementación del proyecto de inyección de agua, se debe llevar el seguimiento de aquellos pozos que han tenido respuesta a la misma, esto para poder discriminar de una forma eficiente la producción básica del campo y el incremental obtenido por la inyección. A su vez es importante tener claro cuáles son los pozos afectados, dado que a medida que va creciendo el proyecto, los pozos productores pueden estar influenciados no solo por un patrón sino por varios, por ende, debe tenerse en cuenta cual ha sido el comportamiento con la afectación del patrón de inyección inicial.

Gráfica 31. Pozos productores con respuesta.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Febrero de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Gráfica 32. Pozos productores con respuesta 2018.



Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

Datos requeridos: Caudal de producción mensual y No. De pozos productores activos con respuesta en el Campo.

Formula de cálculo:

$$Qo.prom = \frac{Qprod}{\# pozo activo} \quad (14)$$

Gráfico tipo recomendado: Gráfico de barras y líneas (Qo promedio) en escala normal.

Beneficio del seguimiento de la variable: Conocer el incremental promedio por pozo activo con respuesta en el Campo y el número de pozos que han respondido al proceso de inyección de acuerdo con la planeación.

Se considera que un pozo productor responde al proceso de inyección cuando se observa en forma persistente un ajuste en el mecanismo de producción del mismo, por lo general, se altera la producción de líquido hacia arriba (mayor IPR), incrementa el corte de agua y se mantiene o sube la presión de fondo fluyente.

1.3.4 Monitoreo financiero. Para un proyecto de inyección de agua, el monitoreo financiero es un tema importante, dado que permite conocer las ganancias o pérdidas que se pueden tener previo o durante la ejecución del mismo.

Para hacer el monitoreo financiero dentro de las inversiones y los costos se deben tener en cuenta aquellas actividades adicionales para la inyección de agua en un campo como lo son: Líneas de superficie para habilitar la inyección, perforación y completamiento de pozos nuevos, reparación de pozos productores principalmente relacionado con cambios del sistema de levantamiento, conversión de pozos, registros de inyección, registros de producción, tratamiento de agua de inyección,

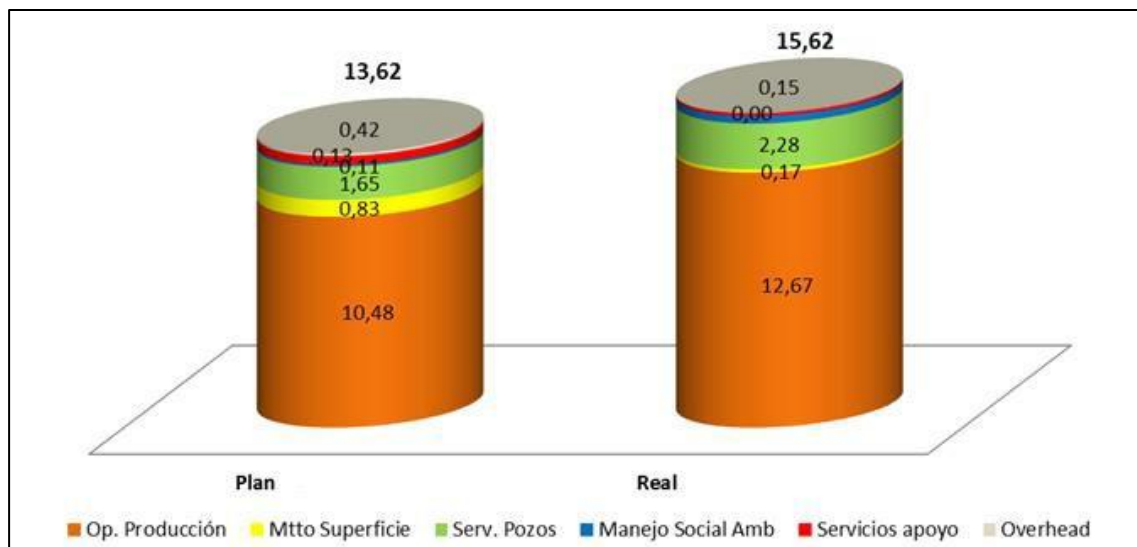
con el fin de hacer el seguimiento se establecen 3 variables a seguir las cuales se considera involucran las inversiones y gastos mencionados como lo son:

- Lifting cost.
- Capex.
- Costos.

1.3.4.1 Lifting cost. Los costos que se deben tener en cuenta en la industria del petróleo son los costos directos de producción de Campo que son los comúnmente llamados Lifting Cost, estos costos son tomados como relevantes para la toma de decisiones, y son los que están directamente relacionados con la producción y mantenimiento del yacimiento.

Ahora bien, en cuanto a la inyección de agua se deben contemplar costos adicionales de actividades que no se estiman en la producción primaria como lo es el tratamiento de agua de inyección, servicios a pozos, gastos de administración, entre otros, ya que esto hace elevar los costos en un proyecto de inyección de agua en una manera considerable dado que son factores que normalmente no se tienen contemplados inicialmente en la vida de producción de un Campo. Por lo anterior en un determinado tiempo se debe hacer la comparación del lifting cost que se planeó al inicio del proyecto vs el real.

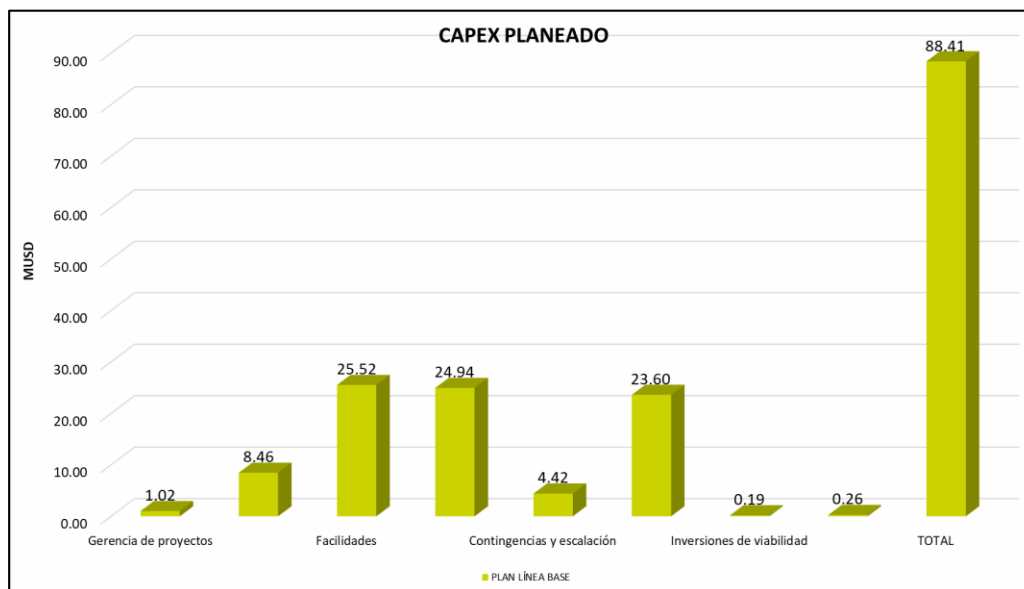
Gráfica 33. Plan costos de levantamiento de un campo petrolero.



Fuente. Gráfico creado por el autor, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

1.3.4.2 Flujo de inversiones (CAPEX). Estos son los egresos de capital para adquirir o mejorar los activos productivos, con el fin de aumentar la eficiencia del negocio. En cuanto a la inyección de agua se diseña un CAPEX para conocer los costos de inversión relacionados con la adecuación de la infraestructura respectiva, como facilidades (líneas nuevas de flujo), monitoreo, calidad del agua, tratamiento del agua, perforación de pozos inyectores nuevos, viabilidad, estudios.

Gráfica 34. Flujo de inversiones Capex.



