

Determinación de la técnica de perfiles de inyección que mejor represente la distribución vertical en pozos con inyección de polímeros

María Camila Acevedo Caballero y Camilo Andrés Guerrero Rivera

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

Doctora en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Yessika Fernanda Pachón Ordoñez

Magister en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A mi madre, sin ella no tendría los logros que he alcanzado en mi vida, por todos sus esfuerzos y amor.

A mi papá, y a mi hermana por todo su apoyo, y a mi hermano, mi modelo a seguir y quien fue mi guía en este camino. A mis tías, Amalia y Martha, quienes siempre estuvieron ahí para mí.

A Cami, mi compañera de tesis, por toda su comprensión y apoyo durante este largo proceso, por todos sus esfuerzos, y por ser una excelente persona, compañera, y amiga.

A mis compañeros y amigos, Karolyne, Jean, Pipo, Mateus, Melissa, Estefanía, y Gabriela, por proveer ánimo y apoyo en todos mis proyectos.

A toda mi familia, de quien he recibido cariño y apoyo toda la vida.

Y finalmente pero no menos importante, a Dios, sin el nada es posible.

Camilo Guerrero.

Dedicatoria

A Dios y a la Virgen por ser fortaleza y guía en cada momento de mi vida.

A mi Mamá Hilda (Q.E.P.D), la razón de mis logros, por ser la mayor fuente de
inspiración y motivación en mi vida.

A mis padres, María Cristina y Celso, por su amor y apoyo incondicional.

A mis hermanas María Alejandra y Sofía, por traerle alegría a mi vida e impulsarme a ser
mejor persona.

A mi amigo y compañero de tesis por su entrega a este proyecto, sin su apoyo las
interminables y rutinarias reuniones virtuales no habrían sido exitosas.

A mis amigos Luis Felipe, Camilo M, Jean H, Jennifer, Geral, Geo, Keyner, Miguel, por
hacer de la universidad una de las mejores etapas de mi vida.

A Daniela, Juan, Silvia, Julián y Miguel por ser el grupo de amigos más incondicional.

María Camila Acevedo C.

Agradecimientos

Gracias a la doctora Maika Gambús, su ayuda y su guía fueron esenciales en el proyecto.

A Ecopetrol, por permitirnos realizar este proyecto y proveernos la información necesaria para su desarrollo. En especial a nuestra codirectora Yessika, por su disposición a ayudar siempre.

A la Escuela de Petróleos UIS, por hacer cada paso en nuestra carrera un proceso inadecuadamente largo y tortuoso.

A todas las personas que aportaron su granito de arena para que este proyecto terminara.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	13
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Técnicas para determinar perfiles de inyección.....	16
2.1 Antecedentes	16
2.2 Completamiento de un pozo Inyector	18
2.2.1 Tipos de válvulas.....	20
2.3 Técnicas de perfilaje en métodos de recobro mejorado.....	21
2.3.1 Registro por trazador radioactivo.....	22
2.3.2 Spinner flowmeter	28
2.3.3 Flujómetro electromagnético EMF	31
2.3.4 Fibra óptica	33
2.3.5 Spinless Flowmeter (Microtorque).....	39
2.3.6 Registro por activación de oxígeno.....	42
2.4 Casos de aplicación	44
3. Metodología y análisis	46
3.1 Etapa 1: Ponderación de parámetros	47
3.1.1 Comparación entre variables con mayor peso porcentual.....	49

3.2 Etapa 2: Comparación Cualitativa y Cuantitativa	55
3.3 Etapa 3: Validación de hipótesis mediante análisis de varianza ANOVA.....	61
3.3.1 Bases del Análisis de varianza (ANOVA)	61
3.3.2 Prueba ANOVA	65
4 Conclusiones.....	76
5 Recomendaciones	77
Referencias bibliográficas.....	78
Apéndice	84

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Casos de aplicación de registros de perfilaje a nivel Internacional	44
Tabla 2. Casos de aplicación de registros de perfilaje a nivel nacional.....	45
Tabla 3. Pesos porcentuales de importancia de los parámetros de aplicación para herramientas de registros de inyección	48
Tabla 4. Comparación cuantitativa de tres registros tomados para el pozo UIS1-1	59
Tabla 5. ANOVA de un solo factor para válvula reguladora de flujo para el pozo UIS1-1	68
Tabla 6. Prueba de Tukey para Válvula reguladora de flujo para el pozo UIS1-1	69
Tabla 7. Ejemplo de los intervalos del pozo UIS1.....	71
Tabla 8. ANOVA de un solo factor para tres diferentes técnicas de perfilaje para el pozo UIS1-1	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Estado mecánico de un pozo inyector	19
Figura 2. Válvula reguladora de flujo W15-RLIB.....	20
Figura 3. Respuestas típicas de registros de trazadores radioactivos en salmueras.....	23
Figura 4. Instrumento Swing Arm	25
Figura 5. Flujómetro con Cesta Nuclear	27
Figura 6. Medidor de Flujo de Subsuelo con motor, empaque y bomba	30
Figura 7. Diagrama esquemático del flujómetro electromagnético	32
Figura 8. Perfil de inyección calculado a partir de registros de temperatura.....	35
Figura 9. Registro de ruido espectral	38
Figura 10. Herramienta Microtorque	41
Figura 11. Instrumento para registro por activación de oxígeno	42
Figura 12. Etapas del proceso de selección de la técnica que mejor representa la distribución vertical.....	46
Figura 13. Categorización de las técnicas de perfil aje mediante ponderación.	49
Figura 14. Diagrama de Pareto	51
Figura 15. Diagrama de Pareto Mínimo caudal vs Tiempo de intervención en pozo.....	52
Figura 16. Diagrama de Pareto Mínimo caudal vs discriminación por intervalo	53
Figura 17. Diagrama de Pareto Mínimo caudal vs costo de cada técnica.....	54
Figura 18. Categorización mediante a) Ponderación y b) Diagramas de Pareto	55

Figura 19. Metodología de tratamiento de datos para los pozos inyectoros de los dos campos objeto de estudio.	56
Figura 20. Línea de tiempo para pozo UIS1-1.....	57
Figura 21. Representación de las variaciones de los datos respecto a la media.	62
Figura 22. Pruebas de Normalidad mediante (a) Anderson Darling y (b) Kolomogrov-Smirov.....	66
Figura 23. Esquema distribución estadístico de Fisher para válvula reguladora de flujo. 69	
Figura 24. Intervalos de confianza para medias de caudal admitido por intervalo con diferente VRF.....	70
Figura 25. Número de Fisher para cada intervalo del pozo UIS1-1	72
Figura 26. Esquema distribución estadístico de Fisher para tres diferentes técnicas.	74
Figura 27. Diagrama caja bigotes trazadores vs spinner vs fibra óptica.....	75

Lista de Apéndices

Pág.

Apéndice A. Parámetros de aplicación de las técnicas para determinar el perfil de inyección.... 84

Resumen

Título: Determinación de la técnica de perfiles de inyección que mejor represente la distribución vertical en pozos con inyección de polímeros*

Autor: María Camila Acevedo Caballero y Camilo Andrés Guerrero Rivera**

Palabras Clave: Perfiles de Inyección, registro de inyección, inyección de polímero, recobro mejorado.

Descripción:

En Colombia los proyectos de inyección de polímero se encuentran en fase piloto y la Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol) busca extender a escala de campo dichos proyectos.

Para cumplir con esto, una etapa esencial es entender el comportamiento y distribución del fluido inyectado para lo cual se hace necesario encontrar la técnica de perfilaje que mejor describa los perfiles de inyección de los pozos que implementan esta técnica en el Valle Medio del Magdalena (VMM).

Para dar solución a esto, este estudio realizó una revisión de la literatura en donde se exploran y explican los diferentes métodos existentes para la toma de perfiles que se pueden aplicar a pozos con inyección de polímeros, teniendo en cuenta que las propiedades reológicas del fluido inyectado pueden generar errores en la lectura de las técnicas que han sido implementadas para inyección de agua.

Se evaluaron 7 técnicas de forma teórica en conjunto con perfiles tomados en dos campos del VMM, mediante el uso de un análisis cualitativo y cuantitativo. Esta etapa fue validada con un análisis estadístico, que comprendió el uso de diagramas de Pareto, y análisis de varianza (ANOVA). La metodología usada permitió concluir que, los métodos que presentan mayores ventajas técnicas para determinar la distribución vertical de una solución polimérica son los registros obtenidos mediante fibra óptica, trazadores, *spinner* y microtorque. Sin embargo, si se prioriza el costo de aplicación, el registro mediante trazadores se convertiría en la mejor opción para su implementación en el VMM, lo cual valida el uso que se le ha dado a esta técnica en los campos de esta cuenca.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambús Ordaz. Doctora en Ingeniería de Petróleos. Codirector: Yessika Fernanda Pachón Ordoñez. Magister en Ingeniería de Petróleos

Abstract

Title: Determination of the injection profile technique that best represents the vertical distribution for polymer injection wells*

Authors: María Camila Acevedo Caballero y Camilo Andrés Guerrero Rivera**

Key Words: Injection profile, injection logging tool, polymer injection, enhanced oil recovery

Description:

In Colombia, polymer injection projects are in a pilot phase and the Colombian Petroleum Company (Ecopetrol) is seeking to extend these projects to field scale.

To accomplish this, an essential stage is to understand the behavior and distribution of the injected fluid for which it is necessary to find the profiling technique that best describes the injection profiles of the wells that implement this technique in the Middle Magdalena Valley (MVV).

To solve this, this study conducted a literature review where the different existing methods for profile taking that can be applied to wells with polymer injection are explored and explained, taking into account that the rheological properties of the injected fluid can generate errors in the reading of the techniques that have been implemented for water injection.

Seven techniques were evaluated in a theoretical way together with profiles taken in two fields of the MVL, using a qualitative and quantitative analysis. This stage was validated with a statistical analysis, which included the use of Pareto diagrams, and analysis of variance (ANOVA). The methodology used allowed concluding that, the methods that present greater technical advantages to determine the vertical distribution of a polymeric solution are the registers obtained through optic fiber, tracers, spinner and microtorque. However, if the application cost is prioritized, the registration through tracers would become the best option for its implementation in the VMM, which validates the use that has been given to this technique in the fields of this basin.

* Degree Work

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambús Ordaz. Doctora en Ingeniería de Petróleos. Codirector: Yessika Fernanda Pachón Ordoñez. Magister en Ingeniería de Petróleos

Introducción

Actualmente, la reservas probadas de crudo de Colombia le permitirán mantener su independencia energética por 6.1 años (BP, 2020). Con el objetivo de aumentar este valor, se hace uso de las técnicas de recobro mejorado, siendo la inyección de soluciones poliméricas una de las técnicas que se perfila como más favorable y versátil, ya que en gran medida no es afectada por factores como la temperatura, presión, y profundidad de la zona de interés, a comparación de otras técnicas de recobro, como el térmico.

La aplicación de inyección de polímeros ha sido implementada con éxito en yacimientos de crudo pesado, que cuentan con zonas de interés muy delgadas en donde el calor se disipa o en yacimientos profundos donde las técnicas como inyección de vapor no son viables (Cvetkov et al., 2015).

La inyección de polímeros es una de las técnicas más eficientes de recobro mejorado, pues se puede aplicar tanto en crudos livianos-medianos como pesados y extrapesados (Cvetkov et al., 2015).

Adicionalmente, la inyección de polímeros se hace económicamente atractiva en los campos donde ya se ha implementado la inyección de agua, esto y su tasa de éxito, hacen de los polímeros uno de los métodos de recobro químico más usado (Asghari, 2008).

Para determinar la efectividad de la técnica de inyección de polímeros e identificar si es necesario tomar medidas de control como tratamientos de acidificación y/o cierre de arenas inyectoras, la técnica se monitorea tomando perfiles de inyección.

De esta manera, el objetivo del presente trabajo es determinar la técnica de perfilaje que mejor representa la distribución vertical en pozos inyectoras de polímero ubicados en el Valle Medio del Magdalena (VMM). Debido a las características reológicas del fluido inyectado y los

caudales propios de este tipo de procesos, las técnicas implementadas en procesos de recobro secundario (inyección de agua) requieren modificaciones para ser usadas con polímeros (Roesner et al., 1983).

En el capítulo 2 se presentan los métodos que han sido implementados para determinar el perfil en pozos inyectoros de polímero a nivel mundial y nacional. El perfil de inyección es necesario para obtener una evaluación diagnóstica de la distribución de la entrada del fluido inyectado sobre el intervalo inyector. Así, se pueden tomar medidas correctivas en caso de que la distribución sea desfavorable (Nowak, 1953). También, es importante para identificar flujo en zonas que no están destinadas para inyección, ya que el costo de soluciones surfactante/polímero pueden estar en el rango de 10-15 USD/bbl (Bragg, et al, 1982).

Para finalizar, en el capítulo 3, se evaluaron 7 técnicas de forma teórica en conjunto con perfiles tomados en dos campos del VMM, mediante el uso de un análisis cualitativo y cuantitativo. Esta etapa fue validada con un análisis estadístico, que comprendió el uso de diagramas de Pareto, y análisis de varianza (ANOVA). La metodología usada permitió determinar los métodos de perfilaje que presentan las mayores ventajas técnicas teniendo en cuenta parámetros como el costo, la discriminación de caudal admitido por intervalo, si el método de registro es afectado por la viscosidad, el umbral de caudal, entre otros.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Determinar la técnica de perfiles de inyección que mejor represente la distribución vertical en pozos con inyección de polímeros.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión bibliográfica de las técnicas de perfiles de inyección existentes para la determinación de la distribución en zonas de interés.

Comparar las técnicas para la determinación de perfiles de inyección usadas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en pozos con inyección de polímeros y a su vez, comprarlas con las técnicas usadas a nivel mundial para el mismo método de recobro.

Seleccionar la técnica de perfiles de inyección que mejor represente la distribución vertical para su aplicación en pozos con inyección de polímero, mediante la comparación teórico-práctica de perfiles tomados en dos campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena considerando parámetros como resolución de la herramienta, capacidad de la medición volumétrica e integridad de la herramienta.

2. Técnicas para determinar perfiles de inyección

2.1 Antecedentes

Desde la evaluación de los primeros pilotos de aplicación de soluciones poliméricas en China, como método de recobro mejorado, se ha evidenciado que las herramientas de monitoreo de subsuelo son indispensables para evaluar la efectividad del barrido de petróleo y que debido a las características de fluido no-newtoniano y los caudales propios de este tipo de procesos, las técnicas implementadas en procesos de recobro secundario (inyección de agua) requieren modificaciones para ser usadas con polímeros.

A través de los años, diferentes técnicas han sido implementadas para determinar el volumen admitido por cada estrato. Una de las primeras técnicas es el registro mediante trazadores que data de inicio del siglo XX, sin embargo, no fue hasta 50 años después que se implementó en la industria petrolera. Los trazadores es la tecnología más ampliamente usada debido a la información que permite obtener, tal como tiempos de ruptura, zonas de flujo, barrido volumétrico, interconexión entre fracturas y pozos (Al-Qasim et al., 2020). Para el año 1959, el registro *spinner* fue implementado en un pozo inyector debido a su amplia aplicación para cuantificar la producción por arenas, lo que facilitó su implementación como registro de inyección.

En el año 1982, debido al creciente interés en la aplicación de polímeros como recobro mejorado y estudio de la efectividad de los trazadores como método de perfilaje, se identificaron tres principales limitaciones de la implementación de registro mediante trazadores para pozos con inyección de polímeros: (1) distribución no homogénea en el fluido inyectado, (2) Los trazadores se adherían a la tubería de inyección, (3) para algunas zonas muy permeables los trazadores no median correctamente el volumen de fluido admitido (Schnorr et al., 1993). Estas limitaciones

serían solucionadas de manera parcial por la aplicación de configuraciones en el esquema de la herramienta por Roesner en 1983. Debido a lo anterior, surgió la necesidad de evaluar alternativas, como la aplicación del registro por activación de oxígeno en el año 1990, con tres principales objetivos: 1) evaluar la efectividad de los tratamientos de modificación de perfiles, 2) identificar zonas con alta permeabilidad o zonas ladronas e 3) identificar flujo detrás del revestimiento (Peihua et al., 2003).

Por otro lado, en el año 1989 se registran las primeras evaluaciones de aplicación del registro electromagnético. Molz y Young (1993) resaltan la exactitud de la técnica para determinar la dirección de flujo, sin embargo, no es hasta 2006 cuando es evaluado de manera experimental para pozos con inyección polímero en el campo Daquin en China, siendo implementado más de dos mil cuatrocientas (2400) veces para la toma del perfil de inyección (Zheng & Liu, 2006).