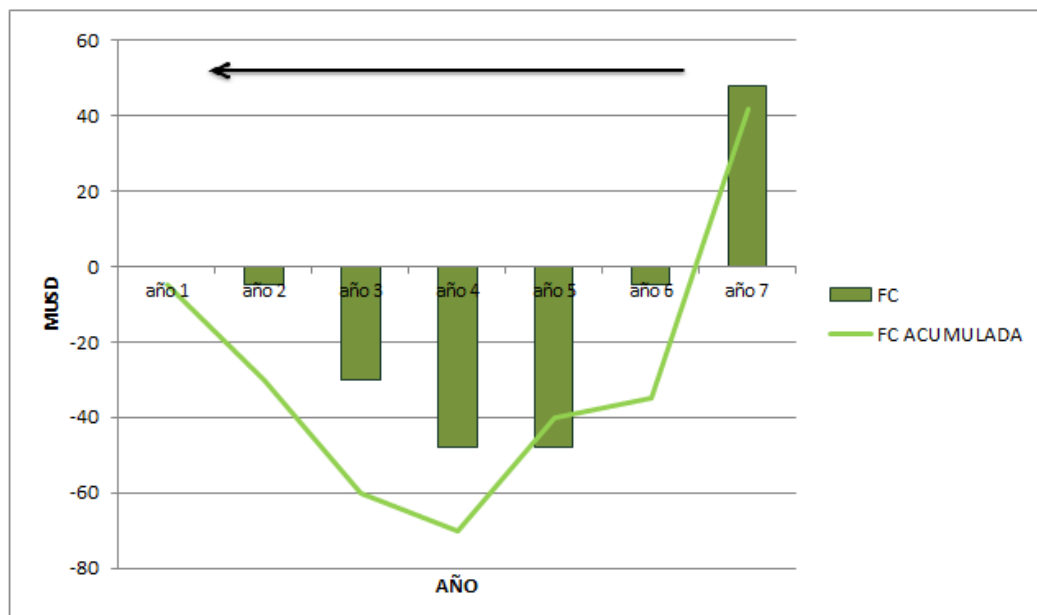
Fuente. Gráfico creado por el autor y director, Información suministrada por Ecopetrol S.A. Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

1.3.4.3 Flujo de costos, ejecutado y planeado. La planeación de los costos en la inyección del agua inicia con la propuesta del proyecto, en esta propuesta se deben estimar los costos relacionados con mano de obra, cantidad de agua que se estima utilizar, empresas prestadoras de servicios relacionadas con perforación, tratamiento de agua, transporte entre otras, además de lo anterior se debe dejar un costo estimado para contingencias, con el fin, de actuar de manera rápida en alguna eventualidad que pueden surgir durante la operación de perforación, monitoreo, inyección de agua o tratamiento del agua, esta estimación de costos debe ser atrevida y realista teniendo en cuenta que no se debe inflar los costos, porque de ser así sería un proyecto sobrevalorado, y en caso de ser muy conservadora es probable que el costo total estimado no sea suficiente para mantener una contingencia inesperada.

1.3.4.4 Evaluación financiera. Esta variable para la evaluación de proyecto se considera relevante para la toma de decisiones, dado que dependiendo de la eficiencia y utilidad, se decide invertir o no en un proyecto. En el caso de la inyección de agua, se debe tener en cuenta las inversiones adicionales, con relación a un proyecto de primaria, una vez definidas estas inversiones se evalúan los costos y ganancias como un todo antes de la implementación del mismo.

- **Look back “mirar hacia atrás”.** Esta opción de seguimiento permite monitorear en una fecha determinada hacia atrás como ha sido el comportamiento económico del proyecto, cuando se pagó la inversión, es seguimiento no se realiza de forma mensual, sin embargo es necesario hacerlo mínimo 1 vez cada año y así tener un seguimiento estricto de las inversiones del proyecto. En proyectos de criticidad financiera, debe llevarse con mayor frecuencia.

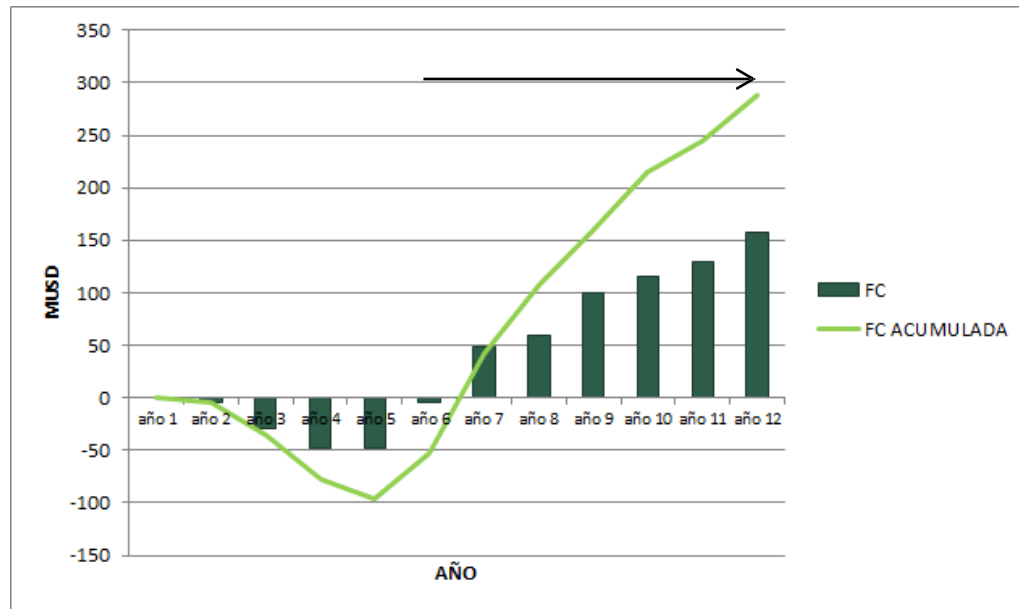
Gráfica 35. Flujo de caja proyecto inyección de agua.



Fuente. Gráfico creado por el autor, Información suministrada por Ecopetrol S.A. junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

- **Point Forward “mirar hacia adelante”.** Es un indicador de la rentabilidad que se espera obtener con el fin de poder pronosticar si un proyecto es rentable o no, esto puede hacerse en cualquier tiempo de ejecución del proyecto y se puede analizar a corto, mediano y largo plazo.

Gráfica 36. Flujo de caja proyecto inyección de agua.



Fuente. Gráfico creado por el autor, Información suministrada por Ecopetrol S.A .Junio de 2018. Los valores han sido ajustados para efectos de publicación.

2. SELECCIÓN VARIABLES DE MONITOREO CLAVES PARA SEGUIMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.

En el presente capítulo, se realiza la selección de las variables de monitoreo claves para el seguimiento de proyectos de inyección de agua como método de recobro secundario, con el fin, de identificar mejoras de forma oportuna para el desarrollo de un campo petrolero.

2.1 MATRIZ DE DECISIÓN.

Una matriz de decisión es aquella que permite identificar y analizar diferentes tipos de variables para la toma de una decisión que pueda ser útil en la selección o seguimiento de un proyecto.

Para este caso se requiere una matriz que permita catalogar las variables claves, con las cuales se debe hacer el monitoreo de proyectos de inyección de agua.

Para lograr el objetivo de esta matriz, lo primero que se debe hacer es establecer los criterios, con los cuales se evaluará cada una de las variables para cumplir con el monitoreo esperado. Una vez definidos los criterios estos deben ser valorados para asignárselos a cada una de las variables. Posteriormente, las variables que más cumplan con dichos criterios, se seleccionarán, dado que serán aquellas que revisten un grado de importancia mayor y que ayudarán en la toma de decisiones.

2.1.1 Criterios de Valoración. Para el análisis de las variables de monitoreo se seleccionaron los siguientes criterios de valoración:

Tabla 1. Criterios de valoración para las variables de monitoreo.

Escala de valoración de referencia							
CRITERIOS		1	2	3	4	5	DEFINICIÓN
1	Impacto	En caso de seleccionarse esa variable, se tendría un Impacto <u>muy bajo</u> para la toma de decisiones	En caso de seleccionarse la variable, se tendría un Impacto <u>bajo</u> en la toma de decisiones	En caso de seleccionarse la variable, se tendría un Impacto medio en la toma de decisiones.	En caso de seleccionarse la variable, se tendría un Impacto <u>alto</u> en la toma de decisiones.	En caso de seleccionarse la variable, se tendría un Impacto muy <u>alto</u> en la toma de decisiones.	Nivel de incidencia de la variable para el monitoreo de proyectos de inyección de agua, con el fin de tomar decisiones en el proceso: ¿Qué tanto contribuye esta variable para el seguimiento de proyectos de inyección de agua y en la toma de decisiones?
2	Viabilidad	Mayor a 1 año	Mayor a 8 meses y menor de 1 año	Mayor a 6 meses y menos de 8 meses	Mayor de 3 meses y hasta 6 meses	Entre 1 y hasta 3 meses	Se refiere a la implementación y constancia del monitoreo de esa variable, es decir, se aplica mensualmente? O es una variable para monitorear en un tiempo más prolongado. ¿En qué horizonte de tiempo se puede monitorear esa variable?
3	Restricciones operativas	Tiene restricciones para ejecutarse la variable en el campo	Tiene restricciones para ejecutarse y monitorearse la variable pero se pueden subsanar, a un costo muy alto.	Tiene restricciones para ejecutarse y monitorearse la variable pero se pueden subsanar, a un costo alto.	Tiene restricciones para ejecutarse y monitorearse la variable pero se pueden subsanar fácilmente y con costos bajos.	No tiene restricciones.	Nivel de dificultad para poder ejecutar esa variable en el campo con el fin de obtener información y ser monitoreada. En caso de tener restricciones que tan costoso es implementarla?

2.1.2 Evaluación por criterios. Una vez definidos los criterios de selección se procedió a valorar cada una de las variables descritas y analizadas en el capítulo anterior de la siguiente manera:

- **Viabilidad:** Se refiere a la implementación y constancia del monitoreo de esa variable, es decir, se aplica mensualmente? o es una variable para monitorear en un tiempo más prolongado. ¿En qué horizonte de tiempo se puede monitorear esa variable?
- **Impacto:** Nivel de incidencia de la variable para el monitoreo de proyectos de inyección de agua, con el fin de tomar decisiones en el proceso: ¿Qué tanto contribuye esta variable para el seguimiento de proyectos de inyección de agua y en la toma de decisiones?
- **Restricciones operativas:** Nivel de dificultad para poder ejecutar esa variable en el campo con el fin de obtener información y ser monitoreada. En caso de tener restricciones que tan costoso es implementarla?

De acuerdo a lo anterior se asignó la valoración a cada variable perteneciente a cada uno de los grupos de monitoreo como se observan en las siguientes tablas junto con su respectiva representación gráfica para una mejor visualización, es importante tener en cuenta que las valoraciones dadas a cada variable pueden cambiar dependiendo del comportamiento de las mismas en un proyecto. Las dadas en la presente monografía se hicieron conforme al comportamiento de la inyección de agua en campos de crudo pesado en los llanos orientales.

Tabla 2.Valoración variables monitoreo técnico.

Grupo	# Variable	Variable	Evaluación por criterios (1 a 5)			
		Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricciones	Puntuación
MONITOREO TÉCNICO	Variable 1	Caudal de inyección	5	5	4	14
	Variable 2	Caudal de producción base	4	3	4	11
	Variable 3	Caudal producción Incremental	5	5	3	13
	Variable 4	Producción de liquido	4	3	3	10
	Variable 5	EUR	3	3	4	10
	Variable 6	Np/ Wic campo	4	4	5	13
	Variable 7	Fri/ VPI pattern	3	4	4	11
	Variable 8	Eficiencia de inyección pozo	4	4	4	12
	Variable 9	Eficiencia de inyección capa	3	5	3	11
	Variable 10	Eficiencia de inyección yacimiento	5	4	4	13
	Variable 11	Curva característica	4	4	4	12

Gráfica 37. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo técnico.

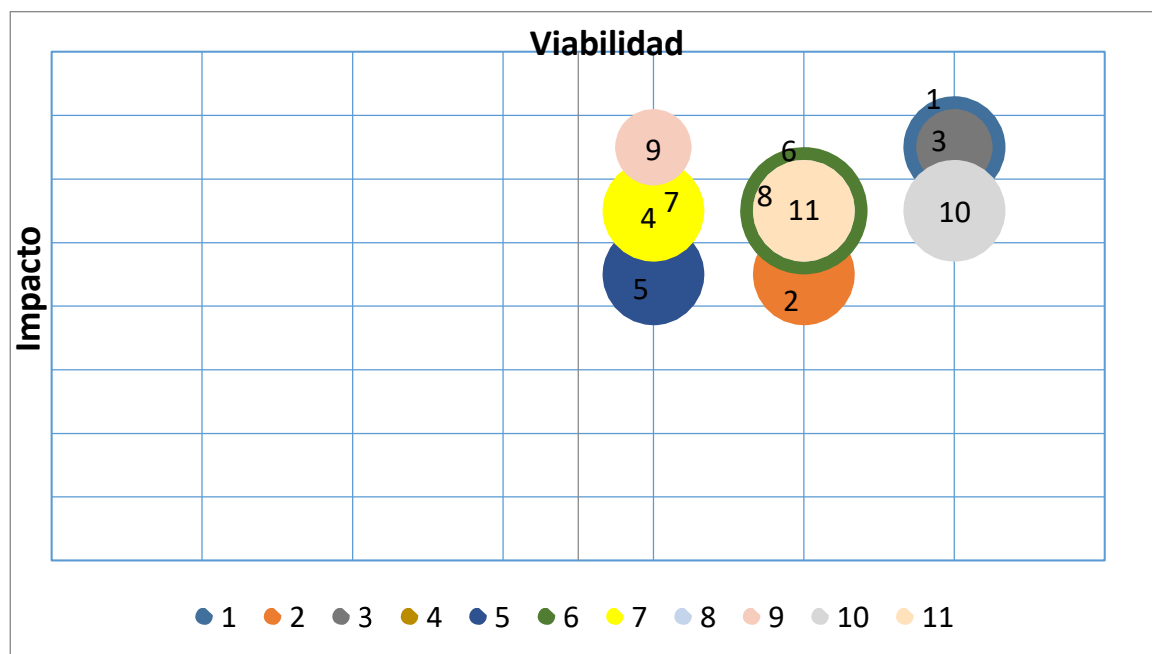


Tabla 3. Valoración variables monitoreo proyecto.

Grupo	# Variable	Variable	Evaluación por criterios (1 a 5)			
		Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricciones	Puntuación
MONITOREO PROYECTO	Variable 12	Perforación	4	4	3	11
	Variable 13	Completamiento pozos	4	5	3	12
	Variable 14	Conversiones	4	5	3	12
	Variable 15	Costos de intervenciones	5	3	4	12
	Variable 16	Costos de WO	3	4	3	10
	Variable 17	Ejecución presupuestaría	5	4	4	13
	Variable 18	Causación	5	4	3	12
	Variable 19	Ejecución por subrubro	4	3	4	11

Gráfica 38. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo proyecto.

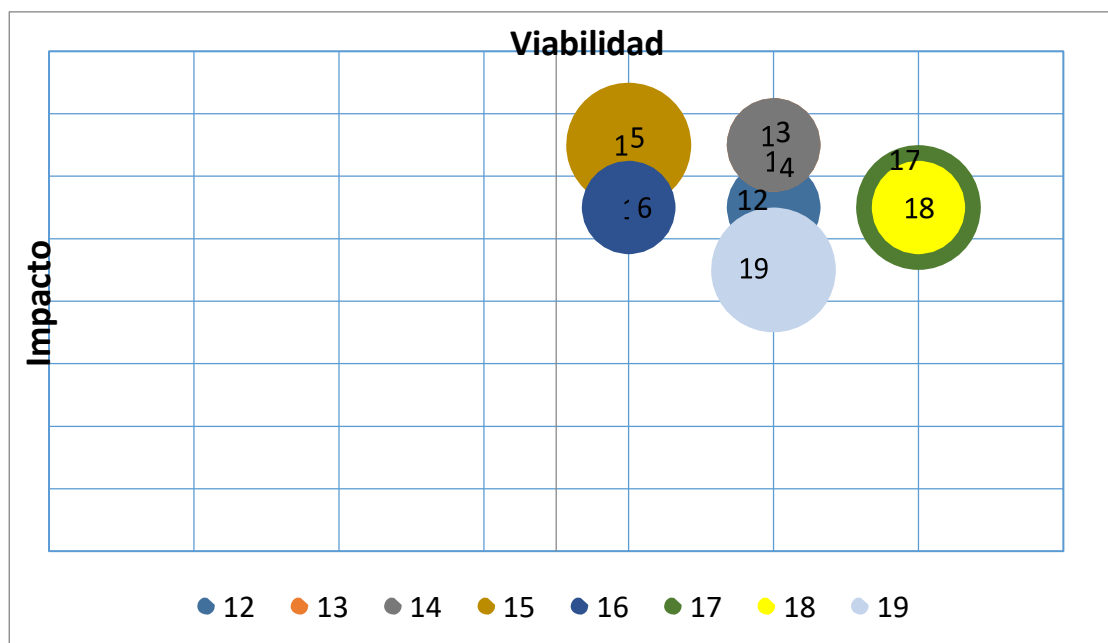


Tabla 4. Valoración variables monitoreo operativo.

Grupo	# Variable	Variable	Evaluación por criterios (1 a 5)			
		Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricciones	Puntuación
MONITOREO OPERATIVO	Variable 19	Registro de producción	4	4	3	11
	Variable 20	Registros de inyección	5	5	4	14
	Variable 21	Reuniones de monitoreo	5	3	3	11
	Variable 22	Pozo inyector activo	5	4	4	13
	Variable 23	Calidad de agua de inyección	4	3	3	10
	Variable 24	Pozos productores activos con respuesta	4	5	3	12

Gráfica 39. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo operativo.