Finalmente, la tecnología de distribución de temperatura mediante fibra óptica ha sido utilizada desde inicios de los años 90 y se registran sus primeras aplicaciones a pozos con inyección continua de vapor hacia el año 1997 con el fin de monitorear los frentes termales en este tipo de proyectos. Hacia los años 2000, esta técnica se comenzó a implementar para realizar monitoreo a pozos con recobro secundario, registrando más de 900 aplicaciones en países como USA, México, Brasil, Malasia, Oman, Venezuela, Sudan, China, Noruega, Canadá, entre otros (Jaimes et al., 2014).

En adición, diferentes autores han estudiado el principio de funcionamiento, los parámetros operacionales y algunos casos de aplicación de registros como trazadores radioactivos (Bragg et al., 2007; Knight & Davarzani, 1986; Zheng & Liu, 2006), *spinner* (Knight & Davarzani, 1986; Toempromraj et al., 2018; Zheng & Liu, 2006), activación de oxígeno (Chace et al., 1994), fibra óptica (Koelman et al., 2012; Ramos & Hawthorne, 2008; Wang et al., 2004; Xiao et al., 2015).

En los estudios realizados a la fecha se registran las técnicas y la frecuencia con la que se adquieren, sin embargo, no presentan una comparación o mención de la técnica que resalta entre las otras.

Para el caso específicamente colombiano, en los artículos acerca de inyección de polímeros se presentan los diseños de los pilotos (Maya et al., 2015), y una comparación entre las características propias del desarrollo de los pilotos de inyección de polímeros en los campos colombianos (Jiménez, R; Castro, R; Maya, G; Pérez, R; García, H; Delgadillo, C. León, J; Cárdenas, 2017). De igual manera, no solo hay pocos trabajos de investigación en Colombia que se enfocan en técnicas de perfilaje de inyección, sino que estos en su mayoría están orientados a la inyección de agua, como es el caso de Blanco y Delgadillo (2006) quienes propusieron una metodología integrada para el diseño de un sistema de monitoreo para inyección de agua, presentando como eje fundamental las herramientas de monitoreo de subsuelo. En adición, Mariño y Merchán (2014) evaluaron la factibilidad técnica y financiera para la implementación de sistema distribución de temperatura mediante fibra óptica (DTS) como técnica de monitoreo para un patrón de inyección de agua en el campo Casabe, concluyendo que la opción más rentable para hacer el monitoreo de la inyección de agua en los pozos estudiados es el sistema de registro mediante trazadores, ya que presentaba un tiempo de repago de 1,3 meses y una tasa interna de retorno del 94%.

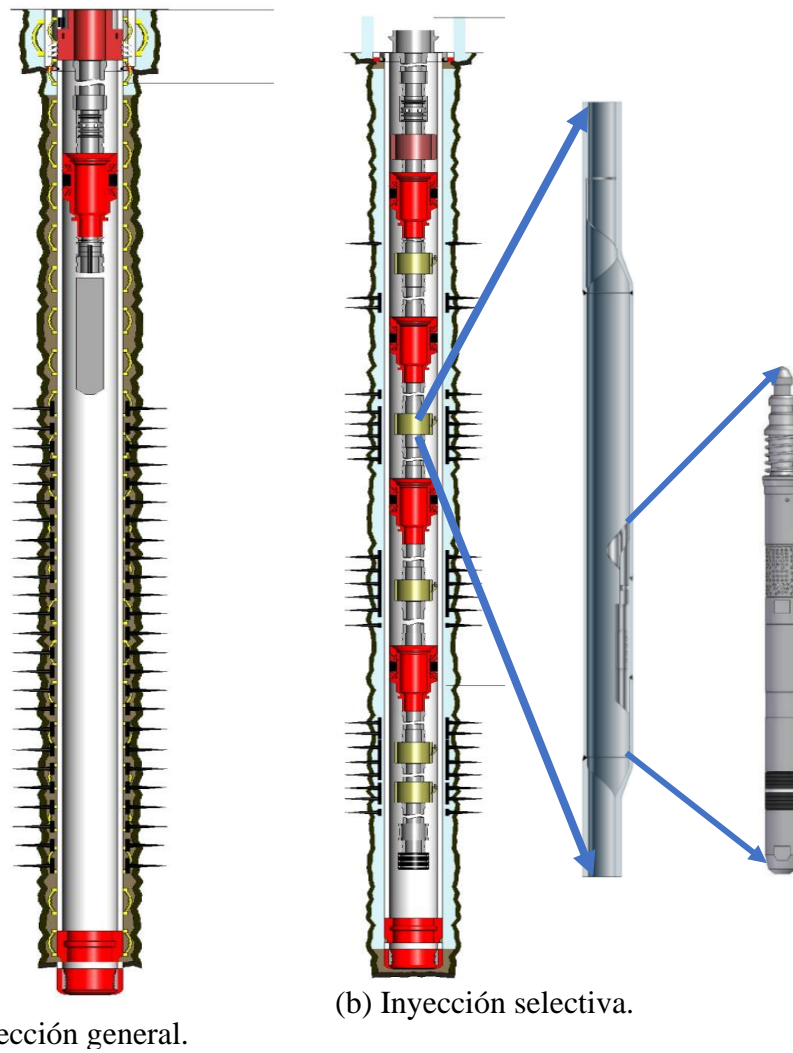
2.2 Completamiento de un pozo Inyector

El mayor objetivo en el completamiento de un pozo de inyección de polímeros es reducir la pérdida por esfuerzos de cizalla. Por lo general, se completan en la etapa de cañoneo, la cual debe ser a gran densidad, penetración profunda y con huecos de gran diámetro, en algunos casos puede llegar a necesitarse el fracturamiento hidráulico para reducir el esfuerzo de corte en la zona

cercana al pozo. Hay dos tipos de completamientos o tipos de inyección: inyección general e inyección selectiva o de capas separadas.

Figura 1.

Estado mecánico de un pozo inyector



Nota: Imagen tomada del manual de operación de válvulas de *Ecopetrol S.A.*, 2020.

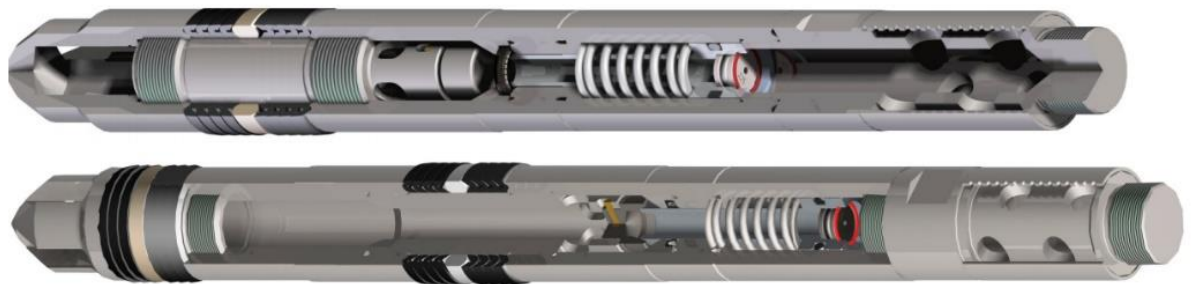
2.2.1 Tipos de válvulas

2.2.1.1 Válvulas Reguladoras de Flujo (VRF). Son aquellas que poseen conjunto dinámico y se encargan de mantener un caudal constante predeterminado independiente del cambio de presión en el pozo o en el yacimiento, las utilizadas en Campo Casabe son: VRF W15 y P15 (Gualteros & Ariza Aparicio, 2016)

2.2.1.1.1 Válvula reguladora de flujo W15 – RLIB. Diseñada, elaborada y comercializada por Binning Oil Tools, es la más utilizada en Campo Casabe (Gualteros & Ariza Aparicio, 2016), cuenta con un conjunto dinámico completo, con un sistema de control de caudal mediante orificios fijos intercambiables y orificios variables según la configuración resorte – orificio. El diferencial de presión mínimo MDP requerido por estas válvulas es de 80 y el máximo 180 psi (Binning Oil Tools manual Válvula VRF W15 – RLIB).

Figura 2.

Válvula reguladora de flujo W15-RLIB



Nota: Imagen tomada de *Manual ficha técnica de válvulas Binning Oil Tools*, 2019, Binning Oil Tools.

2.2.1.1.2 Válvula reguladora de flujo P-15. Las válvulas P-15 son válvulas Reguladoras de Flujo elaboradas, diseñadas y distribuidas por Schlumberger, poseen la misma configuración

que las válvulas W15 – RLIB, sin embargo, estas válvulas y sus piezas son mucho más robustas, grandes, y resistentes a las zonas críticas por erosión, estas VRF son de mayor espesor que las W15 y también son diseñadas con aleación en carburo de tungsteno. El máximo caudal de regulación posible por este tipo de válvula es 1350 Bbbls/día, el diferencial de presión mínimo requerido es aproximadamente 63 psi y el máximo 2500 psi (Gualteros & Ariza Aparicio, 2016).

2.2.1.2 Válvulas de orificio fijo (VOF). Las válvulas de orificio fijo es una configuración o modificación realizada a la válvula VRF W15, pero contrario a la VRF W15 el cilindro se ubica en la parte superior del vástago para contrarrestar el retorno del flujo, en este caso el cilindro no cumple ninguna función de regulación, y por lo tanto se anula el orificio variable, por lo que mantiene un flujo turbulento.

Se utilizan en zonas donde la formación no acepta los caudales de inyección deseados, permite la inyección de agua con mayor presión y con un régimen de flujo turbulento (Gualteros & Ariza Aparicio, 2016).

2.2.1.3 Válvulas dummies. Son aquellas que no permiten el paso de fluido a la formación, estas válvulas son totalmente cerradas por lo que no poseen conjunto dinámico y no permiten el ingreso de fluido debido a que actúan como un tapón con el propósito de aislar zonas y evitar canalizaciones.

2.2.1.4 Válvulas de Circulación (VCF). También conocidas como Válvulas Full Open (VFO), no poseen conjunto dinámico. A diferencia de los Dummies, estas válvulas permiten inyectar fluido a la formación sin regulación. Estas válvulas son utilizadas para el proyecto EOR de inyección de polímeros (Gualteros & Ariza Aparicio, 2016).

2.3 Técnicas de perfilaje en métodos de recobro mejorado

El perfil de inyección es necesario para obtener una evaluación diagnóstica de la distribución de la entrada del fluido inyectado sobre el intervalo inyector. De esta manera se pueden tomar medidas correctivas en caso de que la distribución sea desfavorable (Nowak, 1953).

2.3.1 Registro por trazador radioactivo

Esta técnica fue utilizada por Exxon para monitorear la inyección en el piloto desarrollado en el campo Luidon, ubicado en Illinois, Estados Unidos. También ha sido implementada en el campo Daqing localizado en China, para obtener los perfiles de inyección en pozos de zonas inyectoras separadas (Zheng & Liu, 2006).

Por otro lado, en el campo South Cowden ubicado en Texas, se implementó este método para determinar el avance del frente de agua para evaluar la inyección alternada con gas (Dollens et al., 1997).

El registro mediante trazador radioactivo es la técnica más utilizada para determinar el perfil de inyección de un fluido. Se ha registrado el uso de dos metodologías:

1. Cuantificación de la pérdida de trazador, en la cual el trazador es inyectado por baches y se registra a medida que este se desplaza hacia fondo de pozo.
2. Velocidad de disparo, en la cual se mide el tiempo que tarda en ser registrado a diferentes profundidades.

Hill y colaboradores (1988) evaluaron cada una de las metodologías anteriormente descritas concluyendo que el método de velocidad de disparo (2) arrojaba un perfil de inyección más preciso.

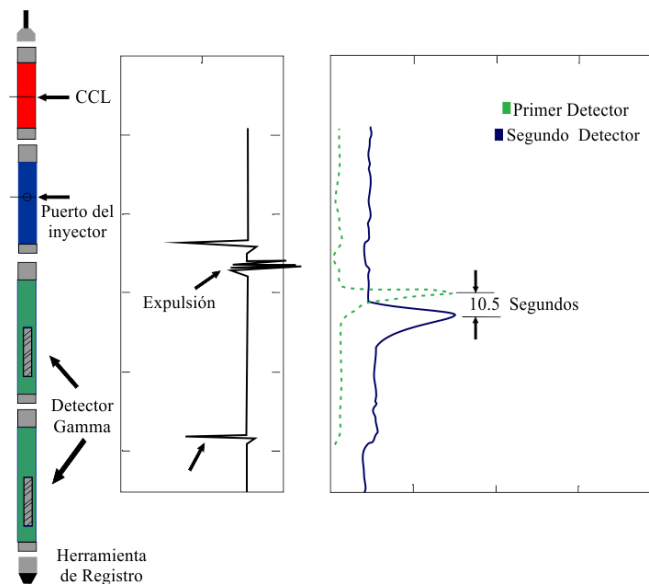
La herramienta consiste en un eyector de trazador radiactivo (usualmente yodo 131), la cual expulsa el trazador directamente en el fluido de inyección que se dirige hacia la formación. El flujo se detecta al monitorear el movimiento hacia abajo del trazador inyectado. Este monitoreo

se hace en la mayoría de las herramientas con dos detectores de rayos gamma ubicados debajo del inyector. El volumen de trazador inyectado puede ser controlado desde superficie ajustando la duración y el periodo durante el cual la bomba esta activa (Bragg et al., 2007).

En la Figura 3, se presenta el esquema de la herramienta utilizada. En adición, se muestra la lectura del primer y segundo detector. Mediante el área transversal, el espaciamiento entre los detectores y el tiempo de diferencia de detección es posible hallar la velocidad y la tasa de flujo.

Figura 3.

Respuestas típicas de registros de trazadores radioactivos en salmueras



Nota: Tomado de *Measuring Well Injection Profiles of Polymer-Containing Fluids*, por Bragg, J. R., Roesner, R. E., & Strassner, J. E, 2007.

Actualmente la herramienta necesita que haya un espaciamiento mínimo de 6 pies entre las diferentes zonas inyectoras (perforados), para así poder obtener una discretización de estas, o en su defecto, que las zonas inyectoras estén aisladas por medio de empaques, como es el caso de algunos esquemas de inyección del campo Daqing (Zheng & Liu, 2006).

Para perfilar micro-emulsiones o fluidos poliméricos, la herramienta convencional del trazador radioactivo tiene que ser modificada. Los sistemas de eyección de la herramienta

convencional expulsan el trazador perpendicular a la dirección de flujo, directamente a la pared del recubrimiento o de la tubería de producción, en donde la velocidad es sustancialmente menor que la velocidad en la zona de máximo flujo, la cual es la región objetivo del disparo. Cuando el fluido contiene polímero, el flujo laminar viscoso impide la dispersión del trazador, ya que este no se suspende homogéneamente en la solución polimérica (Roesner et al., 1983). Es decir, el trazador queda acumulado en la pared de la tubería, causando que la tasa de flujo que interpretaba la herramienta fuera cercana a cero.

Para dar solución a esta limitante, los eyectores del trazador fueron modificados de manera tal que, expulsaran el fluido más cerca al centro del anular en donde la velocidad del trazador es igual o cercana a la velocidad promedio del fluido inyectado. Las modificaciones realizadas dieron origen a dos herramientas el Swing-Arm y el medidor de flujo tipo Basket.

1) Instrumento Swing-Arm para trazadores

Consiste en un brazo activado por un motor para inyectar el trazador radioactivo en la columna de flujo. Cuando el brazo está extendido, la herramienta se descentraliza y el eyector del trazador se posiciona en el centro del pozo. La entrega del trazador se hace paralela al flujo del fluido inyectado y en la región de máximo flujo, lo que proporciona una mejor dispersión del trazador y por tanto mayor exactitud de las lecturas de caudal (Roesner et al., 1983).

La herramienta diseñada por Dresser Atlas (Figura 4), cuenta con otro motor que activa el sistema de inyección del trazador y el sistema de presión, los cuales son necesarios para facilitar el paso del trazador por las válvulas cheque situadas antes de la boquilla del eyector. De esta manera, se asegura que el trazador no se fugue antes del momento del disparo.

Figura 4.*Instrumento Swing Arm*

Nota: Imagen tomada de *Logging instruments for polymer and water injection wells* (p.1-15), por Roesner, R. E., Sloan, M. L., & Turney, R. A, 1983, SPWLA 24th Annual Logging Symposium 1983.

En caso de un fallo eléctrico en fondo, la herramienta se puede recuperar aun con el brazo extendido, cualquier fuerza aplicada por diámetro menor lo restringirá y causará que se recoja y vuelva a su posición original (Bragg et al., 2007).

Para esta herramienta se realizaron Flow-Loop Tests utilizando 1000 ppm de Cynamid, Cyflox 4310 Poliacrilamida. Estas pruebas fueron realizadas a 40, 100 y 150 barriles por día. Se evidenció que el trazador se movía en la dirección de máximo flujo, sin embargo no se distribuía de manera homogénea en todo el fluido inyectado. El trazador se acumulaba en las boquillas hasta que el fluido inyectado lo arrastrara (Roesner et al., 1983).