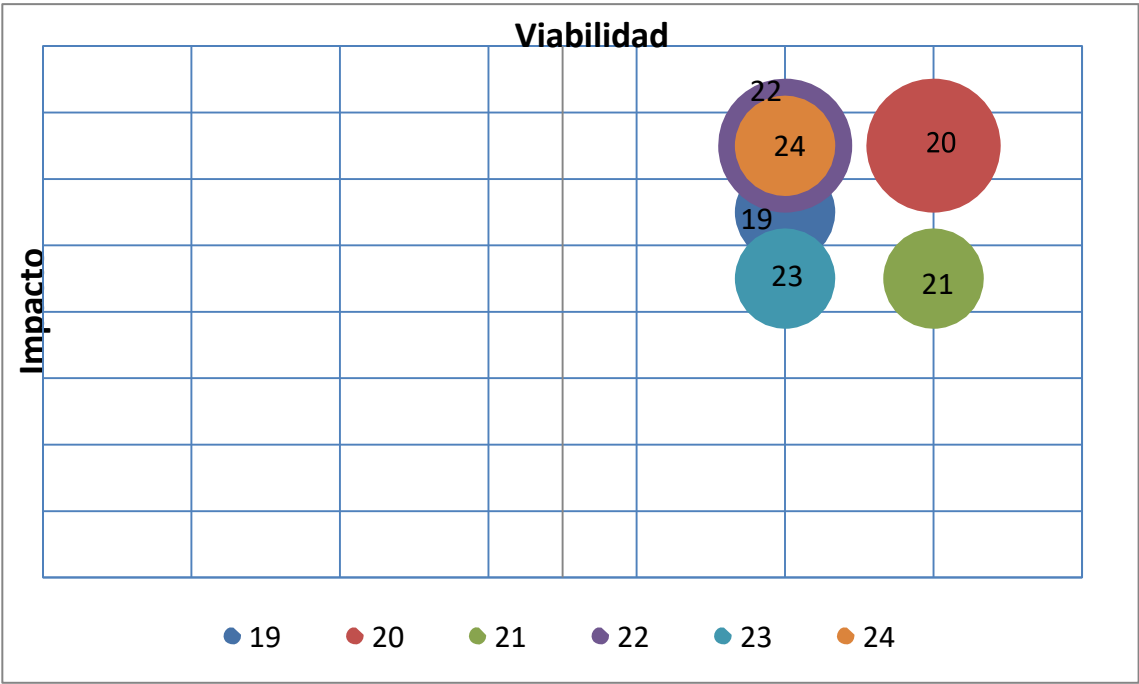
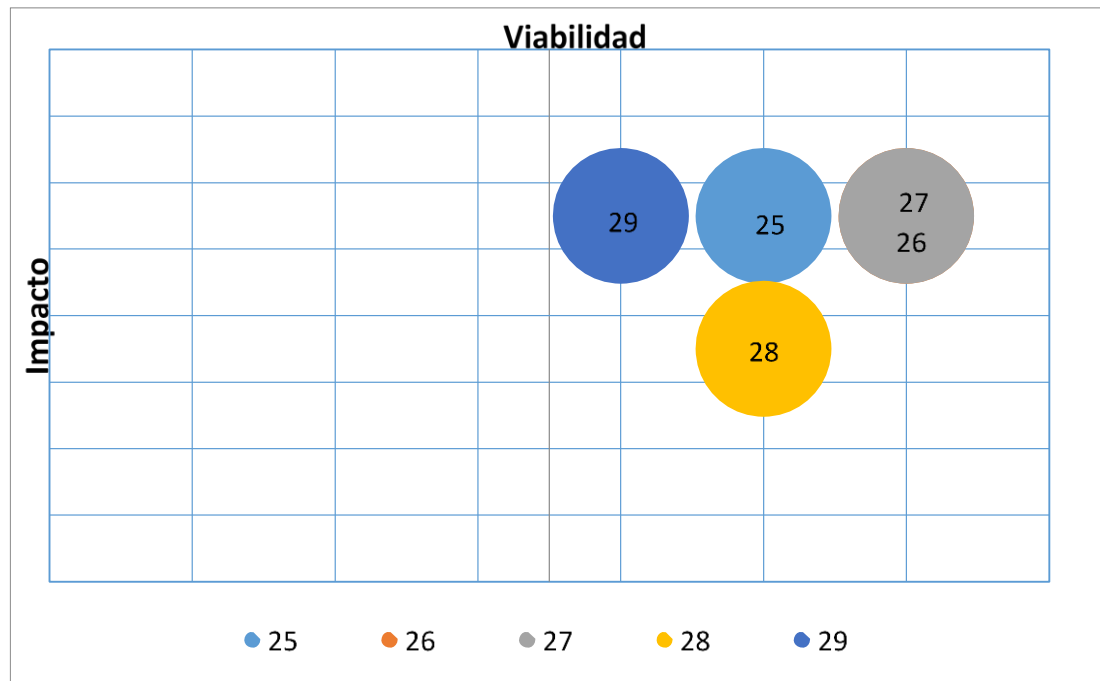


Tabla 5. Valoración variable monitoreo financiero.

Grupo	# Variable	Variable	Evaluación por criterios (1 a 5)			
		Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricciones	Puntuación
MONITOREO FINANCIERO	Variable 25	Lifting Cost	4	4	4	12
	Variable 26	CAPEX	5	4	4	13
	Variable 27	Costos	5	4	4	13
	Variable 28	Lookback	2	4	4	10
	Variable 29	Point forward	3	4	4	11

Gráfica 40. Representación gráfica, valoración de variables monitoreo financiero.



Una vez valoradas las variables se procedió a catalogar aquellas que deben ser incluidas en el tablero de balance, para esto se realizó el ranking de cada uno de los grupos de acuerdo a la clasificación 1) mayor impacto y 2) mayor viabilidad obteniendo los siguientes resultados:

- Resultados clasificación grupo monitoreo técnico.

Tabla 6. Clasificación variables monitoreo técnico.

Grupo	# Tema	Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricción
MONITOREO TÉCNICO	Variable 1	Caudal de inyección	5	5	4
	Variable 2	Caudal de producción base	4	3	4
	Variable 3	Caudal producción Incremental	5	5	3
	Variable 6	Np/ Wic campo	4	4	5
	Variable 8	Eficiencia de inyección pozo	4	4	4
	Variable 10	Eficiencia de inyección yacimiento	5	4	4
	Variable 11	Curva característica	4	4	4

- Resultados clasificación grupo monitoreo de proyectos.

Tabla 7. Clasificación variables monitoreo proyecto.

Grupo	# Tema	Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricciones
MONITOREO PROYECTO	Variable 12	Perforación	4	4	3
	Variable 13	Completamiento pozos	4	5	3
	Variable 14	Conversiones	4	5	3
	Variable 17	Ejecución presupuestaria	5	4	4
	Variable 18	Causación	5	4	3

- Resultados clasificación grupo monitoreo de operativo.

Tabla 8. Clasificación variables monitoreo operativo.

Grupo	# Tema	Nombre	Viabilidad	Impacto	Originalidad
MONITOREO OPERATIVO	Variable 19	Registro de producción	4	4	3
	Variable 20	Registros de inyección	5	5	4
	Variable 21	Reuniones de monitoreo	5	3	3
	Variable 22	Pozo inyectores activos	5	4	4
	Variable 24	Pozos productores activos con respuesta	4	5	3

Si es del deseo del equipo de monitoreo de proyectos, puede seguir de igual manera todas las variables, no solamente las seleccionadas dependiendo de sus recursos, o bajar la frecuencia de aquellas no seleccionadas.

- Resultados clasificación grupo monitoreo de financiero.

Tabla 9. Clasificación variables monitoreo financiero.

Grupo	# Tema	Nombre	Viabilidad	Impacto	Originalidad
MONITOREO FINANCIERO	Variable 25	Lifting Cost	4	4	4
	Variable 26	CAPEX	5	4	4
	Variable 27	Costos	5	4	4

Con relación al Capex, variable del monitoreo financiero, se considera que el seguimiento de esta se encuentra incluido dentro de la revisión de ejecución

mensual vs el plan establecido el cual corresponde a la inversión del proyecto (Capex).

Una vez finalizado el proceso de selección de las variables con su respectiva valoración y ranking de viabilidad e impacto, se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 10. Resumen variables seleccionadas

Grupo	Variable	Evaluación			
	Nombre	Viabilidad	Impacto	Restricciones	Puntuación
Tecnico	Caudal de inyección	5	5	4	14
	Caudal de producción base	4	3	4	11
	Caudal producción Incremental	5	5	3	13
	Np/ Wic campo	4	4	5	13
	Eficiencia de inyección pozo	4	4	4	12
	Eficiencia de inyección yacimiento	5	4	4	13
	Curva característica	4	4	4	12
Proyecto	Perforación	4	4	3	11
	Completamiento pozos	4	5	3	12
	Conversiones	4	5	3	12
	Ejecución presupuestaría	5	4	4	13
	Causación	5	4	3	12
Operativo	Registro de producción	4	4	3	11
	Registros de inyección	5	5	4	14
	Reuniones de monitoreo	5	3	3	11
	Pozo inyectoros activos	5	4	4	13
	Pozos productores activos con respuesta	4	5	3	12
Financiero	Lifting Cost	4	4	4	12
	Costos	5	4	4	13

3. ELABORACIÓN DE TABLERO DE BALANCE PARA SEGUIMIENTO

En el presente capítulo se dará a conocer para que sirve un tablero de balance y se creará el tablero idóneo para el seguimiento de las variables escogidas en el seguimiento y monitoreo de proyectos de inyección de agua.

3.1 TABLERO DE BALANCE

Un tablero de balance o cuadro de mando es aquel que permite el seguimiento adecuado a las metas establecidas en una organización o proyecto. De acuerdo a lo mencionado por Paz⁷ en los años 60 aparece en Francia el concepto de Cuadro de Mando, pero a partir de los años ochenta, es cuando el cuadro de mando pasa a ser más que un concepto práctico a un concepto doctrinal. Nació originalmente como un tablero de comando, pero el mismo se fue desarrollando en su propio funcionamiento, hasta ser un sistema de planificación integral con un alto perfil de evaluación.

Según Hidalgo⁸ Lo que uno mide, es lo que logrará. Así, si usted mide únicamente el desempeño financiero, solo obtendrá un buen desempeño financiero. Si por el contrario amplía su visión, e incluye medidas desde otras perspectivas, entonces tendrá la posibilidad de alcanzar objetivos que vayan más allá de lo financiero.

Esta fue la idea con que fue presentado en el año 1992 revista Harvard Business Review, sus autores, Robert Kaplan y David Norton el artículo sobre "The Balanced

⁷ PAZ, Carlos Alberto. Tablero de mando y control o Balanced Scorecard BSC [en línea]. <<https://www.gestiopolis.com/tablero-de-mando-y-control-o-balanced-scorecard-bsc/>> [Citado el 26 de Abril de 2019].

⁸ HIDALGO, Kathiusca. Cuadro de mando integral. 2011. P. 1.

Scorecard - Measures that Drive Performance" (El Balanced Scorecard - Mediciones que llevan a Resultados).

“El concepto de cuadro de mando integral a evolucionado desde que fue desarrollado por primera vez y se introdujo el concepto como un nuevo marco para medir la actividad y los resultados de una organización. La idea original iba destinada a superar las limitaciones de gestionar solo con indicadores financieros. Dichos indicadores informaban sobre los resultados (indicadores tardíos) pero no comunicaban cuales serían los inductores de los resultados futuros, los inductores que indican cómo crear valor a través de las inversiones en clientes, proveedores, empleados, tecnología e innovación.

Con el cuadro de mando, los directivos, ahora podían medir de qué manera sus unidades de negocio creaban valor para los clientes actuales y futuros. Aunque, manteniendo un cierto interés en los resultados financieros, el cuadro de mando integral revelaba claramente los inductores de una actividad superior, competitiva y que creaba valor a largo plazo.

A medida que las organizaciones comenzaban a aplicar el cuadro de mando, iban haciendo nuevos descubrimientos. La velocidad y la magnitud de los resultados obtenidos por los primeros usuarios del cuadro de mando revelaron la fuerza del sistema de gestión para centrar la organización entera en la estrategia.”⁹

Para la creación de un cuadro de mando se deben tener en claro los siguientes aspectos:

- Los objetivos a alcanzar.
- Parámetros y variables observables, es decir aquellos que permitan medir el progreso del proyecto.
- Metas.

⁹ KAPLAN, Robert S. y NORTON, David P. – Cuadro de Mando Integral – Gestión 2000. Barcelona, 2001.P.32

Entre los objetivos que se pretenden alcanzar mediante el tablero de mando y control se encuentran:

- Ser un medio informativo destacable, esto puede ayudar a reducir el número de informes en una compañía.
- Debe ser una herramienta de diagnóstico. Se trata de especificar lo que no funciona correctamente en el proyecto, en definitiva ha de comportarse como un sistema de alerta. En este sentido, se deben considerar dos aspectos:
 - a) Se han de poner en evidencia aquellos parámetros que no marchan como estaba previsto. Esta es la base de la gestión por excepción, es decir, el cuadro de mando ha de mostrar en primer lugar aquello que no se ajusta a los límites absolutos fijados por la empresa, y en segundo advertir de aquellos otros elementos que se mueven en niveles de tolerancia de cierto riesgo.
 - b) Esta herramienta debería de seleccionar tanto la cantidad como la calidad de la información que suministra en función de la repercusión sobre los resultados que vaya a obtener.
- Debe permitir el análisis de las desviaciones es básico a la hora de estudiar la trayectoria de la gestión así como en el proceso de toma de decisiones a corto plazo.
- Debe promover el diálogo entre todos. Mediante la exposición conjunta de los problemas por parte de los distintos responsables, se puede avanzar mucho en cuanto a la agilización del proceso de toma de decisiones. Es preciso que se analicen las causas de las desviaciones más importantes, proporcionar soluciones y tomar la vía de acción más adecuada.
- Ha de ser útil a la hora de asignar responsabilidades. Además la disponibilidad de información adecuada, facilita una comunicación fluida entre los distintos niveles directivos y el trabajo en grupo que permite mejorar resultados.
- Ha de ser motivo de cambio y de formación continuada en cuanto a los comportamientos de los distintos ejecutivos y/o responsables. Ha de conseguir

la motivación entre los distintos responsables. Esto ha de ser así, sobre todo por cuanto esta herramienta será el reflejo de su propia gestión.

- Por último y como objetivo más importante, esta herramienta de gestión debe facilitar la toma de decisiones. Para ello, el modelo debería en todo momento:
 - a) Facilitar el análisis de las causas de las desviaciones. Para ello se precisaría de una serie de informaciones de carácter complementario en continuo apoyo al Cuadro de mando, además de la que pudiera aportar el Controller, ya que en muchas ocasiones disfruta de cierta información de carácter privilegiado que ni siquiera la Dirección conoce.
 - b) Proporcionar los medios para solucionar dichos problemas y disponer de los medios de acción adecuados.
 - c) Saber decidir cómo comportarse. En cierto modo, estaríamos haciendo referencia a un sistema inteligente, a un sistema que se iría nutriendo de la propia trayectoria de la empresa, y que cada vez mejor, suministraría una información y un modo de actuar óptimo.

El Cuadro de mando se nutre de indicadores financieros y no financieros, tiene en cuenta los aspectos prospectivo y retrospectivo, configurando un punto de vista global mucho más completo y eficaz. Su función es conjugar una serie de elementos para suministrar una visión de conjunto y ofrecer soluciones en cada caso.

No obstante, los indicadores se encargan de valorar elementos con un carácter cuantificable, pero cada vez más, es mayor la importancia que van adquiriendo las variables cualitativas, aunque su desarrollo siga todavía estando por debajo del alcanzado en los financieros.

Realizando un resumen de los puntos básicos en relación al contenido del BSC, se deben considerar los siguientes aspectos esenciales:

1. Se han de establecer los objetivos a controlar y la forma de llevar a cabo dicho control.
2. Deben diferenciarse claramente cuatro partes en un Cuadro de mando: las variables a controlar, los indicadores a utilizar, desviaciones a utilizar y, por último, la imaginación y creatividad a aplicar a la hora de obtener soluciones.
3. Apoyo, en cualquier caso, de anexos gráficos complementarios y/o comentarios simples y significativos.
4. No perder la perspectiva estratégica que ha de guiar a esta herramienta, coordinando todos los objetivos a conseguir.
5. Y tener presente el contenido cualitativo necesario en todo el Cuadro de mando.

Un esquema general del Cuadro de Mando deberá estar constituido por cuatro partes diferenciadas:

- Las variables más destacables a controlar en cada situación y nivel de responsabilidad: se deben de constatar de forma clara, cuáles son las variables o aspectos clave más importantes a tener en cuenta para la correcta medición de la gestión en un área determinada o en un nivel de responsabilidad concreto.
- Los indicadores con los que podremos cuantificar cada una de las variables: estas variables puedan ser cuantificadas de alguna manera a través de los indicadores precisos, y en los períodos de tiempo que se consideren oportunos.
- Las desviaciones producidas, cualquiera que sea el motivo que las ocasione: en alusión al control de dichos indicadores, será necesaria la comparación entre lo previsto y lo realizado, extrayendo de algún modo las diferencias positivas o negativas que se han generado, es decir, las desviaciones producidas.
- Las soluciones a tomar en cada caso, en la medida de lo posible: es fundamental que con imaginación y creatividad, se consiga que el modelo de Cuadro de mando que se proponga en una organización, ofrezca soluciones cuando así sea necesario.

3.1.1 Tablero de balance proyectos inyección agua. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, donde se explican los objetivos de la implementación de un tablero de balance y una vez definidas, analizadas y escogidas las variables a monitorear para el desarrollo correcto de un proyecto de inyección de agua, se procede con el diseño de dicho tablero, para ello se diseña un modelo que sea de fácil lectura, es decir, que con verlo permita identificar rápidamente las variables que están afectando de forma positiva o negativa la correcta implementación del proyecto.

En el tablero de balance se debe contemplar el plan anual definido para cada variable, el cual se trabaja en forma conjunta con las diferentes áreas involucradas en el proyecto, la ejecución real mensual, y un indicador, el cual permitirá identificar cuales variables requieren de un mayor control, y el por qué se presentan desviaciones en las mismas, para poder tomar acciones correctivas. (Ver anexo 1):

Tabla 11. Diseño modelo tablero de balance

VARIABLE		Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Monitoreo técnico	Plan	%	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	0.0	0.0	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	0.0	50.0	70.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Real	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Indicador	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

El tablero anterior debe aplicarse para cada uno de los grupos de variables denominados en el capítulo 1, con las variables seleccionadas en el capítulo 2, asignarles un coeficiente de desempeño a cada uno de los siguientes grupos , con el fin de cumplir con el propósito del monitoreo integral del proyecto.

- Monitoreo técnico. Al monitoreo técnico se debe crear el coeficiente de desempeño técnico (CDT).
- Monitoreo de la ejecución del proyecto. A este grupo se le diseñará el coeficiente de desempeño del proyecto (CDP)
- Monitoreo Operativo. Al grupo de variables operativas se diseña el coeficiente de desempeño operativo (CDO).
- Monitoreo financiero. Por último se diseña el coeficiente de desempeño financiero (CDF).