A escala de campo también se realizaron pruebas con esta herramienta utilizando una solución de poliacrilamida a 1500 y 1750 ppm a 200 bbl/día. El pozo estaba completado con un casing de 7 in, 4 disparos por pie, con profundidades perforadas entre 2384 y 2608 pies. Para ambas pruebas se observó perdidas de trazadores debido a disminución de diámetros en el pozo.

Dentro de las principales desventajas se encuentran:

- 1) El registro obtenido presentara mucho ruido como resultado de las perturbaciones al patrón de flujo dentro del pozo, ya que la herramienta se encuentra inmersa en el fluido de inyección. (Knight & Davarzani, 1986)
- 2) Requiere más tiempo. Licgtenber en 1981 encontró que mínimo se deben garantizar 3 disparos por sección y es recomendable realizarlos en intervalos de longitud igual a la separación entre los sensores.
- 3) El registro debe hacerse siempre desde fondo a superficie. Los registros que son tomados de superficie a fondo requieren de menor tiempo, sin embargo, esta técnica adquiere un grado de dificultad mayor al analizar la respuesta registrada por la herramienta, ya que se daría la transición entre una zona de mayor radioactividad a una de menor. (Knight & Davarzani, 1986)
- 4) El tiempo de viaje, entre eyector al detector, puede no representar la verdadera velocidad de flujo puesto que el trazador puede ser eyectado a una velocidad mayor que la del fluido.

2) Medidor de flujo Basket Nuclear

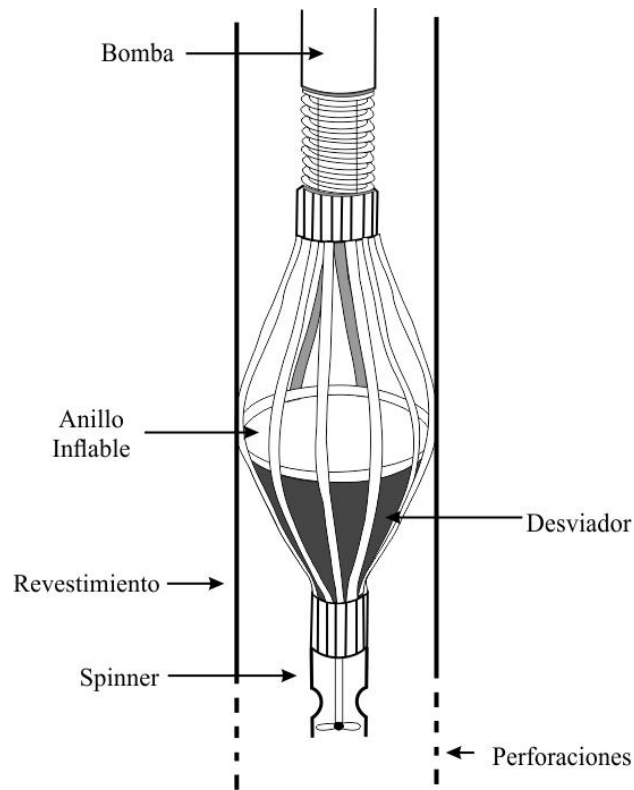
Una canasta o embudo operada por un motor canaliza y acelera la inyección del pozo hacía el centro de la herramienta. El trazador es inyectado paralelo al flujo y la medición con los lectores Gamma-Ray se realiza de manera normal. Esta herramienta elimina muchas anomalías presentadas en la medición a causa de pozo al determinar la tasa de flujo en puntos discretos en tasas de inyección bajas con un tiempo de medida reducido (Roesner et al., 1983).

Esta herramienta es operada por dos sistemas electromecánicos separados, cuando la herramienta está a la profundidad deseada se activa el primer sistema, haciendo que un resorte

extienda la canasta hasta las paredes del revestimiento. En este punto, todo el flujo de inyección es dirigido al centro de la herramienta.

Figura 5.

Flujómetro con Cesta Nuclear



Nota: Tomado de *Logging instruments for polymer and water injection wells* (p.1-15), por Roesner, R. E., Sloan, M. L., & Turney, R. A., 1983, SPWLA 24th Annual Logging Symposium 1983.

El segundo sistema activa la inyección del trazador en dirección paralela al flujo. La medición de los lectores gamma-ray se realiza dentro de la herramienta, en donde también se puede calcular el flujo máximo.

Para recuperar la herramienta, cualquier esfuerzo realizado por un diámetro menor hará que la canasta se contraiga y vuelva a su posición original.

Para polímeros, las pruebas de Flow Loop se realizaron con Cynamid, Cyflox 4310 Poliacrilamida a concentración de 1000 ppm, y se aseguró una repetitividad de los tiempos de viaje. En un principio se determinó el número de Reynolds, el cual fue menor a 2000 para la tasa evaluada en la prueba (200 barriles por día), lo cual indicaba que la sección en la cual se eyecto el trazador, estaba caracterizada por flujo laminar. En polímeros, cuando el flujo es laminar la única manera efectiva de que se mezcle con el trazador es mediante la difusión molecular, y dado el corto tiempo para que esto pase, la difusión molecular es nula (Roesner et al., 1983).

Para las pruebas en campo realizadas a la misma concentración de 1000 ppm, se tuvo en cuenta que esta herramienta determina la tasa de flujo máximo y esto hacía que las medidas se mostraran altas comparadas con las realizadas por otros flujómetros. Al normalizar la tasa máxima de flujo en fondo con la tasa de flujo conocida de superficie, se pueden calcular las tasas de flujo a cualquier profundidad (Roesner et al., 1983).

Roesner (1987) determino que esta herramienta es eficiente para tasas de flujo entre los 0-600 bbl/día en pozos tanto inyectores como productores.

Una desventaja de este método es la respuesta no lineal debido a la perdida de sello con las paredes del revestimiento. Una alternativa para superar esta limitante es ubicar un anillo inflable en el borde de la canasta que ofrezca un sello con el revestimiento. (Piers et al, 1987)

2.3.2 *Spinner flowmeter*

El flujómetro tipo *spinner* es un dispositivo para la medición en fondo de la velocidad del flujo de fluidos en un pozo de producción o de inyección basándose en la velocidad de rotación que se implemente (Bragg et al., 2007). La configuración de las aspas que conforman el *spinner* puede ser helicoidal (más largo que ancho), o como un álabe, similar al aspa de un ventilador. En ambos casos, se mide la velocidad de rotación y se relaciona con la velocidad efectiva del fluido.

La fricción y la viscosidad del fluido causan que la relación entre la velocidad angular y la velocidad de flujo sea ligeramente alineal. Hay una velocidad mínima por debajo de la cual el *spinner* ya no puede girar.

Hay varios tipos de medidores de flujo tipo *spinner*. El dispositivo más usado tiene 1.5 pulgadas de diámetro que permite el paso de la herramienta a través de la tubería de producción o inyección y otras restricciones antes de alcanzar el intervalo objetivo (Bragg et al., 2007).

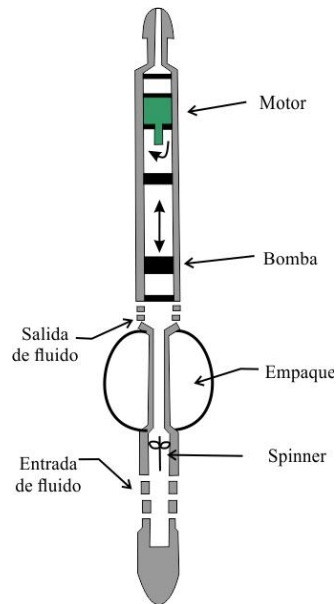
La herramienta de medición tipo *spinner* es un cilindro rígido que se ingresa en el pozo mediante un cable de diámetro pequeño revestido de acero. Dentro de su configuración es incorporado un empaque el cual permite fijar la herramienta en la profundidad deseada y dar sello entre la herramienta y el pozo, para así desviar a través de la sección de medición todo el fluido. Tanto el empaque como el sistema de medición son controlados por el operador desde superficie.

Con este dispositivo, las mediciones de flujo pueden ser realizadas en un número aleatorio de profundidad en el pozo, ya sea en tubería de inyección, de revestimiento o en sección de hueco abierto. La flexibilidad en la operación del dispositivo, junto con la ventaja agregada de indicadores de tasas de flujo en superficie, permite obtener la descripción del patrón de flujo dentro del pozo a la profundidad de interés. En adición, el instrumento puede medir tasa de flujo desde los 10 hasta los 750 bls/día y su lectura puede realizarse de superficie a fondo o de fondo a superficie (Rumble et al., 1959).

Como se registra en la Figura 6, la configuración del dispositivo cuenta con dos principales secciones: Sección de Medición y el activador del empaque.

Figura 6.

Medidor de Flujo de Subsuelo con motor, empaque y bomba



Nota: Tomado de *A Subsurface Flowmeter for Determining Well Production or Injection Profiles* por Rumble, R., Buck, H., & Peters, B. A., 1959.

En la sección de medición, se le suministra al fluido una velocidad rotacional la cual sirve para hallar la tasa de flujo. Para generar esta velocidad, se requiere utilizar dentro de la configuración un propulsor de aspas o un *spinner*. Generalmente se usan dos aspas incrustadas en un eje giratorio, siendo accionado de manera eléctrica, cada velocidad de rotación del *spinner* genera una serie de pulsos eléctricos que son transmitidos hacia superficie. El espaciamiento entre los pulsos indica la dirección de flujo y la velocidad de repetición promedio indica la tasa de flujo (Rumble et al., 1959).

Por otro lado, el empaque generalmente de goma tiene una longitud cercana a los 3 ft y un diámetro menor al de la herramienta cuando no está inflado. Está ubicado concéntricamente alrededor del mandril y se encuentra sujeto en sus extremos. En la práctica se ha evidenciado que un solo empaque es útil para para varios registros de velocidad de flujo.

Ventajas

- 1) No se presenta limitante por la presencia de arena en el flujo.
- 2) Puede ser operada en un amplio rango de presiones.

Desventajas

La principal desventaja de este equipo es la viscosidad y fricción, ya que sus partes están en contacto con el fluido directamente y causa que la relación entre la velocidad rotacional y la velocidad de entrada a la formación sea ligeramente no lineal.

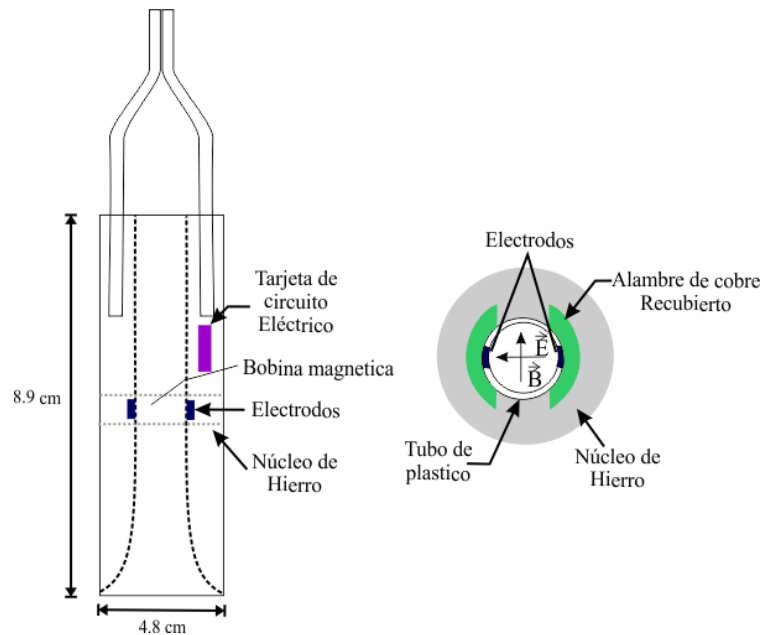
Otra limitante que presenta este equipo es que no puede operar a bajos caudales de inyección, lo que usualmente sucede en procesos de inyección micro-emulsiones o polímeros. Por la resolución de la herramienta y un diámetro de revestimiento reducido, la herramienta tendría que detectar cambios en las velocidades del fluido tan bajas como 0.16 ft/min. Por lo que esta técnica se recomienda para casos con tasas de inyección altas (Rumble et al., 1959).

2.3.3 *Flujómetro electromagnético EMF*

La herramienta EMF está diseñada con dos electroimanes internos y cuatro electrodos externos recubiertos con aislamiento de plástico. El principio de operación del flujómetro electromagnético deriva de la ley de Faraday (Figura 7), en donde la inductancia electromagnética genera un voltaje entre las dos terminaciones de un conductor externo al moverse en un campo magnético (MOLZ & YOUNG, 1993). En este esquema la solución polimérica sería el conductor. Los electrodos son utilizados para medir el voltaje inducido, entre más rápido fluya, se generará un voltaje más alto entre los electrodos.

Figura 7.

Diagrama esquemático del flujómetro electromagnético



Nota: Tomado de *Development and application of forehole flowmeters for environmental assessment* por Molz, F., & Young, S, 1993.

Ventajas

- 1) La medida no se ve tan afectada por la viscosidad o la densidad del fluido, tiene gran precisión, alta confiabilidad y no tiene partes removibles que puedan causar que la solución polimérica se degrade.
- 2) Con este método se cubre la necesidad de medir el flujo de soluciones poliméricas viscosas que tengan una conductividad mayor a 10^{-5} S/m.
- 3) Con este método también se pueden realizar medidas al flujo de fluidos corrosivos como el de los procesos ASP.
- 4) Se pueden obtener perfiles en modo estacionario y continuo.

Su desventaja radica en el hecho que no puede medir las tasas de flujo de polímero detrás de la tubería o del mandril en zonas inyectoras separadas.

Esta técnica de perfilaje se aplicó más de 2400 veces en el campo Daqing, China entre los años 2001 y 2006, en los cuales se destacan sus excelentes resultados para polímeros y a continuación se describen algunos de las condiciones registradas por Zheng (2006):

- La herramienta puede estar conectada a un centralizador superior, sondas de presión y temperatura, y un centralizador inferior.
- El diámetro externo OD de la sarta es de 38 mm (1,5 in) y la longitud es de 2,28 m (7,48 ft).
- El rango de efectividad en la medida es de 2 m³/d (13 bbl/d) a 500 m³/d (3150 bbl/d) en un revestimiento con OD 140 mm (5 ½ in)
- El rango de presión y temperatura para la herramienta va hasta 125°C (257°F) y 60 MPa (8700 psi).

2.3.4 Fibra óptica

Su funcionamiento se basa en la transformación de las ondas electromagnéticas en energía óptica o luminosa, estas viajan por fibras muy delgadas y posteriormente son sometidas a un proceso inverso en el cual la energía óptica o luminosa se convierte en una señal electromagnética, mediante un detector o receptor. Son capaces de transportar información en forma de haces de luz, los cuales viajan sin interrupción.

La fibra óptica ha sido ampliamente usada para monitorear procesos de recobro mejorado que cuenten con una pronunciada diferencia térmica entre el fluido inyectado y la formación, como es el caso de los procesos de inyección de vapor. Sin embargo, debido a los recientes avances tecnológicos y el desarrollo de nuevos sensores de fibra óptica, ha sido posible implementar esta tecnología para monitorear la integridad del pozo tomando la lectura de esfuerzos (DSS) y determinar perfiles de inyección mediante las perturbaciones acústicas. (Koelman et al., 2012)

Distribución de Temperatura o termométrico (DTS)

El registro de distribución de temperatura, conocido por sus siglas en inglés DTS, permite monitorear la distribución de los fluidos inyectados mediante la técnica warm-back, la cual consiste en cerrar el pozo durante un periodo de tiempo y posteriormente tomar lectura del aumento de temperatura hacia el gradiente geotérmico de la formación (Mariño & Mechan, 2014).

En la Figura 8, para el perfil de temperatura obtenido durante la etapa de inyección, se puede observar que en el intervalo superior al de interés, la temperatura permanece poco variable con un valor menor al del gradiente geotérmico, cuando se llega al estrato inyector no se observan cambios en la temperatura del pozo, lo que se confirma en el segundo estrato inyector. Al finalizar se observa como el gradiente térmico aumenta de manera rápida, alcanzando casi la temperatura normal de la roca.

Al combinar tanto la curva registrada durante inyección y la tomada durante un periodo de cierre, se puede utilizar la primera curva para determinar el grosor del estrato inyector y la curva del pozo en cierre para determinar las áreas con mayor tasa de influjo en la roca. Así es posible determinar de forma razonablemente apropiada las zonas con mayores tasas de influjo en función de la profundidad (Nowak, 1953).