4. TABLERO DE BALANCE PARA MONITOREO DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA.

En este capítulo se integrarán las variables analizadas y seleccionadas en el capítulo 1 y 2 respectivamente, en el tablero de balance planteado en capítulo 3.

4.1 INTEGRACIÓN VARIABLES

De acuerdo a lo mencionado en el capítulo anterior donde se explicó que es y para qué sirve un tablero de balance, y con base en el modelo diseñado en el mismo capítulo, se procede a integrar las variables seleccionadas en dicho tablero. Para esto, se utilizó la valoración dada a cada una de las variables en el capítulo 2 de acuerdo a su impacto, viabilidad y restricción, que se llamará en el tablero participación de desempeño, (ver tabla 10), esto con el fin, de crear un coeficiente de desempeño para cada uno de los grupos de monitoreo y así poder ver de forma general el comportamiento del monitoreo técnico, operativo, de proyectos y financiero en un proyecto de inyección de agua, es importante recordar que las variables fueron valoradas de acuerdo al criterio de experto y esta puede variar dependiendo del proyecto.

4.1.1 Tablero de balance monitoreo técnico. Para poder monitorear el comportamiento de las variables técnicas en el tablero de balance, se asignó la participación de desempeño técnico de acuerdo a la valoración dada en el capítulo 2, y con el porcentaje de cumplimiento se define un indicador por variable para así poder calcular el coeficiente de desempeño técnico (CDT) y observar el comportamiento a nivel global e individual de este grupo de variables. Lo

mencionado anteriormente se hizo de la siguiente forma para cada uno de las variables técnicas (Vt):

Para realizar el cálculo de % cumplimiento se requiere conocer el plan establecido para cada variable, y el valor real de la misma, sea mensual, bimensual, trimestral, según se requiera, y se utiliza la siguiente expresión:

$$\% \text{ *cumplimiento* } Vt = \frac{\text{Plan } Vt}{\text{Real } Vt} \quad (15)$$

Donde Vt es la variable técnica a utilizar.

$$\text{*Indicador Vt*} = \% \text{ *cumplimiento*} * \text{participación desempeño técnico} \quad (16)$$

Una vez se cuenta con el % de cumplimiento, se hizo la revisión de la expresión, que mejor representara el cálculo del coeficiente de desempeño técnico (CDT), y utilizando el criterio general de una media aritmética ponderada se llega a la siguiente expresión (ecuación creada por el director):

$$\text{CDT} = \sum \%Vt1 * \text{Indicador } Vt1 + \%Vt2 * \text{Indicador } Vt2 + \%Vt3 * \text{Indicador } Vt3 \dots \dots \dots) \quad (17)$$

Una vez realizado el cálculo del % de cumplimiento e indicador, se integran las variables en el tablero de balance diseño, obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 12. Tablero de balance para grupo monitoreo técnico.

GRUPO	VARIABLE		Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Monitoreo Técnico	Caudal de inyección	Plan	bis/d	9000	10560	30250	39000	45000	48000	50000	52000	52000	63000	63000	63000
		Real	bis/d	6014	7211	10267	15322	13747	13230	11354	12533	15365	20334	24323	25486
		% cumplimiento	%	66.8	68.3	33.9	39.3	30.5	27.6	22.7	24.1	29.5	32.3	38.6	40.5
		Participación desempeño técnico	fr	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
		Indicador prorrateado	%	9.4	9.6	4.8	5.5	4.3	3.9	3.2	3.4	4.1	4.5	5.4	5.7
	Producción incremental	Plan	bis/d	2406	2869	1159	1446	1460	1441	1420	1942	2459	3060	3690	4333
		Real	bis/d	2406	2870	434	2190	2063	1477	1746	3252	3981	4923	4024	5603
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	37.5	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
		Participación desempeño técnico	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
		Indicador prorrateado	%	13.0	13.0	4.9	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
	Np/Wic- Campo	Plan	KBLS	0	0	1500	1600	1700	1900	2000	2050	2100	2150	2200	2300
		Real	KBLS	0	0	1500	1550	1600	1650	1700	1700	1750	1800	1850	2000
		% cumplimiento	%	100.0	96.8	100.0	96.9	94.1	86.8	85.0	82.9	83.3	83.7	84.1	87.0
		Participación desempeño técnico	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
		Indicador prorrateado	%	13.0	12.6	13.0	12.6	12.2	11.3	11.1	10.8	10.8	10.9	10.9	11.3
	Eficiencia inyección-yacimiento	Plan	%	100	90	80	100	70	80	80	100	70	80	80	100
		Real	%	70	60	70	60	60	70	70	70	70	80	60	90
		% cumplimiento	%	70.0	66.7	87.5	60.0	85.7	87.5	87.5	70.0	100.0	100.0	75.0	90.0
		Participación desempeño técnico	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
		Indicador prorrateado	%	9.1	8.7	11.4	7.8	11.1	11.4	11.4	11.4	9.1	13.0	13.0	9.8
	Curva característica	Plan	%	7	7.2	7.3	7.4	7.5	8	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	9
		Real	%	6.8	7	7.1	7.3	7.4	7.5	7.8	8	8.2	8.3	8.4	8.7
		% cumplimiento	%	97.1	97.2	97.3	98.6	98.7	93.8	95.1	96.4	97.6	97.6	97.7	96.7
		Participación desempeño técnico	fr	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
		Indicador prorrateado	%	11.7	11.7	11.7	11.8	11.8	11.3	11.4	11.6	11.7	11.7	11.7	11.7
	CDT			67.3	67.5	57.7	61.9	64.5	62.8	61.2	59.8	64.7	64.3	62.8	65.3

4.1.2 Tablero de balance monitoreo ejecución del proyecto. Para poder monitorear el comportamiento de las variables del proyecto en el tablero de balance, se asignó la participación de desempeño del proyecto de acuerdo a la valoración dada, y con el porcentaje de cumplimiento se definió un indicador por variable, para así poder calcular el coeficiente de desempeño del proyecto (CDP) y observar el comportamiento a nivel global e individual de este grupo de variables. Lo mencionado anteriormente se hizo de la siguiente forma para cada uno de las variables del proyecto (Vp):

Para realizar el cálculo de % cumplimiento se requiere conocer el plan establecido para cada variable, y el valor real de la misma, sea mensual, bimensual, trimestral, según se requiera, y se utiliza la siguiente expresión:

$$\% \text{ cumplimiento } Vp = \frac{\text{Plan } Vp}{\text{Real } Vp} \quad (18)$$

Donde Vp es la variable de proyectos a utilizar.

$$\begin{aligned} \text{Indicador } Vp \\ &= \% \text{ cumplimiento} \\ &* \text{participación desempeño del proyecto} \end{aligned} \quad (19)$$

Una vez se cuenta con el % de cumplimiento, se hizo la revisión de la expresión, que mejor representara el cálculo del coeficiente de desempeño del proyecto (CDP), y utilizando el criterio general de una media aritmética ponderada se llega a la siguiente expresión (ecuación creada por el director):

$$\begin{aligned} CDP = \sum (\%Vp1 * \text{Indicador } Vp1 + \%Vp2 * \text{Indicador } Vp2 \\ + \%Vp3 * \text{Indicador } Vp3 \dots \dots) \end{aligned} \quad (20)$$

Al igual que se mencionó en el ítem 4.1.1 una vez culminado el cálculo del % de cumplimiento e indicador, se integran las variables en el tablero de balance diseño, obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 13. Tablero de balance para grupo monitoreo del proyecto.

GRUPO	VARIABLE		Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Monitoreo Proyecto	Perforación	Plan	#	1	0	3	0	0	2	1	0	1	0	0	1	
		Real	#	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	33.3	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
		Participación desempeño proyecto	fr	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
		Indicador prorrateado	%	11.0	11.0	3.7	11.0	11.0	0.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
	Completamiento	Plan	#	1	0	3	1	1	2	1	0	1	0	1	1	
		Real	#	1	0	2	1	1	0	1	0	1	0	0	1	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	66.7	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0
		Participación desempeño proyecto	fr	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
		Indicador prorrateado	%	12.0	12.0	8.0	12.0	12.0	0.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	0.0	12.0
	Conversiones	Plan	#	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	
		Real	#	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
		Participación desempeño proyecto	fr	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
		Indicador prorrateado	%	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
	Ejecución presupuestaria	Plan	KUSD	1324	2364	2947	3595	6240	8884	12609	16373	19984	22972	27518	32148	
		Real	KUSD	951	2121	3001	3779	6036	7359	10357	11861	15528	18523	19853	22806	
		% cumplimiento	%	71.8	89.7	100.0	100.0	96.7	82.8	82.1	72.4	77.7	80.6	72.1	70.9	
		Participación desempeño proyecto	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	
		Indicador prorrateado	%	9.3	11.7	13.0	13.0	12.6	10.8	10.7	9.4	10.1	10.5	9.4	9.2	
	Causación	Plan	KUSD	0	68	1449	1651	2266	2865	3522	4739	6096	8451	15017	25053	
		Real	KUSD	0	68	1449	1651	2266	4056	5048	8046	9691	12058	16599	18164	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	72.5	
		Participación desempeño proyecto	fr	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	
		Indicador prorrateado	%	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	8.7
	CDP			56.3	58.7	48.7	60.0	59.6	34.8	57.7	56.4	57.1	57.5	44.4	52.9	