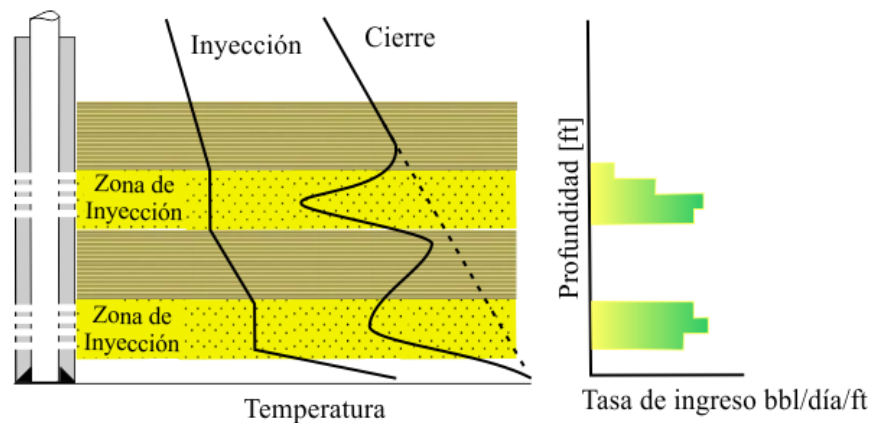
Ventajas

- 1) Desde un punto de vista matemático se demostró que los perfiles de inyección se pueden obtener de una medida exacta de las perturbaciones en la temperatura en los intervalos de las arenas de inyección que están asociadas con el fenómeno de transferencia de calor.

- 2) Una característica importante de los perfiles de inyección hallados con este método es que el grosor de y las ratas de entrada relativas a los estratos son indicados en vez de simplemente mostrar los puntos en donde el agua abandona el pozo (Nowak, 1953).
- 3) Este método ha sido comprobado para intervalos de arenas inyectoras de un grosor de 100 ft o mayores, se cree que para intervalos de menor grosor el método se puede aplicar de la misma forma.

Figura 8.

Perfil de inyección calculado a partir de registros de temperatura



Nota: Imagen tomada de *The Estimation of Water Injection Profiles from Temperature Surveys* (p. 203–212), por Nowak, T. J, 1953, *Journal of Petroleum Technology*.

Desventajas

- 1) El efecto del incremento en la temperatura del agua al pasar por las regiones impermeables entre las regiones de inyección se asumió como cero dentro de las asunciones iniciales del proceso matemático. Esto causará la tendencia a dar valores de rata de entrada de agua que son menores que los verdaderos valores, para estratos profundos (Nowak, 1953).

- 2) Deben ser cuantificadas las pérdidas de calor vertical entre la sección de inyección y las formaciones adyacentes y conocer los procesos físicos de intercambio de calor que se presentan con la formación. (Witterholt & Tixier, 1972)

En tiempos tempranos del periodo de cierre del pozo no es posible identificar diferencias entre el perfil de temperaturas de las zonas con poco o alto alcance horizontal en el reservorio. Se recomienda contar con un periodo largo de cierre. (Witterholt & Tixier, 1972)

Para determinar los tiempos de cierre necesarios, con el fin de obtener un perfil de distribución claro, es preciso conocer el tiempo de inyección. Por ejemplo, para determinar el perfil en las etapas tempranas de inyección el pozo es cerrado durante un periodo de 24 horas aproximadamente (Xiao et al., 2015). Para el caso en el cual se ha estado inyectando polímeros de manera continua durante varios meses, el incremento de temperatura puede ser insuficiente para determinar el perfil de inyección (Hembling et al., 2008).

El uso del sistema DTS-Fibra óptica como herramienta para monitorear las propiedades del medio en que se encuentra, es posible por medio de la medición de los cambios en las propiedades de la fibra óptica (Mariño & Mechan, 2014); por ejemplo, modificaciones en la densidad, por variaciones mínimas en la composición del vidrio (Efecto Rayleigh) o debido a vibraciones acústicas que modifican el índice de refracción de la fibra óptica (Efecto Brillouin). Sin embargo, el tipo más importante para el uso de la fibra óptica como sistema de monitoreo es la Dispersión Raman, que surge de las colisiones inelásticas de fotones con moléculas en el medio constituido por la fibra, las cuales modifican los estados de energía de vibración molecular.

Distribución Acústica

El registro de distribución acústica, conocido por sus siglas en inglés DAS, toma lectura mediante fibra óptica de la energía acústica generada a través de las válvulas de control de flujo

(ICV) y los dispositivos de control de flujo (ICD). El sistema DAS puede registrar la distribución de la energía acústica a lo largo de una longitud de cable de fibra óptica desde un rango de frecuencia de unos pocos milihertz hasta cientos de kilohertz. Esta herramienta generalmente trabaja en un rango de 8 Hz a 60 Hz ya que dentro de este intervalo se encuentran las frecuencias generadas por el flujo de fluidos dentro del pozo, detrás del revestimiento y a lo largo del reservorio (Maslennikova et al., 2012)

En adición, la velocidad y la composición del fluido puede ser determinada evaluando el desplazamiento Doppler entre las ondas acústicas ascendentes y descendentes (Xiao et al., 2015). Debido a lo anterior, el registro de distribución acústica se ha implementado mayormente en pozos productores para determinar la contribución de cada arena.

El principio de funcionamiento es similar al registro de distribución de temperatura (DTS). Cuando un pulso de luz viaja por una fibra óptica, una pequeña cantidad de la luz es dispersada naturalmente (a través de la dispersión de Rayleigh, Brillouin y Raman) y regresa a la unidad del sensor. La naturaleza de esta luz dispersada se ve afectada por una pequeña tensión inducida por la energía acústica y/o de vibración ejercida sobre el cable de fibra óptica del sensor. Registrando la señal de retrodispersión de retorno contra el tiempo, se puede determinar una medida del campo acústico a lo largo de la fibra (Xiao et al., 2015).

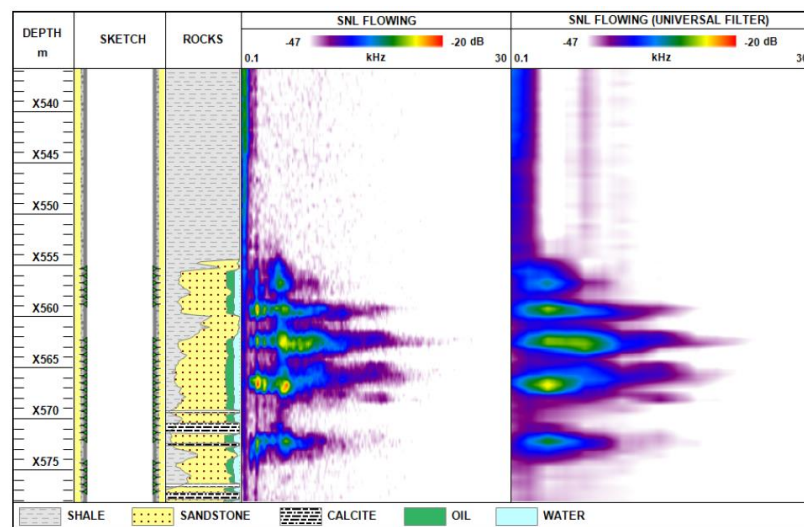
La transformación de Fourier se utiliza para evaluar la densidad espectral de la potencia del ruido. Los espectros son promediados para cada estación y se muestran en paneles de colores correlacionando la frecuencia y la profundidad a la cual se registra ilustrando la amplitud del ruido en decibeles (Figura 9).

Como resultado del análisis del espectro, los ruidos generados por los flujos a lo largo del pozo o de los canales en el cemento pueden separarse de los ruidos generados por restricciones,

fugas y configuración del estado mecánico del pozo. Para determinar el ruido que es proveniente del ingreso de fluidos al reservorio, es necesario tener en cuenta que a medida que el fluido se mueve a través de un orificio de diámetro grande genera un ruido de menor frecuencia. En consecuencia, a medida que el fluido fluye a través de una formación porosa, genera un ruido de alta frecuencia. Ese ruido puede encontrarse dentro de los límites litológicos de las formaciones y normalmente está en buena correlación con el registro de permeabilidad (Toempromraj et al., 2018). Este tipo de estudio se aplica para distinguir entre las capas activas/inactivas de los depósitos estratificados.

Figura 9.

Registro de ruido espectral



Nota: Tomado de *Spectral Noise Logging Data Processing Technology* por Maslennikova, Yu S., V. V. Bochkarev, A. V. Savinkov, and D. A. Davydov, 2012, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012.

Ventajas

- 1) A diferencia de los equipos convencionales para la medición de perfiles, en los cuales el sensor es ubicado al final de una línea de cobre, la línea de fibra óptica se comporta como un sensor a lo largo de toda su longitud.

- 2) En una misma fibra es posible implementar numerosos elementos de detección individuales.
- 3) El monitoreo de la distribución de los fluidos en fondo puede realizarse de manera permanente y en tiempo real.
- 4) Son elementos compactos, ligeros, tienen bajas pérdidas de señal, amplia capacidad de transmisión y un alto grado de confiabilidad debido a que son inmunes a las interferencias electromagnéticas de radiofrecuencia. (Mariño & Mechan, 2014)
- 5) El sistema DTS-fibra óptica puede hacer este monitoreo sin tener que hacer periodos de cierre del pozo o sin disminuir la tasa de producción

Desventajas

- 1) La integridad de la herramienta utilizada se ve afectada por la degradación bajo condiciones de fondo de pozo, como es la presencia de hidrogeno. Esta atenuación representa una disminución en la fiabilidad y resolución de los resultados (Ramos & Hawthorne, 2008).
- 2) Maslennikova (2012) concluyo que se requiere de pruebas adicionales para correlacionar la información como registros de corrosión y a hueco abierto ya que generalmente es un registro difícil de interpretar.
- 3) Debido a su alta sensibilidad, la herramienta puede detectar incluso ruidos bajos que a menudo se disfrazan con el ruido de alta amplitud del flujo del pozo.

2.3.5 Spinless Flowmeter (Microtorque)

“Esta herramienta utiliza un impeler como medidor de caudal de turbina al que no se le permite girar. En cambio, el flujo se mide detectando el torque producido por la turbina

estacionaria.” (Haulting). Lo que se traduce en importantes ventajas respecto a confiabilidad y respuesta de la herramienta. (Haulting).

Cabe resaltar que esta técnica en Colombia sólo puede ser usada por la compañía Colombia Supply, quienes disponen de la patente de esta tecnología. Precisamente por temas de patente su diseño, y su principio de funcionamiento no se encuentran bien documentados, y esta compañía suministró la información presentada en este documento.

- Parámetros de funcionamiento:
- Caudal: 0-60.000 BPD.
- Máxima temperatura: 150°C o 302°F
- Máxima presión de operación: 15.000 psi
- Máximo diámetro de la herramienta: 1.69 in

Ventajas

- 1) No tiene partes móviles ni cojinetes para sostener el impeler, por lo tanto, su fiabilidad y exactitud no se ven afectadas al realizar mantenimientos.
- 2) No hay umbral de flujo. La medición de flujo es continua desde cero.
- 3) Medición de flujo casi instantáneo sin ningún tipo de efectos significativos por la inercia del impeler.
- 4) Las pequeñas variaciones en el flujo son fácilmente detectables.
- 5) Efectos menores en la medición por la densidad del fluido o viscosidad.

Figura 10.*Herramienta Microtorque*

Nota: Tomado de *Ficha técnica Microtorque*, 2020, Colombia Supply

En el Apéndice A se registran los parámetros de aplicación de cada una de las técnicas estudiadas en la sección 2.2. En esta técnica se muestran los rangos de presión y temperatura de operación, el umbral de caudal necesario para que la herramienta tome lectura y otros parámetros cualitativos como el riesgo al personal, el riesgo ambiental, resistencia a sólidos y corrosión y finalmente si su lectura es afectada por la viscosidad del fluido inyectado.

2.3.6 Registro por activación de oxígeno

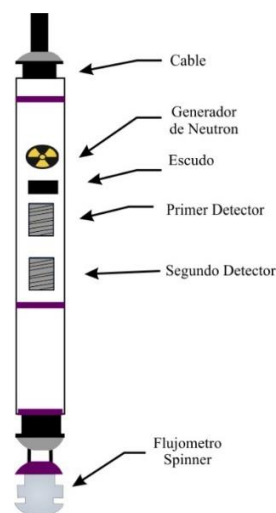
La activación de neutrones de oxígeno ocurre cuando un neutrón con energía mayor a 10 MeV entra al núcleo de O16, eyectando un protón, consecuentemente creando N16. El cual decae por las emisiones beta a O16. Posteriormente, este O16 excitado, libera energía mediante rayos gamma con energías entre los 6.13 a 7.12 MeV (Chace et al., 1994). Este comportamiento genera un trazador radioactivo con un tiempo medio de vida de 7.13 segundos.

El equipo utilizado para realizar esta medición tiene una configuración similar al utilizado en la técnica registro por trazador radioactivo, la diferencia radica en el uso de una fuente de pulsos de neutrón (Figura 11).

Este método es aplicable para medir perfiles de inyección en casos generales y de zonas inyectoras separadas, de inyección de agua o polímero; porque puede medir la velocidad de flujo adentro de la sarta, detrás de esta e incluso detrás del revestimiento empleando neutrones de alta energía y rayos gamma (Zheng, Liu, 2006).

Figura 11.

Instrumento para registro por activación de oxígeno



Nota: Tomado de *Application and Interpretation of Continuous Oxygen Activation Logs for Measuring Complex Water Flow Profile in Injection Wells*, por Chace, D. M., Trecka, D. E., & Dawe, B. A., 1994, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Esta técnica ha sido implementada con éxito en pozos inyectoros con tasas de flujo de hasta 4000 BWPD, en el campo Kaparuk, Alaska. Con completamientos de 3 ½” para tubería de producción y 7” de revestimiento (Scott et al, 1991). Y también arreglos de producción de tubería de producción de 3½ “ y de revestimiento de 9 5/8” en un campo del sur-este asiático (Chace et al., 1994).

Esta técnica puede calcular tasas de flujo desde 10 hasta más de 10.000 BWPD (Schnorr, 1995). No se mencionan restricciones de profundidad, pero las mayoría de casos estudiados como los presentados por Scott et al (1991), Chace et al (1994), y Schnorr (1995) están a profundidades entre 7500-8200 ft.

Ventajas

- 1) El registro de activación por oxígeno no es afectado por la salinidad del agua de formación (Fanchi, 2002).
- 2) Permite monitorear la eficiencia de barrido.

Desventajas

- 1) Dependiendo de las operaciones de perforación, completamiento y características del reservorio es necesario esperar un periodo que puede variar entre días a algunas semanas, con el fin de disminuir los efectos de invasión por lodo o cemento al reservorio (Fanchi, 2002).
- 2) Su lectura se ve afectada por los collares de revestimiento que se registran como picos, el espesor del cemento y la densidad del aceite.

2.4 Casos de aplicación

Tabla 1.

Casos de aplicación de registros de perfilaje a nivel Internacional

	Campo	Patrón	Profundidad ft	Porosidad %	Permeabilidad mD	Temperatura °C	Viscosidad Oil, cp	Registro
China^{1,2}	Daqing	Multiples	3280		100-912	45		<i>Spinner</i> , DTS, presión. Trazadores (pozos con zonas múltiples), y electromagnético
Oman^{3,4,5}	Marful	5 puntos invertido	3125	26-34	8-25 μm^2	46		Oxígeno y <i>Spinner</i> mecánico (pozos verticales), DTS (horizontales)
USA⁶	Huntinton Beach (Inyección de agua)							<i>Spinner</i> continuo, trazadores, y temperatura continua.
China⁸	Xiaermen	7 inyectores 18 productores		23.7	4780	50	70	<i>Spinner</i> , DTS, electromagnético
Angola⁷	Dalia (offshore)		Espejo de agua 4000 - 4600 *yto 2400 - 3000 ft		>1000	45-55	1-11	Inyección de trazadores

Nota: La información registrada en la tabla fue tomada de 1(Wang et al., 2009), 2 (Xie et al, 2000), 3 (Denney, 2015), 4 (Teeuw et al., 1983), 5 (Koning et al., 1988), 6 (Yoelin et al., 1970), 7 (Morel et al., (2012), 8(Sheng, 2013).