4.1.3 Tablero de balance monitoreo ejecución del operativo. Con el fin de monitorear el comportamiento de las variables operativas en el tablero de balance, se asignó la participación de desempeño del proyecto de acuerdo a la valoración dada, y con el porcentaje de cumplimiento se definió un indicador por variable, para así poder calcular el coeficiente de desempeño del proyecto (CDO) y observar el comportamiento a nivel global e individual de este grupo de variables. Lo mencionado anteriormente se hizo de la siguiente forma para cada uno de las variables operativas (Vo):

Para realizar el cálculo de % cumplimiento se requiere conocer el plan establecido para cada variable, y el valor real de la misma, sea mensual, bimensual, trimestral, según se requiera, y se utiliza la siguiente expresión:

$$\% \text{ cumplimiento } Vo = \frac{\text{Plan } Vo}{\text{Real } Vo} \quad (21)$$

Donde Vo es la variable operativa a utilizar.

$$\begin{aligned} \text{Indicador } Vo \\ = \% \text{ cumplimiento} * \text{participación de desempeño operativo} \end{aligned} \quad (22)$$

Una vez se cuenta con el % de cumplimiento, se hizo la revisión de la expresión, que mejor representara el cálculo del coeficiente de desempeño operativo (CDO), y utilizando el criterio general de una media aritmética ponderada se llega a la siguiente expresión (ecuación creada por el director):

$$\begin{aligned} CDO = \sum (\%Vo1 * \text{Indicador } Vo1 + \%Vo2 * \text{Indicador } Vo2 + \%Vo3 \\ * \text{Indicador } Vo3 \dots \dots) \end{aligned} \quad (23)$$

Culminado el cálculo del % de cumplimiento e indicador, se integran las variables en el tablero de balance diseñado, obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 14. Tablero de balance para grupo monitoreo operativo.

GRUPO	VARIABLE		Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Monitoreo Operativo	Registro de producción	Plan	#	0	1	0	0	4	1	1	0	0	0	0	0	
		Real	#	0	1	0	0	0	4	0	1	0	0	0	1	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
		Participación desempeño operativo	fr	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
		Indicador prorrateado	%	14.0	14.0	14.0	14.0	0.0	14.0	0.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
	Registro de inyección	Plan	#	2	5	2	5	4	2	5	5	3	4	5	2	
		Real	#	2	2	1	12	7	1	3	7	6	7	3	6	
		% cumplimiento	%	100.0	40.0	50.0	100.0	100.0	50.0	60.0	100.0	100.0	100.0	60.0	100.0	
		Participación desempeño operativo	fr	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	
		Indicador prorrateado	%	11.0	4.4	5.5	11.0	11.0	5.5	6.6	11.0	11.0	11.0	6.6	11.0	
	Reunión de monitoreo	Plan	#	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		Real	#	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
		Participación desempeño operativo	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	
		Indicador prorrateado	%	13.0	13.0	13.0	0.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	
	Pozos Inyectores activos	Plan	#	4	7	8	9	9	10	12	12	12	12	12	12	
		Real	#	4	7	8	9	9	10	12	12	12	12	12	12	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
		Participación desempeño operativo	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	
		Indicador prorrateado	%	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	
	Pozos productores con respuesta	Plan	#	23	27	33	33	35	39	41	43	43	43	43	43	
		Real	#	23	27	33	33	35	39	39	43	43	43	43	43	
		% cumplimiento	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	95.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
		Participación desempeño operativo	fr	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	
		Indicador prorrateado	%	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	12.4	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	
CDO				64.0	57.4	58.5	51.0	50.0	58.5	45.0	64.0	64.0	64.0	59.6	64.0	

4.1.4 Tablero de balance monitoreo ejecución del financiero. Para poder monitorear el comportamiento de las variables del proyecto en el tablero de balance, se asignó la participación de desempeño del proyecto de acuerdo a la valoración dada, y con el porcentaje de cumplimiento se definió un indicador por variable, para así poder calcular el coeficiente de desempeño financiero (CDF) y observar el comportamiento a nivel global e individual de este grupo de variables. Lo mencionado anteriormente se hizo de la siguiente forma para cada uno de las variables del proyecto (Vf):

Para realizar el cálculo de % cumplimiento se requiere conocer el plan establecido para cada variable, y el valor real de la misma, sea mensual, bimensual, trimestral, según se requiera, y se utiliza la siguiente expresión:

$$\% \text{ cumplimiento } Vf = \frac{\text{Plan } Vf}{\text{Real } Vf} \quad (24)$$

Donde Vf es la variable financiera a utilizar.

$$\text{Indicador } Vf = \% \text{ cumplimiento} * \text{participación desempeño financiero} \quad (25)$$

Una vez se cuenta con el % de cumplimiento, se hizo la revisión de la expresión, que mejor representara el cálculo del coeficiente de desempeño financiero (CDF), y utilizando el criterio general de una media aritmética ponderada se llega a la siguiente expresión (ecuación creada por el director):

$$CDF = \sum (\%Vf1 * \text{Indicador } Vf1 + \%Vf2 * \text{Indicador } Vf2 + \%Vf3 * \text{Indicador } Vf3 \dots \dots) \quad (26)$$

Finalmente y al igual que los anteriores grupos de monitoreo se realizó el cálculo del % de cumplimiento e indicador y se integraron las variables en el tablero de balance diseño, obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 15. Tablero de balance para grupo monitoreo del financiero.

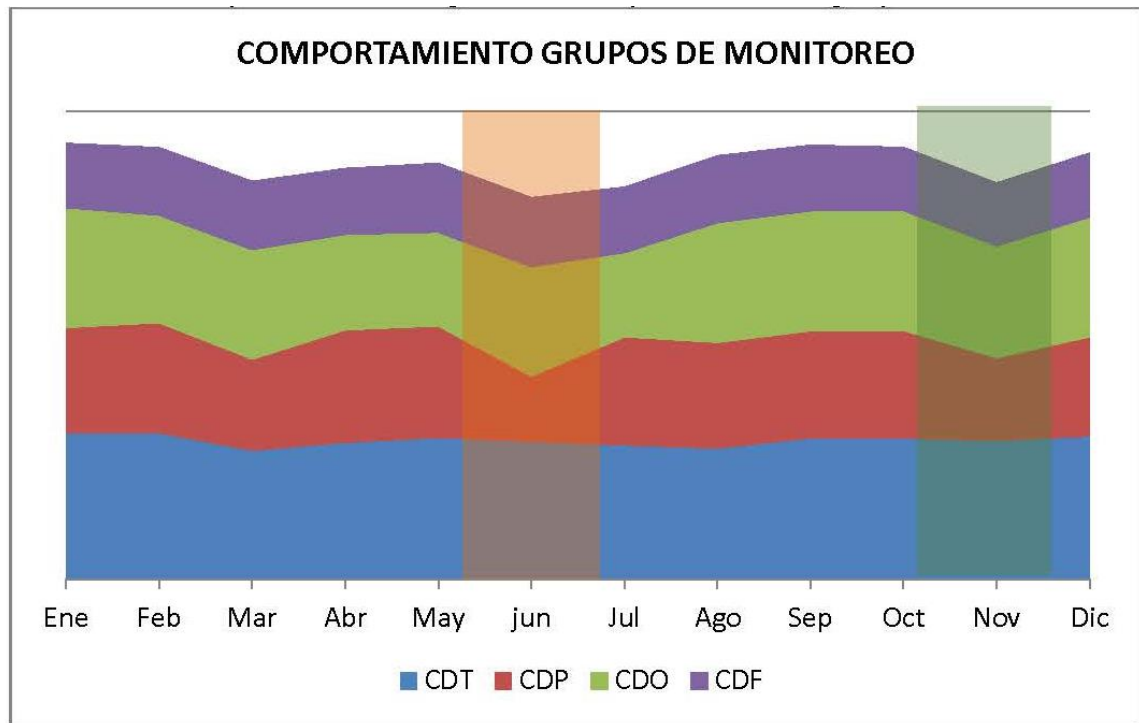
		KPI	Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Monitoreo Financiero	Lifting Cost	Plan	USD	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
		Real	USD	13.0	11.5	12.0	13.0	13.2	13.0	12.5	12.0	13.5	13.5	13.5	12.5	
		% cumplimiento	%	100.0	95.8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
		Participación desempeño financiero	fr	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	
		Indicador prorrateado	%	14.0	13.4	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
	Costos	Plan	KUSD	430	707	1034	1434	2214	3511	5680	7379	8747	12048	14878	17673	
		Real	KUSD	366	695	997	1326	2390	3830	5108	6600	7354	9567	10494	13290	
		% cumplimiento	%	85.2	98.3	96.5	92.5	100.0	100.0	89.9	89.4	84.1	79.4	70.5	75.2	
		Participación desempeño financiero	fr	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	
		Indicador prorrateado	%	9.4	10.8	10.6	10.2	11.0	11.0	9.9	9.8	9.2	8.7	7.8	8.3	
		CDF		34.6	36.2	36.6	35.4	37.0	37.0	35.1	35.8	35.2	33.9	33.8	34.3	

Contando con los coeficientes de desempeño de cada una de las variables de los diferentes grupos de monitoreo, se puede analizar el comportamiento de cada grupo en el desempeño integral del proyecto de inyección de agua (CDI), y la incidencia que este puede tener en los demás, es decir, si se observa que el grupo de monitoreo técnico viene presentando desviaciones, podría verse a su vez si dichas desviaciones vienen afectando los demás grupos de monitoreo, una vez revisado esto, se puede proceder a hacer la revisión en el tablero de balance por variable, con el fin de analizar más al detalle el por qué se presentan cambios en el comportamiento del grupo de monitoreo y que acciones correctivas deben generarse para cambiar la desviación negativa de forma positiva. En la siguiente gráfica y tabla se presenta el comportamiento de cada coeficiente a nivel mensual observándose lo anteriormente dicho.