Tabla 2.*Casos de aplicación de registros de perfilaje a nivel nacional*

País	Campo	Patrón	Profundidad, ft	Porosidad, %	Permeabilidad, md	Temperatura, °C	Salinidad, ppm	Viscosidad Oil, cp	Registro
Colombia LLO ¹	CaraCara Sur					175	200-2000 ppm	12	Backflow y registro por trazadores
Colombia VSM ²	Balcon		9000 - 11000	12	50-108		35000 - 38000		
Colombia VMM ^{3,5}	Yarigui-Cantagallo	5 puntos invertido	6744 - 7300	15-22	50-350	138	Inyección de agua fresca con menos de 10ppm de Cl	24 @Pb	Fibra Optica, Microtorque
Colombia VMM ^{4,5}	Casabe	5 puntos normal	3035	15-28	5-1000	116	Inyección de agua fresca con menos de 10ppm de Cl	37 @Pb	
Colombia VSM ⁵	Palogrande-Cebu	7 pozos prod 1 inyector	5000	15-22	6-150	143	4500 ppm Cl, 3 ppm Fe y 10 ppm grasa	9,4 @Pb	Spinner, microtorque, fibra optica
Colombia LLO ⁵	Chichimene	6 pozos prod 1 inyector	6200	18-20	100-5000	220	Agua inyectada 2000 ppm	350-700 @Pb	

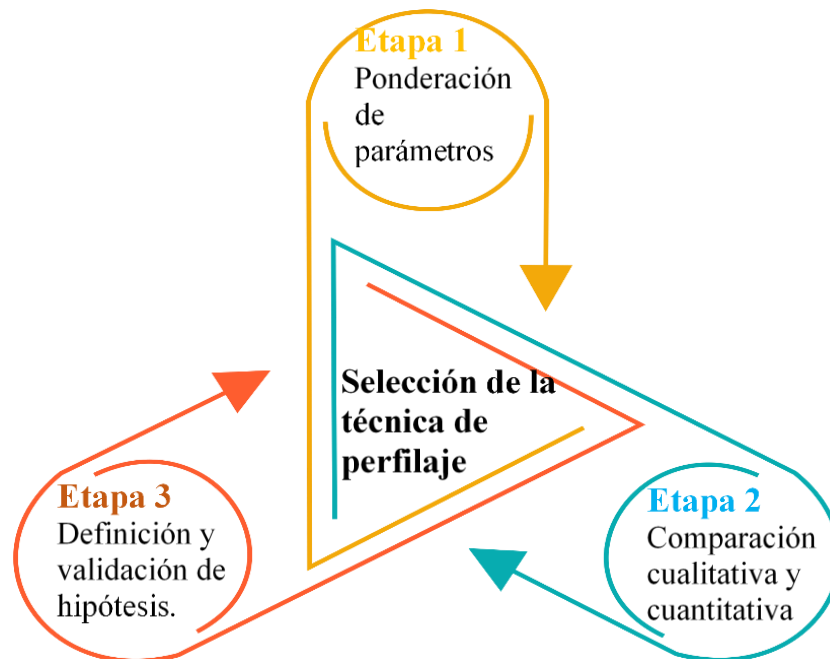
Nota: La información registrada en la tabla fue tomada de 1 (Cubillos et al., 2013), 2 (Perez et al., 2012), 3 (Maya et al., 2015), 4 (Leon et al., 2018), 5(Jiménez, R; Castro, R; Maya, G; Pérez, R; García, H; Delgadillo, C. León, J; Cárdenas, 2017)

3. Metodología y Análisis

Para realizar la selección de la técnica que mejor representa la distribución vertical se definieron tres etapas (Figura 12). La primera etapa tiene por objetivo realizar un primer filtro mediante la identificación de los parámetros más relevantes al momento de evaluar la viabilidad de implementación de determinado registro de perfilaje en los dos campos objeto de estudio (UIS1 y UIS2). Posteriormente, en la etapa 2, se busca comparar cualitativa y cuantitativamente 131 perfiles que corresponden a la totalidad de los registros tomados desde que se inició la inyección de polímero en los dos campos. Finalmente, con ayuda de las observaciones realizadas en la etapa 2, se definió la hipótesis y se realizó su validación mediante la prueba estadística ANOVA.

Figura 12.

Etapas del proceso de selección de la técnica que mejor representa la distribución vertical



3.1 Etapa 1: Ponderación de parámetros

Como resultado del capítulo 2 del presente proyecto, se construyó una tabla comparativa (Apendice A) entre las diferentes técnicas de perfilaje que han sido implementadas en campos nacionales e internacionales. En ella se relacionan un total de 14 parámetros de aplicación con 7 técnicas de perfilaje: trazadores, registro de activación por oxígeno, *spinner*, flujo electromagnético, microtorque y fibra óptica la cual está dividida en dos modalidades: temperatura (DTS) y distribución acústica (DAS). Algunos de los parámetros que se registran en la tabla comparativa son: mínimo caudal medido, diámetro de la herramienta, tiempo de intervención en el pozo, riesgo al personal, costo de aplicación y si ha sido aplicada o no en el Valle Medio del Magdalena.

Para asignar los pesos o el porcentaje de importancia de cada parámetro, se le otorgo a cada uno un valor entre 1 a 5, en donde 1 representa poca relevancia al momento de seleccionar la técnica de perfilaje y 5 para los parámetros que eran fundamentales en la elección. Estos valores o importancias fueron avalados por el departamento de ingeniería de subsuelo de Ecopetrol, quien es el encargado de hacer seguimiento a los pozos inyectores de los campos en estudio.

Los pesos porcentuales que se le asignaron a cada parámetro se encuentran registrados en la Tabla 3. Por otra parte, para realizar la ponderación de parámetros cualitativos tales como: riesgo al personal (alto o bajo), resiste a la corrosión y a solidos (si o no), costo (alto, medio o bajo), discriminación por intervalos (si o no), entre otros; se asignaron valores de 1, 2 y 3 para representar esta clasificación.

Tabla 3.

Pesos porcentuales de importancia de los parámetros de aplicación para herramientas de registros de inyección

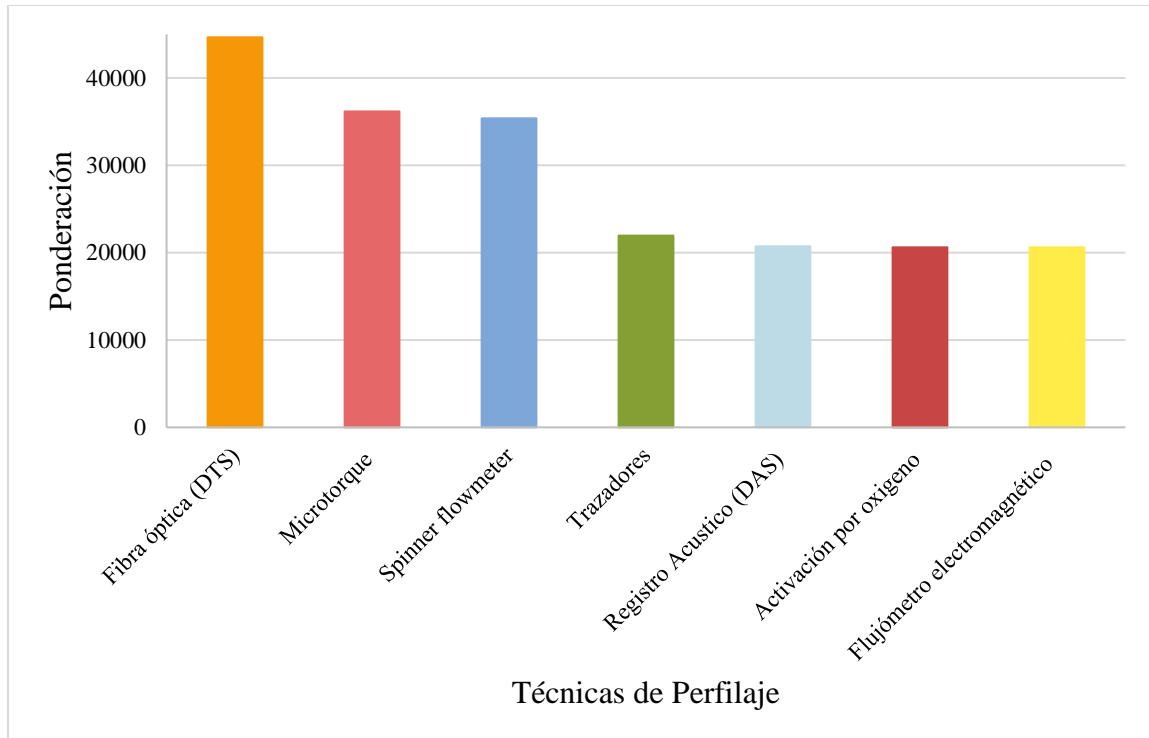
Parámetro	Peso Porcentual
Máx Temperatura de Operación (°F)	2.30
Presión (psi)	2.30
Diámetro de la herramienta [in]	4.60
Máxima velocidad/caudal bpd	0.00
Mínima velocidad/caudal	10.34
Afectado por Viscosidad	11.49
Resistente a los solidos	4.60
Resistente a la corrosión	2.30
Monitoreo Permanente	6.90
Costo	11.49
Riesgo para el personal	2.30
Tiempo de intervención en el pozo	11.49
Riesgo ambiental	6.90
Experiencia del personal en Colombia	11.49
Discriminación de caudal por intervalos	11.49
TOTAL	100.00

Consecutivamente, con ayuda de los pesos particulares que fueron asignados a cada uno de los parámetros, se realizó la ponderación. La ponderación es una técnica estadística que se implementó principalmente para comparar o catalogar de acuerdo con su nivel cada una de las técnicas, en donde la herramienta de perfilaje que obtenga el mayor valor acumulado será la técnica que presenta el mayor rango de aplicación.

La categorización obtenida se muestra en la Figura 13, encontrando que las cuatro mejores técnicas para la toma de perfiles de inyección para los dos campos en estudio son: Fibra óptica en su modalidad de distribución de temperatura (DTS), microtorque, *spinner*, y trazadores.

Figura 13.

Categorización de las técnicas de perfilaje mediante ponderación.



Se puede identificar que los métodos de toma de perfiles de inyección que han sido implementados hasta la fecha en los campos UIS1 y UIS2, son las técnicas que presentan los mayores rangos de aplicación.

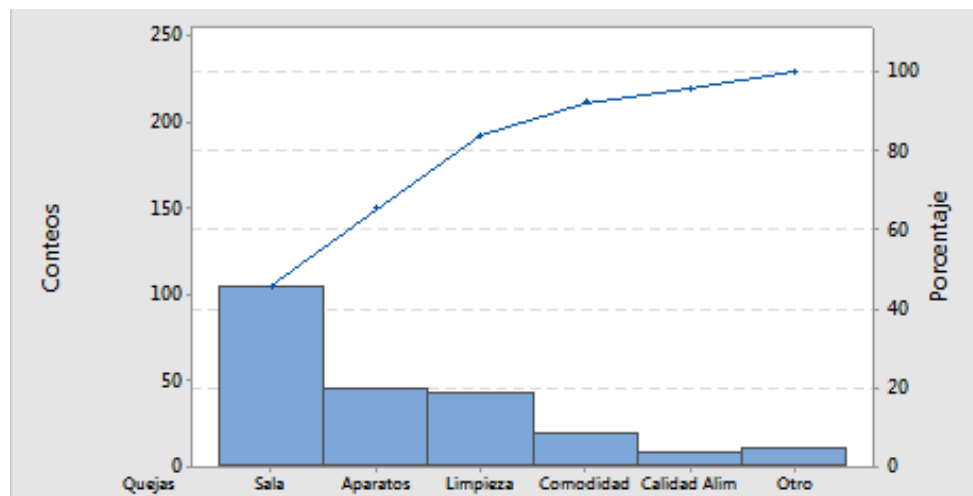
3.1.1 Comparación entre variables con mayor peso porcentual

En esta sección se compara de manera gráfica los 4 parámetros con mayor peso porcentual (discriminación de caudal por intervalo, tiempo de intervención en el pozo, costo y mínimo caudal medido).

Para comparar datos de forma visual existen diferentes tipos de gráficos, por ejemplo, gráfico de columnas, de barras apiladas, gráfico circular, de líneas, de área, de dispersión y de burbujas. Teniendo en cuenta que los datos a contrastar corresponden a variables cuantitativas continuas (tiempo de intervención en el pozo y mínimo caudal medido), variable cualitativa ordinaria (costo de intervención) y variable cualitativa binaria (discriminación de caudal por intervalo), el gráfico más adecuado para realizar esta comparación es una matriz de gráfica de barras o diagrama de Pareto.

El diagrama de Pareto consiste en un gráfico de barras que ordena de izquierda a derecha de forma descendente los efectos de un parámetro respecto a un fenómeno (Gutierrez Pulido & De la Vara Salazar, 2012). Estos diagramas son una importante herramienta en los procesos de mejoramiento de la calidad, ya que ayudan a identificar rápidamente los elementos críticos que merecen especial atención en un proceso. En este sentido, el gráfico de Pareto generalmente se utiliza para (Gutierrez Pulido & De la Vara Salazar, 2012):

- Procesos de mejora continua.
- Estudio de implementación de variaciones de equipos o procesos.
- Análisis y priorización de problemas.

Figura 14.*Diagrama de Pareto*

Nota: Tomado de Minitab 18 (2019). Elementos básicos de un diagrama de Pareto. [Figura].
<https://support.minitab.com>

Para el caso de estudio del presente proyecto, el diagrama de Pareto permitirá identificar cuáles de las técnicas de perfilaje sobresalen en el grupo teniendo en cuenta los 4 parámetros con mayor peso porcentual, para así priorizar las técnicas en estudio.

3.1.1.1 Comparación mediante diagrama de Pareto. Para el desarrollo de esta sección se hizo uso del software Minitab 18, el cual se encuentra licenciado por la Universidad Industrial de Santander.

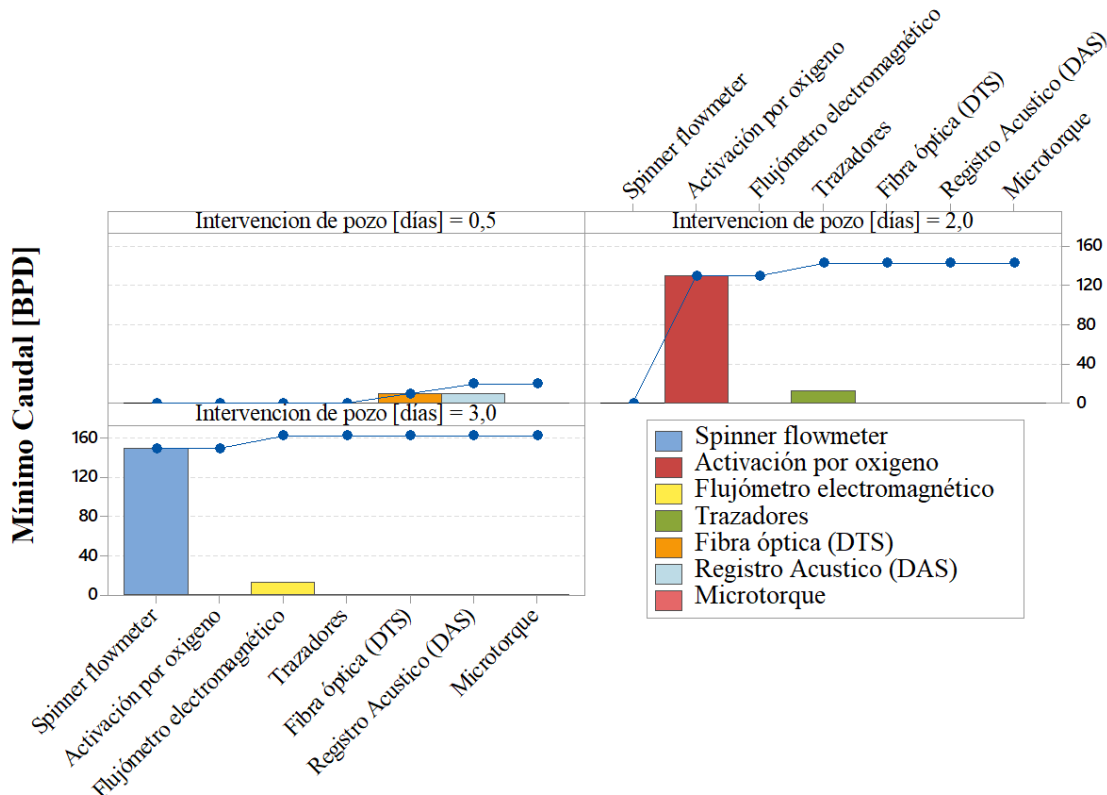
Se definió el mínimo caudal medido como parámetro de referencia para la construcción de los diagramas de Pareto, ya que es una variable de tipo cuantitativa continua, las cuales se ubican generalmente en el eje de las ordenadas.

En la Figura 15 se comparan las técnicas en función del mínimo caudal medido y el tiempo de intervención de pozo. Teniendo en cuenta que la configuración que representa mayores ventajas

es un umbral de lectura bajo y tiempos de intervención cortos, las tres técnicas que destacan en este grafico son: fibra óptica en sus dos modalidades, trazadores y microtorque.

Figura 15.