Tabla 16. Indicador coeficientes de desempeño por grupo.

COEFICIENTES POR GRUPO		Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Promedio
CDT	Indicador prorrateado	%	67.3	67.5	57.7	61.9	64.5	62.8	61.2	59.8	64.7	64.3	62.8	65.3	63.3
CDP	Indicador prorrateado	%	56.3	58.7	48.7	60.0	59.6	34.8	57.7	56.4	57.1	57.5	44.4	52.9	53.7
CDO	Indicador prorrateado	%	64.0	57.4	58.5	51.0	50.0	58.5	45.0	64.0	64.0	64.0	59.6	64.0	58.3
CDF	Indicador prorrateado	%	34.6	36.2	36.6	35.4	37.0	37.0	35.1	35.8	35.2	33.9	33.8	34.3	35.4

Gráfica 41. Representación gráfica comportamiento grupos de monitoreo.



A partir de los coeficientes de desempeño de los grupos de monitoreo CDT, CDP, CDO y CDF, se puede definir el coeficiente de desempeño integral del proyecto (CDI), por medio de la siguiente expresión propuesta:

$$CDI = CDT * Ct + CDP * Cp + CDO * Co + CDF * Cf \quad (27)$$

Donde C, corresponde al corrector que se debe utilizar dependiendo de la etapa ó fase en la cual se encuentra el proyecto de inyección de agua (planeación, implementación, operación ó cierre). Este debe ser propio de cada proyecto y debe definirse con las áreas involucradas en cada etapa.

El coeficiente CDI no debe ser mayor a 1 o al 100%.

Para el caso de la presente monografía la etapa en que se encuentra el proyecto es la correspondiente a la ejecución, por lo que se asignó el valor al corrector de cada grupo de monitoreo teniendo esto como premisa:

Tabla 17. Coeficientes de desempeño por grupo

COEFICIENTES POR GRUPO		Unidad	PROMEDIO
CDT	Indicador prorrateado	%	63.3
CDP	Indicador prorrateado	%	53.7
CDO	Indicador prorrateado	%	58.3
CDF	Indicador prorrateado	%	35.4

$$CDI = 63.3\% * 50\% + 53.7\% * 10\% + 58.3\% * 30\% + 35.4\% * 10\% \quad (28)$$

$$CDI = 58.1\%$$

Si un gerente o Vicepresidente de una compañía revisara estos resultados podrían concluir que el coeficiente de desempeño integral (CDI) se encuentra por debajo de lo planeado, es decir, el proyecto de inyección de agua no tiene el desarrollo óptimo esperado, evidenciándose que se deben tomar acciones correctivas para el para lograr este objetivo, lo cual lo llevará a revisar a fondo el tablero de balance el cual le dará como resultado el grupo o grupos que presentan un desempeño deficiente y las variables que se deben atacar para mejorar y corregir el desarrollo efectivo del proyecto.

5. CONCLUSIONES.

- Teniendo en cuenta el análisis realizado, todas las variables involucradas en un proyecto de inyección de agua se consideran importantes, sin embargo, aquellas que deben ser seleccionadas en un tablero de balance, deben valorarse para cada proyecto por separado, dado que el comportamiento de cada variable puede variar dependiendo del proyecto, las mismas deben responder a los diversos grupos operativos y técnicos del proyecto para promover una alerta permanente en la realización y desempeño.
- A diferencia de proyectos donde los campos son producidos solo por primaria, en un Campo petrolero producido con inyección de agua, se debe incrementar en el monitoreo operativo, el número de registros de producción, dado que con estos, se puede identificar el aporte de producción por capa de cada pozo y así la influencia que tiene la inyección sobre los mismos.
- De acuerdo al capítulo 3 el tablero de balance permite el análisis de las desviaciones que presenta un proyecto, identificando de forma oportuna las acciones correctivas a ejecutar para mejorar el comportamiento del mismo, esto puede evidenciarse a nivel global del proyecto como a nivel de detalle.
- Un tablero de balance que incluya las variables de monitoreo técnicas, operativas y de proyectos adecuadas, permite llevar un seguimiento y control facilitando el análisis técnico o administrativo de las desviaciones que se puedan tener, mejorando los resultados del proceso de inyección de agua.
- Un proceso de inyección de agua está compuesto por diferentes etapas, es por esto que para el seguimiento y control del mismo debe involucrarse las variables de monitoreo de todo el sistema y no solo tener en cuenta las técnicas.

6. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda utilizar el tablero de balance propuesto para hacer el seguimiento y monitoreo óptimo de los proyectos de inyección de agua, con el fin de identificar las acciones preventivas y correctivas a tiempo.
- Se recomienda que para cada proyecto de inyección de agua, tomar como base las variables descritas y analizadas en la presente monografía, sin embargo la valoración de las mismas debe hacerse conforme al comportamiento de cada proyecto y a las características de cada campo.
- Teniendo en cuenta que la implementación de proyectos de inyección de agua tienden a incrementar los costos se recomienda diseñar e implementar un software con el tablero de balance para proyectos de inyección de agua que permita el seguimiento en tiempo real de las variables de monitoreo analizadas en la presente monografía, con el fin de disminuir posibles desviaciones técnicas y financieras.
- Dado que las variables financieras lookback y point forward no se valoran normalmente en proyectos en periodos de tiempo inferiores a un (1) año, se recomienda hacer un análisis de la viabilidad de hacer el seguimiento mínimo trimestral en los proyectos de inyección de agua, para conocer más a fondo los beneficios de estas y así su incorporación en el tablero de balance.
- Finalmente se recomienda hacer uso de una herramienta que permita llevar el adecuado seguimiento de las acciones que se definen en las reuniones de monitoreo una de las variables incluidas en el tablero de balance, en la presente monografía se presenta una propuesta, sin embargo, esta puede ser creada de acuerdo a la necesidad del proyecto.

BIBLIOGRAFIA.

COBB, William, SMITH, James, Waterflooding 1990. Dallas. P9-37.

GARCÍA, Ileana. Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual. MEXICO D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. 23 P.

HIDALGO, Kathiusca. Cuadro de mando integral. 2011. P. 1.

KAPLAN, Robert S. y NORTON, David P. – Cuadro de Mando Integral – Gestión 2000. Barcelona, 2001. P.32.

ORDOÑEZ CRUZ, H. D., Vélez Duque, J. P., & FLÓREZ MARULANDA, J. F. Propuesta metodológica para el control y monitoreo de un proceso de inyección de agua. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 2015 13(2), 35-44. doi:10.18273/revfue.v13n2-2015004.

PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Libro. Venezuela. 2001.

PATÍÑO, Cesar, DALLE, Rodrigo y SOLORZANO, Pedro, Mapeo de los elementos necesarios para el diseño, implementación y monitoreo de proyectos de inyección de agua. Artículo técnico. Acipet. 2017.

PAZ, Carlos Alberto. Tablero de mando y control o Balanced Scorecard BSC [en línea]. <<https://www.gestiopolis.com/tablero-de-mando-y-control-o-balanced-scorecard-bsc/>> [Citado el 26 de abril de 2019].

RINCON ALJURI, C. C., & MUÑOZ NAVARRO, S. d.. Creación y desarrollo de la base de datos para el monitoreo de la inyección de agua en el campo caño limón - Arauca [recurso electrónico] / Carlos Chaffie Rincon Aljuri; director Samuel Fernando Muñoz Navarro. Bucaramanga: UIS, 2005.

SCHLUMBERGER.(2018).https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/estimated_ultimate_recovery.aspx. Fuente revisada el 25 de agosto de 2018; 7:23 pm.

VOGEL, Mario. Cuadro de mando integral. Bogotá (Colombia), mayo de 2019, citado 20 de mayo del 2019 a las 3:00 pm, disponible en internet: <<https://www.tablerodecomando.com/diferencias-entre-cuadro-de-mando-integral-y-cuadro-de-mando/>>.