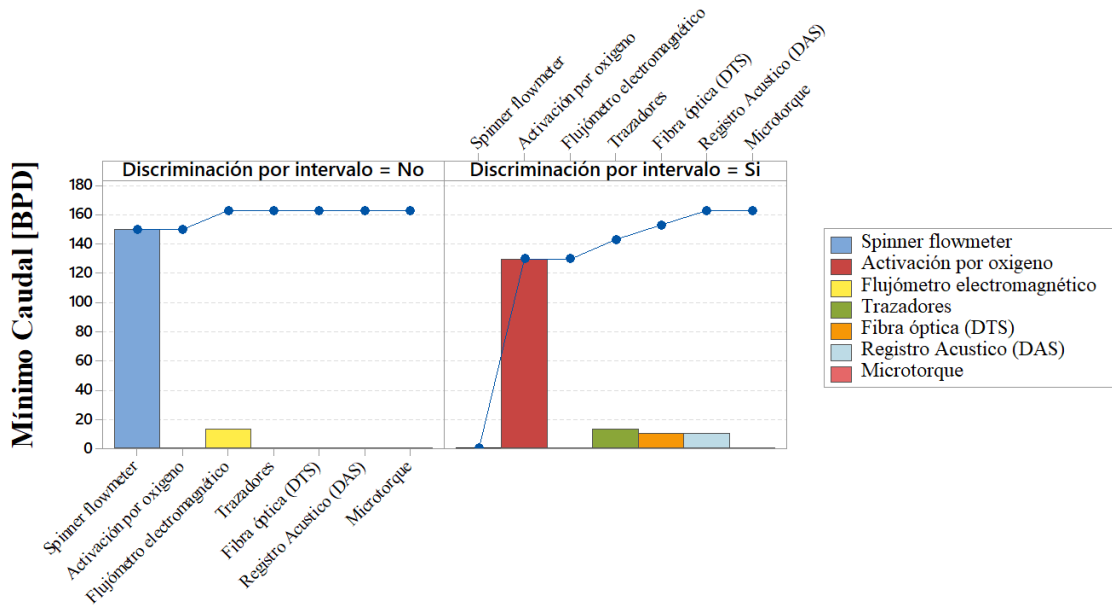
Diagrama de Pareto Mínimo caudal vs Tiempo de intervención en pozo



En la Figura 16 se comparan las técnicas en función del mínimo caudal medido y la discriminación del volumen que es admitido por cada intervalo. Este último es uno de los factores más importantes en la evaluación de un perfil de inyección ya que permite la verificación del barrido de las zonas de interés o si por el contrario se requieren de procesos de limpieza o estimulación de arenas. En consecuencia, las técnicas que presentan mayores ventajas en estos aspectos son: Fibra óptica en sus dos modalidades y trazadores.

Figura 16.

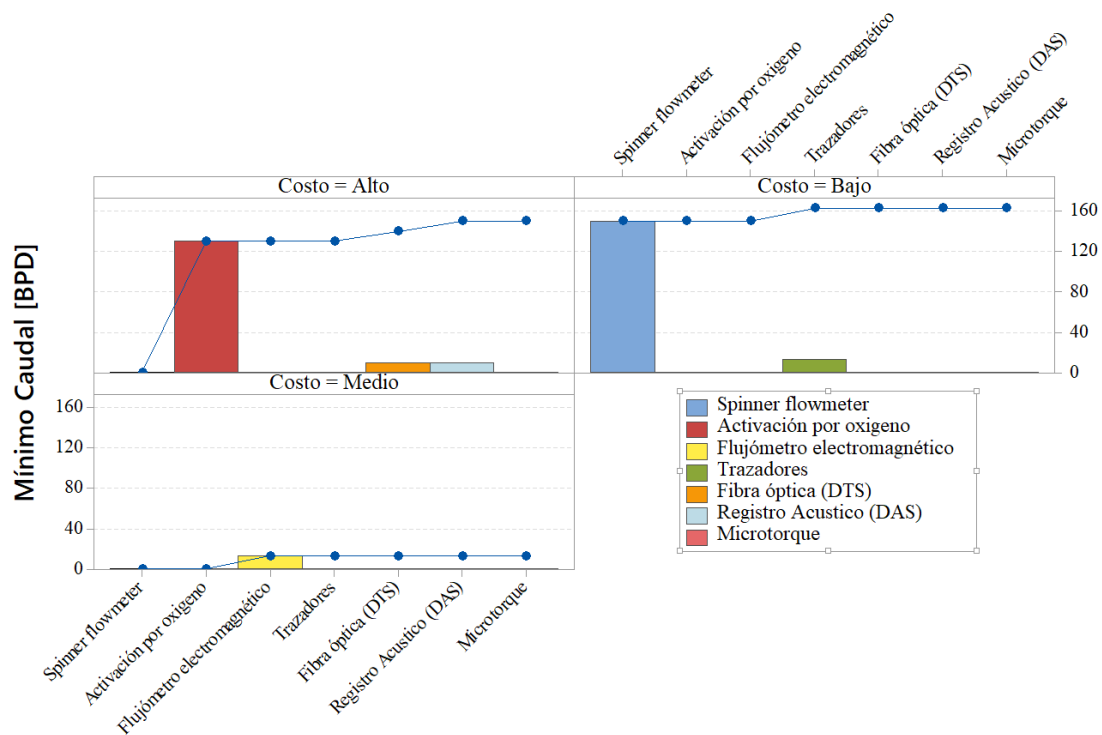
Diagrama de Pareto Mínimo caudal vs discriminación por intervalo



Otro factor decisivo para evaluar la viabilidad de aplicación de determinada técnica en un proyecto de inyección de polímeros es el costo, para esto se definieron tres rangos: bajo (menor a 3000 USD/intervención), medio (3000 – 8000 USD/intervención) y alto (mayor a 10000 USD/intervención). En la Figura 17, se relaciona de manera gráfica el umbral de caudal y el costo, teniendo que las técnicas que mejor rendimiento presentan en estos parámetros son: trazadores y *spinner*.

Figura 17.

Diagrama de Pareto Mínimo caudal vs costo de cada técnica



Los diagramas de Pareto presentados en las figuras 15-17, evidencian que la técnica, que se debe priorizar en función de la discriminación de caudal por intervalo, tiempo de intervención en el pozo, costo y mínimo caudal medido es el registro mediante trazadores; seguido por fibra óptica en sus dos modalidades, debido a sus ventajas presentadas en las figuras 15 y 16. Y finalmente, *spinner* y microtorque que destacan en los parámetros comparados en la figura 15 y figura 17 respectivamente.

Por otro lado, al comparar la categorización obtenida mediante los diagramas de Pareto y la ponderación (Figura 18), se observa que las técnicas presentes en cada lista son iguales, sin embargo, en el orden de importancia difieren. Lo anterior se atribuye a la singularidad de cada proceso de priorización, ya que mediante los diagramas de Pareto se realiza una comparación visual y solo se analizaron los 4 parámetros con mayor peso porcentual, mientras que en la

metodología de ponderación se recurre a una comparación numérica y se tienen en cuenta la totalidad de los parámetros.

Figura 18.

Categorización mediante a) Ponderación y b) Diagramas de Pareto



3.2 Etapa 2: Comparación Cualitativa y Cuantitativa

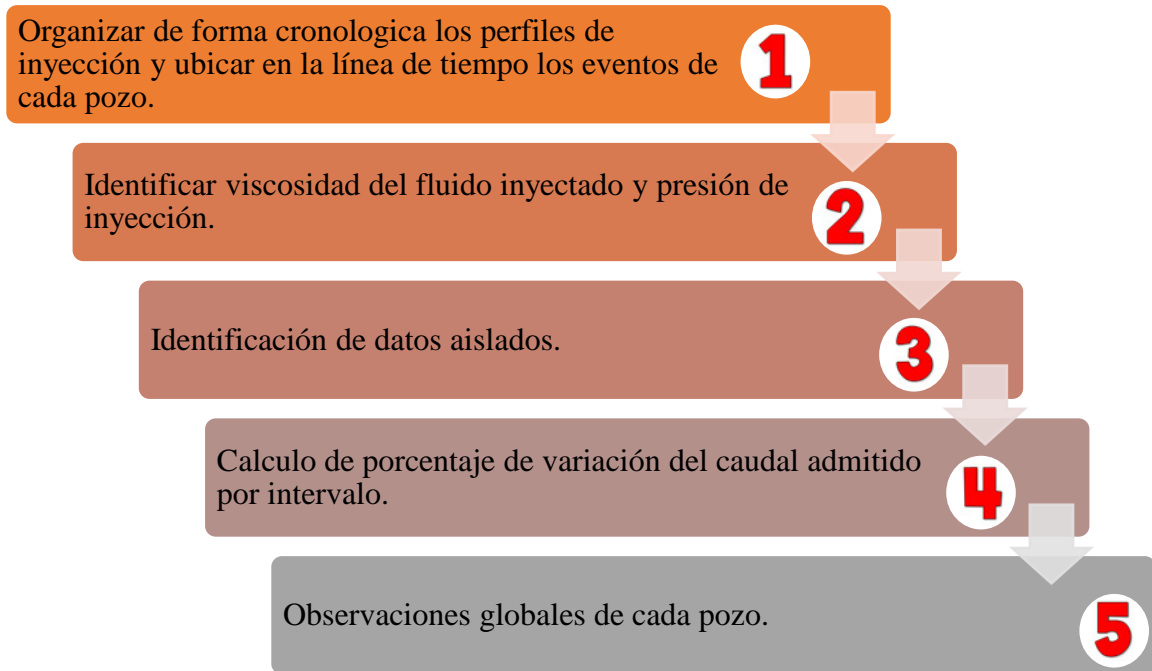
Una vez identificadas las técnicas con mayor relevancia para la toma de registros de inyección y teniendo en cuenta que en los campos objeto de estudio han sido implementadas 3 de las 4 técnicas presentes en la lista de categorización (Figura 18), se realizó una comparación cualitativa y cuantitativa de 131 perfiles tomados durante el periodo de inyección de solución polimérica.

Los perfiles evaluados pertenecen a 8 pozos inyectoros de los campos UIS1 (4 pozos) y UIS2 (4 pozos), estos perfiles están conformados por: 117 perfiles obtenidos mediante trazadores, 7 mediante *spinner* y 7 mediante fibra óptica DTS.

Con fin de garantizar el mismo tratamiento para cada uno de los pozos, se propuso la metodología registrada en la Figura 19.

Figura 19.

Metodología de tratamiento de datos para los pozos inyectoros de los dos campos objeto de estudio.



3.2.1 Implementación de Metodología de tratamiento de datos para el pozo UIS1-1

1) Línea de tiempo del pozo

Esta debe incluir los perfiles tomados, los procesos de estimulación y/o limpieza, las modificaciones al estado mecánico o cambios de válvulas y periodos de cierre (Figura 20).

Figura 20.

Línea de tiempo para pozo UISI-1



2) Viscosidad y presión de inyección

Es importante determinar la variación de la viscosidad y de la presión de inyección ya que la viscosidad afecta el principio de funcionamiento de las técnicas trazadores y *spinner*. Cuando el fluido contiene polímero, el flujo laminar viscoso impide la dispersión del trazador ya que el trazador no se suspende homogéneamente en la solución polimérica (Roesner et al., 1983). Es decir, el trazador queda acumulado en la pared de la tubería, causando que la tasa de flujo que interpretaba la herramienta sea cercana a cero, o que el trazador no se mezcle con la solución polimérica y al pasar por los lectores gamma ray genere una lectura errónea.

A su vez, una de las principales desventajas para el registro mediante *spinner* es la viscosidad y fricción, ya que sus partes están en contacto con el fluido directamente y causa que

la relación entre la velocidad rotacional y la velocidad de entrada a la formación sea ligeramente no lineal (Rumble et al., 1959). Esto es causado básicamente porque el fluido viscoso no permite que las aspas de la herramienta giren adecuadamente afectando la medición ya sea sobreestimando o subestimando el caudal admitido por cada sección.

Para el pozo UIS1-1 y los siete pozos restantes, tanto la viscosidad como la presión de inyección se mantuvo constante a lo largo del periodo de inyección de polímero, por tanto, no representa una variable en el análisis.

3) Identificación de datos aislados.

Mediante el análisis cualitativo fue posible definir que en el pozo UIS1-1 no se presentaron datos anormales o aislados. Sin embargo, en uno de los pozos del campo UIS2, registros tomados de forma consecutiva y con una sola zona abierta a inyección fueron tomados con el fin de evaluar la integridad de las válvulas, por tanto, estos registros no fueron tenidos en cuenta para el análisis.

4) Cálculo de porcentaje de variación del caudal admitido por intervalo.

En la Tabla 4 se muestra el procedimiento realizado, el cual consistió en tomar el caudal inyectado por cada intervalo y dividirlo entre el caudal total inyectado con el fin de determinar la fracción que era admitida. Posteriormente, se realiza la resta entre las fracciones para hallar el porcentaje de variación propio de cada intervalo.

Tabla 4.*Comparación cuantitativa de tres registros tomados para el pozo UIS1-1*

	Trazadores		Spinner		Porcentaje de variación	Spinner		Fibra Óptica		Porcentaje de variación
	julio		agosto			agosto		diciembre		
	Caudal total inyectado Bpd	Porcentaje de caudal admitido [%]	Caudal total inyectado Bpd	Porcentaje de caudal admitido [%]		Caudal total inyectado Bpd	Porcentaje de caudal admitido [%]	Caudal total inyectado Bpd	Porcentaje de caudal admitido [%]	
Paquete 5	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paquete 4	0	0	120	6.2	6.2	120	6.2	475.5	26.7	20.4
	0	0	120	6.2	6.2	120	6.2	158	8.8	2.6
	0	0	120	6.2	6.2	120	6.2	195	10.9	4.7
	0.0	0	120	6.2	6.2	120	6.2	363	20.3	14.1
Paquete 3	366	19.9	185.2	9.6	10.3	185.2	9.6	101.5	5.7	3.9
	366	19.9	185.2	9.6	10.3	185.2	9.6	348.9	19.6	10.0
	366	19.9	185.2	9.6	10.3	185.2	9.6	58.1	3.3	6.3
	91	4.9	185.2	9.6	4.6	185.2	9.6	0	0	9.6
	528	28.7	185.2	9.6	19.1	185.2	9.6	0	0	9.6
Paquete 2	0.0	0	41.3	2.1	2.1	41.3	2.1	37.4	2.1	0.0
	0	0	41.3	2.1	2.1	41.3	2.1	17.2	1.0	1.2
	122	6.6	41.3	2.1	4.5	41.3	2.1	30.2	1.7	0.4
Paquete 1	0	0	133.3	6.9	6.9	133.3	6.9	0.0	0.0	6.9
	0	0	133.3	6.9	6.9	133.3	6.9	0.0	0.0	6.9
	0	0	133.3	6.9	6.9	133.3	6.9	0.0	0.0	6.9
	1839		1930		1930		1784			

•

5) Registro de observaciones globales para cada pozo

Los mayores valores de porcentaje de variación se presentan en el paquete más permeable. En adición, cuando se cuenta con registros consecutivos de trazadores y spinner, teniendo en cuenta que no se presenta ningún evento entre ellos, los porcentajes de variación no superan el 11%.

Por otro lado, al comparar el registro tomado mediante fibra óptica con registro *spinner* se puede observar que esta última técnica es muy precisa por paquete, sin embargo, cuando se busca entrar a detalle de la fracción admitida por cada intervalo se presentan porcentajes de variación máximos de un 20%.

Finalmente, a partir de las observaciones realizadas para cada pozo es posible identificar comportamientos característicos de los grupos de pozos pertenecientes a un mismo campo.

A continuación, se presentan las tendencias en los porcentajes de variación para cada campo objeto de estudio.

Campo UIS1

- Las variaciones de las fracciones de fluido admitido en cada intervalo entre los registros trazadores-trazadores no superaron el 14%. Es importante resaltar que al analizar la variación entre intervalos y por paquetes, se identificó que la medición con trazadores presenta mayores variaciones entre intervalos, pero se mantiene consistente en sus mediciones por paquetes (intervalos de 4 - 14% y paquetes entre 1 -8%). La anterior observación se realizó teniendo en cuenta que entre la toma de los registros no se hubiera presentado cambios de válvulas o procesos de estimulación.
- Al comparar fibra óptica – *spinner* se encontró un porcentaje de variación entre 9-20% y para el caso de fibra óptica- Trazadores se encontró un porcentaje de variación entre el 12-23% esta variación es principalmente atribuida a la sensibilidad de la técnica, teniendo en cuenta que la fibra óptica permite realizar una discriminación pie a pie del volumen inyectado en el intervalo.
- El porcentaje de variación entre *spinner* - trazadores se encontró entre 0-11%.

Campo UIS2

- Para el caso del campo UIS2 no se tuvieron en cuenta datos aislados que mostraban porcentajes muy elevados de cambio entre perfiles, cercanos a 50%, ya que se pudo determinar que se debía a fallas en los estados mecánicos, como las filtraciones por las válvulas dummy, también los perfiles que se tomaron con el objetivo de probar la integridad de válvulas dummy.
- El porcentaje de variación de fracción de caudal admitido en cada intervalo entre trazadores – trazadores se encuentra en 0 – 20%.
- El porcentaje para el caso trazadores-Fibra Óptica no supera un 20%, lo cual es consistente con la observación realizada en el campo UIS1.
- El porcentaje de variación entre Fibra Óptica- Fibra Óptica para intervalos no supera un 4%.

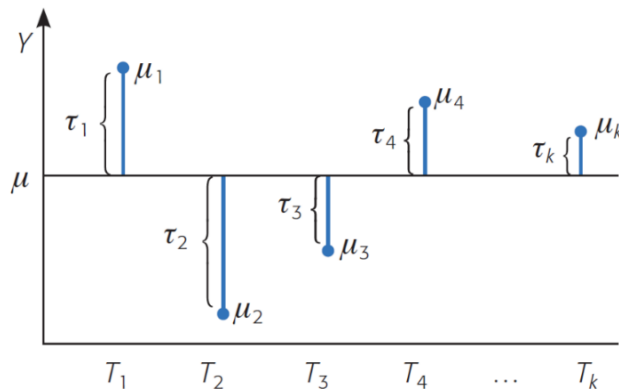
3.3 Etapa 3: Validación de hipótesis mediante análisis de varianza ANOVA.

3.3.1 Bases del Análisis de varianza (ANOVA)

El análisis de varianza (ANOVA) es la técnica más utilizada en el análisis de datos experimentales (Gutierrez Pulido & De la Vara Salazar, 2012). La finalidad de esta técnica es hacer una separación de todas las partes que contribuyen a la variación en los datos de un determinado experimento. Se separa en la variabilidad debida a los tratamientos (efecto del factor técnica de perfilaje) y la debida a la variabilidad residual que es la diferencia dentro de cada tratamiento; cuando la variabilidad debida a los tratamientos predomina, se concluye que los tratamientos tienen efecto y son diferente entre ellos. Dicho en otras palabras, las medias son diferentes. Cuando los tratamientos contribuyen igual o en menor medida que el error, se concluye que las medias son iguales. (Gutierrez Pulido & De la Vara Salazar, 2012)

Figura 21.

Representación de las variaciones de los datos respecto a la media.



Nota: Tomado de *Análisis y diseño de experimentos* por Gutiérrez Pulido Humberto & De la Vara Salazar, Román, 2012, McGraw Hill.

Para hacer esto, se debe probar la hipótesis de igualdad de los tratamientos con respecto a la media de la correspondiente variable de respuesta:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_k = \mu$$

$$H_A: \mu_i \neq \mu_j \text{ para algún } i \neq j$$

Se puede escribir de forma equivalente:

$$H_0: \tau_1 = \tau_2 = \dots = \tau_k = 0$$

$$H_A: \tau_i \neq 0 \text{ para algún } i$$

Donde τ_i es el efecto del tratamiento i sobre la variable de respuesta. Si se acepta H_0 se confirma que los efectos sobre la respuesta de los k tratamientos son estadísticamente nulos (iguales a cero), y en caso de rechazar se estaría concluyendo que al menos un efecto es diferente de cero. (Gutierrez Pulido & De la Vara Salazar, 2012)

Para poder calcular las diferentes varianzas, en primer lugar, se tienen que obtener las tres Sumas de Cuadrados:

- (1) Suma de Cuadrados Total (TSS): mide la variabilidad total de los datos, se define como la suma de los cuadrados de las diferencias de cada observación respecto a la

media general de todas las observaciones. Los grados de libertad de la suma de cuadrados totales es igual al número total de observaciones menos uno (N-1).

(Rodrigo Amat, 2016)

(2) Suma de cuadrados del factor o por sus siglas en inglés SST (Sum of Squares due to Treatment): mide la variabilidad en los datos asociada al efecto del factor sobre la media (la diferencia de las medias entre los diferentes niveles o grupos). Se obtiene como la suma de los cuadrados de las desviaciones de la media de cada punto respecto de la media general, ponderando cada diferencia al cuadrado por el número de observaciones de cada grupo. Los grados de libertad correspondientes son igual al número niveles del factor menos uno (k-1). (Rodrigo Amat, 2016)

(3) Suma de cuadrados residual/error o por sus siglas en inglés SSE (Sum of Sqaear of Errors): mide la variabilidad dentro de cada nivel, es decir, la variabilidad que no es debida a variable cualitativa o factor. Se calcula como la suma de los cuadrados de las desviaciones de cada observación respecto a la media del nivel al que pertenece. Los grados de libertad asignados a la suma de cuadrados residual equivale la diferencia entre los grados de libertad totales y los grados de libertad del factor, o lo que es lo mismo (N-k). En estadística se emplea el termino error o residual ya que se considera que esta es la variabilidad que muestran los datos debido a los errores de medida. Tiene más sentido llamarlo Suma de cuadrados dentro de grupos ya que se sabe que la variabilidad observada no solo se debe a errores de medida, si no a los muchos factores que no se controlan y que afectan a los procesos. (Rodrigo Amat, 2016)

$$TSS = SEE + SST \quad (1)$$

Una vez descompuesta la suma de cuadrados se puede obtener la descomposición de la varianza dividiendo la Suma de Cuadrados entre los respectivos grados de libertad. De forma estricta, al cociente entre la Suma de Cuadrados y sus correspondientes grados de libertad se le denomina Cuadrados Medios y pueden ser empleado como estimador de la varianza.

ANOVA se define como análisis de varianza, pero en un sentido estricto, se trata de un análisis de la Suma de Cuadrados Medios. Para lo cual se halla: (1) los cuadrados medios totales o varianza de la muestra total (ecuación (2)), (2) cuadrados medios del factor o varianza entre las medias de los n-grupos de estudio (ecuación (3)), y (3) cuadrados medios del error o varianza dentro de los n-grupos (ecuación (4))

$$S_T^2 = \frac{TSS}{N - 1} \quad (2)$$

$$S_t^2 = \frac{SST}{k - 1} \quad (3)$$

$$S_E^2 = \frac{TSS}{N - 1} \quad (4)$$

Una vez descompuesta la estimación de la varianza, se obtiene el estadístico F_{ratio} dividiendo la intervarianza (cuadrados medios del factor) entre la intravarianza (cuadrados medios del error):

$$F_{ratio} = \frac{\text{Cuadrados medios del factor}}{\text{Cuadrados medios del error}} = \frac{S_t^2}{S_E^2} \sim F_{k-1, N-k} \quad (5)$$

Dado que por definición el estadístico F_{ratio} sigue una distribución Fisher-Snedecor con $k-1$ y $N-t$ grados de libertad, se puede conocer la probabilidad de obtener valores iguales o más extremos que los observados, en donde n es el número de datos y k el número de grupos.

3.3.2 Prueba ANOVA

Las pruebas ANOVA fueron realizadas mediante las herramientas Microsoft Excel y Minitab 18, las cuales se encuentran licenciados por la Universidad Industrial de Santander. A continuación, se presenta la prueba realizada a cada uno de los pozos, presentando los datos obtenidos para el pozo UIS1-1.

Como primer paso se determinó la clase de distribución de los datos, con la ayuda del software Minitab, para esto se utilizaron dos métodos: la prueba de normalidad de Anderson Darling y Kolomogrov-Smirov en las cuales se plantearon las siguientes hipótesis

$H_0 \rightarrow$ La distribución de los datos se ajusta a una distribución normal.

$H_1 \rightarrow$ La distribución de los datos no presenta una distribución normal.

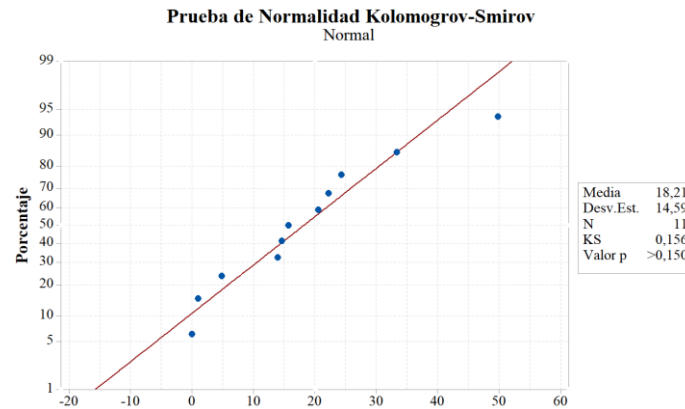
Estas dos pruebas fueron realizadas con un nivel de confiabilidad del 95% y un valor de significancia del 5%, los cuales son valores característicos para pruebas estadísticas en ingeniería.

En cada una de las gráficas de la Figura 22 se muestran los valores de media, desviación estándar y valor p, siendo este último el indicador de la aceptación de la hipótesis nula. Como el valor p es mayor al valor de significancia no hay evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula, es decir que nuestros datos presentan distribución normal.

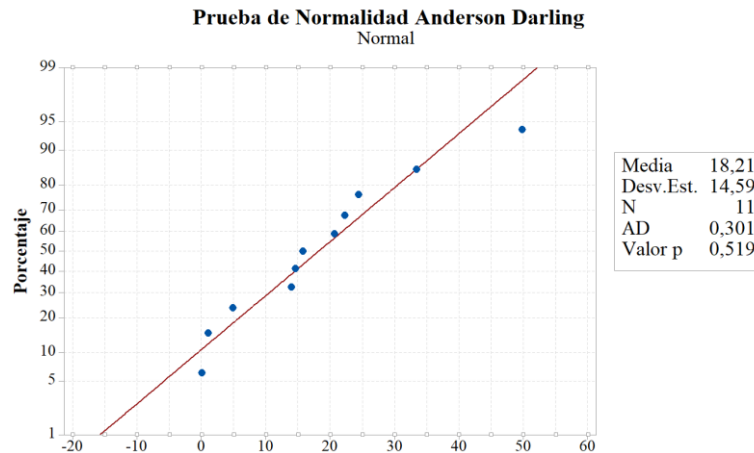
Figura 22.

Pruebas de Normalidad mediante (a) Anderson Darling y (b) Kolomogrov-Smirov

(a)



(b)



Una vez se comprobó la normalidad de los datos, se procede a realizar el análisis ANOVA.

Para este estudio, los registros fueron separados por configuración de válvulas del estado mecánico y posteriormente por técnicas. No fue posible realizar la evaluación de variación debido a la viscosidad y presión de inyección ya que estos parámetros permanecen constantes a lo largo del desarrollo del piloto en los campos objeto de estudio.

Consideraciones:

- La viscosidad de la solución inyectada se mantuvo constante para todos los pozos durante los periodos de estudio, teniendo en cuenta que al tratarse de pilotos de

inyección de polímeros la mezcla polimérica era preparada en el mismo frac-tank y distribuida en las mismas condiciones, asegurándose que, en cabeza de todos los pozos inyectoros se tuviera la misma viscosidad.

- Como se analizaron los pozos por separado y la profundidad de los pozos no varió, la disminución en la viscosidad de cada pozo en fondo se asumió igual, pues el único cambio que se generaba era la apertura de la VRF.
- La presión de inyección se mantuvo en un rango estable cuya variación máxima era 200 psi, lo que causaba menores cambios en el caudal total inyectado en cada medición. Sin embargo, esta variación se eliminó al normalizar el caudal admitido por cada intervalo a manera de porcentaje sobre el caudal total inyectado en cada fecha de medición. Así se puede evaluar el cambio en la admisión de caudal de cada intervalo sin importar cual sea el caudal total admitido.
- Debido a que una de las técnicas evaluadas (fibra óptica) ofrecía una discriminación de caudal admitido por intervalo y las otras dos restantes tenían una resolución por mandriles (*spinner*) y por intervalos con separación mínima de 6 ft (trazadores), fue necesario dividir la fracción de caudal leído por *spinner* y trazadores, entre el número de intervalos de la sección, con el fin de tener la misma cantidad de subdivisiones.

Teniendo los puntos 1 y 3 en cuenta, los parámetros que varían y que posiblemente pueden generar una desviación de los datos obtenidos por cada técnica son los cambios en el arreglo de válvulas reguladoras de flujo (VRF) en el estado mecánico del pozo y el posible efecto de los diferentes intervalos inyectoros.

3.3.2.1 Influencia del cambio de válvula reguladora de flujo (VRF).

-Factores: Válvula reguladora de flujo

-Variantes: VRF1220, VRF650, Open flow.

-Variable respuesta: caudal admitido.

-Objetivo: Existen diferencias estadísticamente significativas entre el porcentaje de caudal admitido medidos para tres diferentes válvulas reguladores de flujo en trazadores.

-Hipótesis:

$H_0 \rightarrow$ La efectividad de la técnica de perfilaje no se ve afectada por el cambio de VRF.

$H_1 \rightarrow$ La efectividad de la técnica de perfilaje se ve afectado por el cambio de VRF.

Los resultados de la prueba para registro de trazadores se presentan a en la tabla (5, donde en las filas 2, 3 y 4 se registran los grados de libertad (GL), suma de cuadrados del factor (SC Ajust.) y cuadrados medios (MC) respectivamente. En adición, en la fila 5 se registra el valor calculado del número de Fisher.

Tabla 5.

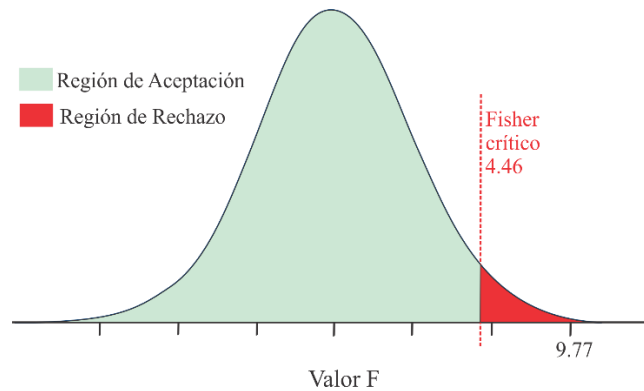
ANOVA de un solo factor para válvula reguladora de flujo para el pozo UIS1-1

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Factor	2	11920	5959,8	9,77	0,007
Error	8	4883	610,3		
Total	10	16802			

El valor crítico de la distribución F, teniendo en cuenta un valor de significancia ($\alpha=0.05$), es de 4.46. Al realizar la comparación entre el valor crítico (4.46) y el valor calculado (9.77), se identificó que este último se encuentra dentro de la región de rechazo (Figura 23). Lo anterior permite concluir que existe evidencia estadística suficiente para rechazar la hipótesis nula, es decir, que los cambios de VRF repercuten en la efectividad de la técnica de perfilaje.

Figura 23.

Esquema distribución estadístico de Fisher para válvula reguladora de flujo



Con la hipótesis nula rechazada, se hace necesario realizar una prueba adicional llamada prueba de medias o prueba Tukey, la cual consiste en comparar medias individuales provenientes del análisis de varianza. La prueba Tukey se realizó con el fin de identificar el arreglo que presentó la media diferente y que por ende causo el rechazo de H_0 .

En la Tabla 6 y Figura 24 se evidencia que la válvula tipo Open Flow fue la que presento variación de media con respecto a las otras dos válvulas y en adición, tuvo el menor valor de desviación estándar.

De esta manera podemos concluir que la efectividad de la técnica de trazadores se ve afectada por los cambios de las válvulas reguladoras y que la configuración en el cual todas las válvulas son *Full Open* presenta la menor dispersión.

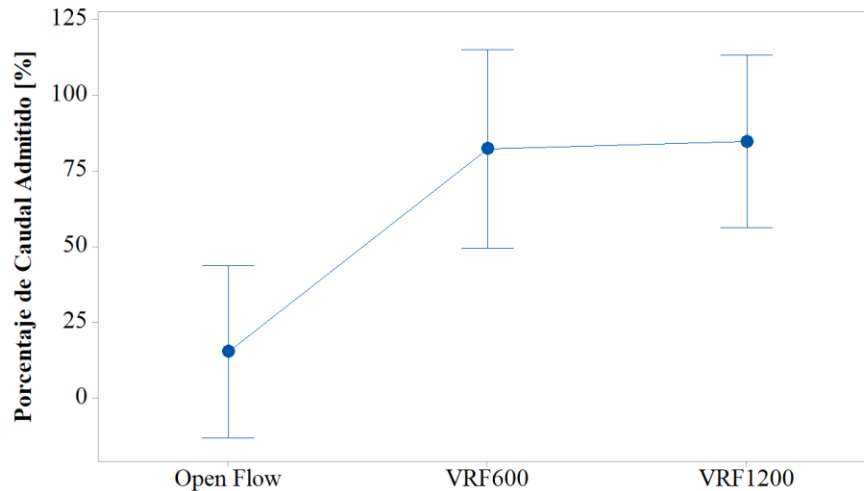
Tabla 6.

Prueba de Tukey para Válvula reguladora de flujo para el pozo UIS1-1

Factor	N	Media	Agrupación
VRF1200	4	84,8	A
VRF600	3	82,3	A
Open Flow	4	15,31	B

Figura 24.

Intervalos de confianza para medias de caudal admitido por intervalo con diferente VRF



El comportamiento observado en el pozo UIS1-1 se presentó de manera análoga en los pozos restantes para el registro mediante trazadores radioactivos. El análisis de influencia de las válvulas reguladoras de flujo para la técnica de fibra óptica no fue posible llevarla a cabo debido a que no se presentaron cambios en la configuración entre la aplicación de este registro.

3.3.2.2 Influencia de los diferentes intervalos inyectoros.

-Factores: Intervalo Inyector.

-Variantes: Intervalo 1 al Intervalo 18.

-Variable respuesta: caudal admitido.

-Objetivo: Existen diferencias estadísticamente significativas entre el porcentaje de caudal admitido medidos para intervalos inyectoros

-Hipótesis:

$H_0 \rightarrow$ La efectividad de la técnica de perfilaje no se ve afectada por las características del intervalo inyector.

H_1 → La efectividad de la técnica de perfilaje se ve afectado por las características del intervalo inyector.

La Tabla 7 muestra un ejemplo de los intervalos del pozo UIS1-1, en el cual se diferencian 18 de estos con los que se explicará el análisis de varianza realizado.

Tabla 7.

Ejemplo de los intervalos del pozo UIS1

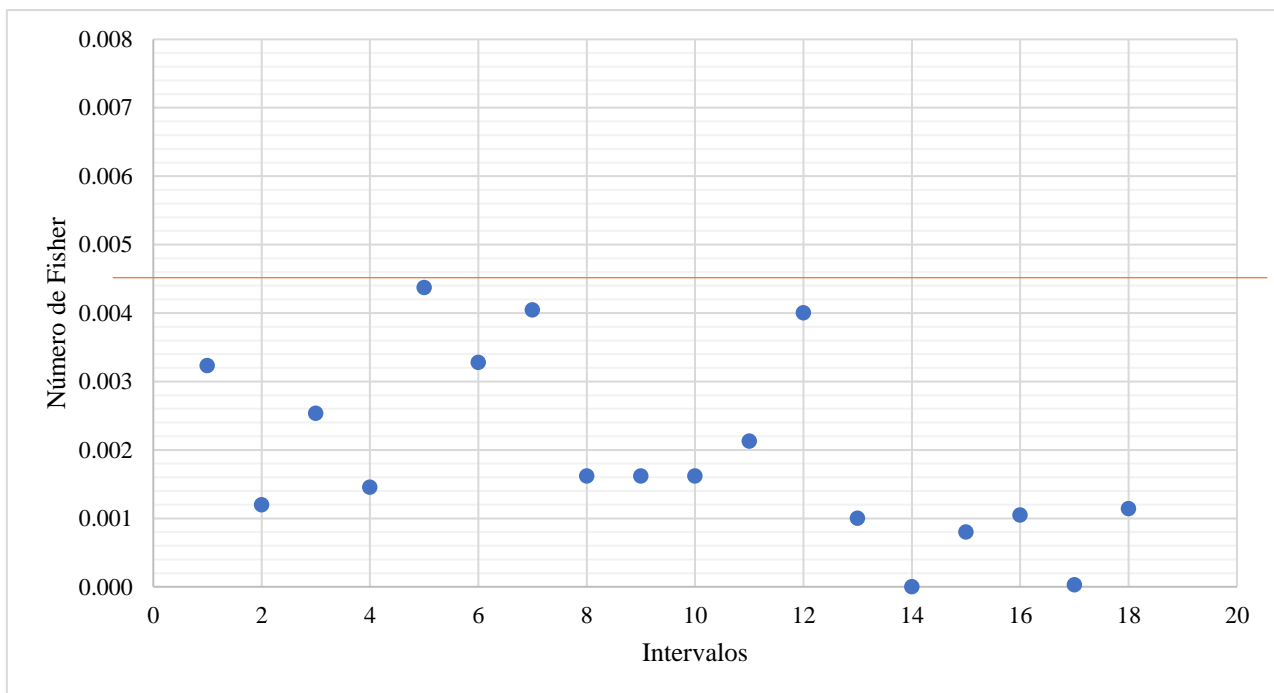
	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Intervalo (ft)	Permeabilidad, mD
Arena 1	8156	8181	25	31.84
	8202	8218	25	16.64
	8224	8236	16	11.75
Arena 2	8256	8276	12	57.32
	8282	8291	20	41.33
	8294	8304	9	73.47
	8322	8350	10	104.82
	8368	8375	28	124.56
Arena 3	8378	8407	7	131.76
	8410	8430	29	165.21
	8440	8450	20	123.1
	8473	8485	10	133.66
Arena 4	8540	8553	12	157.97
	8563	8588	13	150.74
	8610	8620	25	12.1
Arena 5	8645	8675	10	78.84
	8675	8690	30	20.62
	8710	8720	15	12.28

Para cada intervalo se halló el valor del estadístico Fisher, con el fin de determinar la validez de la hipótesis nula.

En la Figura 25, tras realizar el ANOVA, se puede observar que para los 18 intervalos del Pozo UIS1-1 los valores del número de Fisher no sobrepasan el valor crítico calculado con los grados de libertad; por consiguiente, no se encontró suficiente evidencia para rechazar la hipótesis nula y se concluye que los diferentes intervalos inyectoros no influyen en la eficiencia de medición de las técnicas.

Figura 25.

Número de Fisher para cada intervalo del pozo UIS1-1



Tal como en el ejemplo del pozo UIS1-1, se encontró que, en los otros pozos en estudio, los intervalos no influyen en la medición de las técnicas *spinner*, trazadores y fibra óptica.

3.3.2.3 Influencia de la técnica de perfilaje

-Factores: Técnica de perfilaje

-Variantes: Trazadores, *spinner* y fibra óptica.

-Variable respuesta: caudal admitido.

-Objetivo: Existen diferencias estadísticamente significativas entre el porcentaje de caudal admitido medidos para tres diferentes técnicas de perfilaje.

-Hipótesis:

H_0 → El registro de inyección no se ve afectada por la técnica usada.

H_1 → El registro de inyección se ve afectado por la técnica usada.

Con el fin de eliminar la influencia del cambio de válvula, esta prueba se realizó en registros que presentaban la misma distribución de válvulas reguladoras de flujo. Los resultados de la prueba se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8.

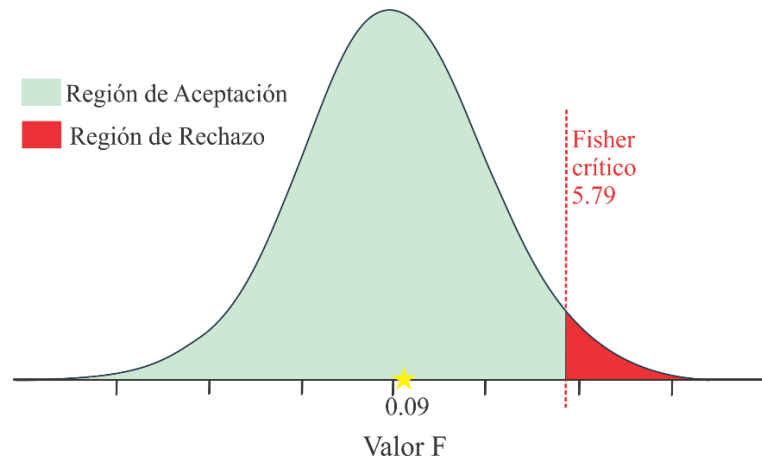
ANOVA de un solo factor para tres diferentes técnicas de perfilaje para el pozo UIS1-1

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Factor	2	11,68	5,841	0,09	0,915
Error	5	323,35	64,670		
Total	7	335,03			

El valor crítico de la distribución F se calculó en 5.79, es decir, que el valor estadístico calculado mediante la prueba es menor y se encuentra dentro de la región de aceptación (Figura 26).

Figura 26.

Esquema distribución estadístico de Fisher para tres diferentes técnicas.

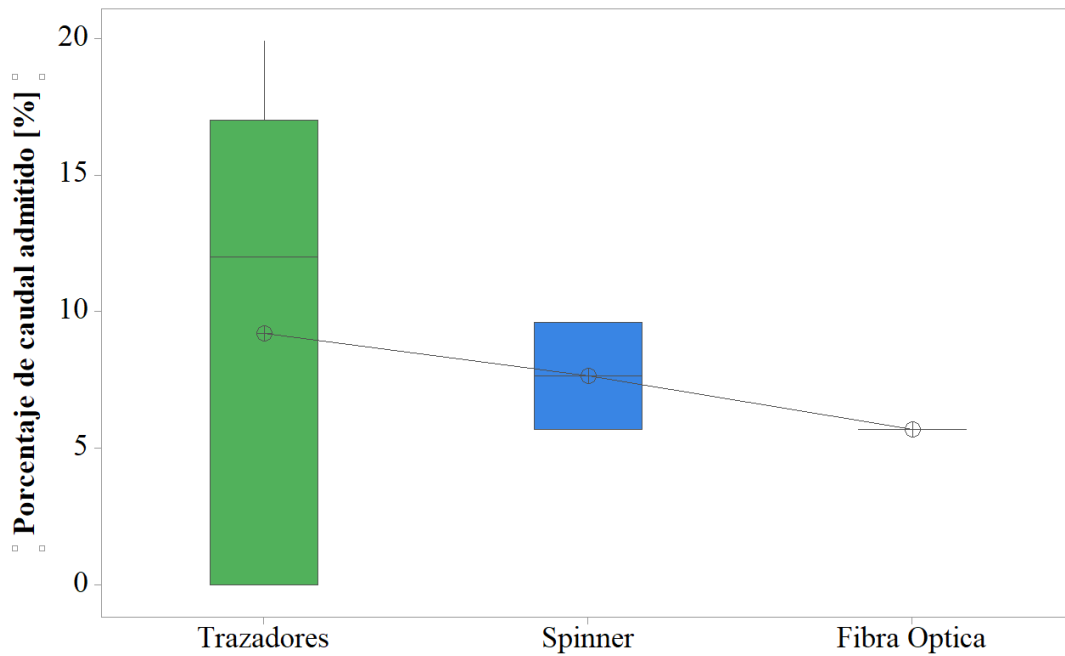


El ANOVA para el análisis de la influencia de la técnica de perfilaje prueba que no hay suficiente evidencia estadística para identificar una diferencia entre las medias de los perfiles de inyección mediante trazadores, spinner y fibra óptica.

En la Figura 27 se ve la comparación de las tres técnicas analizadas; a partir de la cual se observa una mayor dispersión en los datos para la técnica de trazadores. Aunque en una primera instancia pareciera que la técnica de *spinner* es más precisa en sus mediciones por intervalos hay que tomar en cuenta que la técnica no nos otorga discriminación entre intervalos y que los valores para los cálculos ANOVA se basaron en la división del caudal de la arena o paquete inyector entre el número de intervalos que lo conformaban.

Figura 27.

Diagrama caja bigotes trazadores vs spinner vs fibra óptica



Una vez finalizadas las tres etapas de análisis, se cuenta con la información suficiente para determinar que las técnicas que presentan mayor rango de aplicabilidad y muestran mayor precisión en la toma de la distribución vertical son: 1) Fibra óptica, 2) Trazadores y 3) *Spinner*.

En adición mediante los análisis de Pareto, se evidencio que la técnica de microtorque presenta características favorecedoras para ser implementada en la determinación de la distribución vertical de pozos inyectoros de polímero.

4 Conclusiones

Las técnicas de perfilaje que normalmente son implementadas en procesos de inyección de agua, generalmente no son adecuadas para determinar la distribución vertical de solución polimérica, debido a que las propiedades reológicas del fluido inyectado afectan el principio de funcionamiento de la herramienta. Por lo anterior, se han modificado o desarrollado nuevas herramientas tales como: microtorque, fibra óptica DTS y DAS, flujómetro electromagnético y activación por oxígeno.

Mediante los diagramas de Pareto y el análisis de varianza se determinó que en el Valle Medio del Magdalena se están implementando las técnicas que presentan mayor aplicabilidad: Fibra óptica DTS, trazadores, y *spinner*.

Mediante el ANOVA se pudo establecer que existen elementos externos que pueden generar error en los resultados de los análisis estadísticos, sin embargo, estos errores, como los causados por la configuración de las válvulas reguladoras, no son estadísticamente representativos para establecer una diferencia al realizar la comparación entre las tres técnicas evaluadas.

Mediante el ANOVA, con un nivel de confianza del 95%, se pudo determinar que no existen suficientes evidencias estadísticas para afirmar que hay una diferencia entre los registros tomados mediante trazadores, *spinner* y fibra óptica. Por tanto, se validó que los perfiles obtenidos mediante *spinner* y trazadores no presentan una variación significativa tomando como máximo valor de variación un 12%. De igual forma, se encontró que el porcentaje de variación máximo entre trazadores-trazadores y *spinner-spinner* son de 14% y 10% respectivamente.

El método de perfiaje que presenta mayores ventajas técnicas para determinar la distribución vertical en pozos inyectoros de polímero es la fibra óptica, ya que cuenta con mayor exactitud, menos tiempos de intervención y una resolución de 0.85 ft. Sin embargo, por su elevado costo se hace difícil su implementación, dada la frecuencia con la que se toman los perfiles en los campos del VMM.

5 Recomendaciones

Como se pudo evidenciar la técnica de fibra óptica presenta el mayor rango de aplicabilidad y la menor dispersión en la toma de registros de inyección, por tanto, se recomienda implementar por lo menos una vez al año el uso de fibra óptica para determinar la distribución vertical de fluidos y de esta manera calibrar los perfiles tomados con otras técnicas.

En pozos inyectoros en los cuales se toma con regularidad perfiles mediante trazadores radioactivos se recomienda el uso de registros tipo *spinner* y/o microtorque de manera periódica con el fin aumentar la precisión del perfil obtenido mediante trazadores ya que *spinner* proporciona un valor más preciso de caudal admitido por paquete o mandril inyector y este puede ser usado como complemento.

Para obtener un perfil que represente con mejor exactitud la inyección de cada pozo, se recomienda la toma de perfiles usando por lo menos dos técnicas en conjunto, como lo pueden ser *spinner*-trazador, o Fibra óptica-microtorque. Esta última combinación es utilizada por la única compañía autorizada a usar la técnica de microtorque en Colombia.

Referencias Bibliográficas

- Al-Qasim, A., Kokal, S., Hartvig, S., & Huseby, O. (2020). Subsurface monitoring and surveillance using inter-well gas tracers. *Upstream Oil and Gas Technology*, 3(October 2019), 100006. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2020.100006>
- BP. (2020). Statistical Review of World Energy, 2020 | 69th Edition. *Bp*, 66. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Bragg, J. R., Roesner, R. E., & Strassner, J. E. (2007). *Measuring Well Injection Profiles of Polymer-Containing Fluids*. <https://doi.org/10.2523/10690-ms>
- Chace, D. M., Trcka, D. E., & Dawe, B. A. (1994). Application and interpretation of continuous oxygen activation logs for measuring complex water flow profiles in injection wells. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Omega*, 507–522. <https://doi.org/10.2523/28412-ms>
- Cubillos, H., Stofferis, M., Vanegas, G., Lager, A., & Rolf, A. (2013). Strategy and planing EOR for caracara sur field, Colombia. *75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers, June*, 3943–3953. <https://doi.org/10.2118/164930-ms>
- Cvetkov, K., Ristov, S., & Gusev, M. (2015). Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian experience. *2015 38th International Convention on Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics, MIPRO 2015 - Proceedings*, 199–203. <https://doi.org/10.1109/MIPRO.2015.7160264>
- Dollens, K. B., Shoumaker, J. C., Wylie, B. W., Rice, P., & Johannessen, O. (1997). Evaluation of two different methods of obtaining injection profiles in CO₂ WAG horizontal injection

- wells. *Proceedings - SPE Production Operations Symposium*, 647–660.
<https://doi.org/10.2523/37470-ms>
- Fanchi, J. R. (2002). Chapter 15 - Reservoir management. *Shared Earth Modeling*, 259–271.
<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/B978-075067522-2/50015-X>
- Gonzalez, Y. J., Brown, G. A., Friese, A., Padilla, A., Sanchez, A., & Ward, L. (2012). Slickline DTS measurements provide useful information for well integrity diagnostic, stimulation treatments, and water injector wells performance: North America land case studies. *Society of Petroleum Engineers - Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 2012*, 428–438. <https://doi.org/10.2118/154442-ms>
- Gualteros, M. J., & Ariza Aparicio, O. I. (2016). *Implementación De Una Metodología Para El Análisis Sistemático De Fallas En Las Válvulas Reguladoras De Flujo Utilizadas En El Sistema De Inyección De Agua Con Sarta Selectiva En Campo Casabe Milton*.
- Gutierrez Pulido, H., & De la Vara Salazar, R. (2012). Análisis y diseño de Experimentos. In *Journal of Visual Languages & Computing* (Segunda, Vol. 11, Issue 3). McGraw Hill.
https://www.m-culture.go.th/mculture_th/download/king9/Glossary_about_HM_King_Bhumibol_Adulyadej's_Funeral.pdf
- Hang, R., Yaosheng, C., Yanjing, L., Liping, J., & Claus, R. (2007). *Optical Fiber Logging System for Multiphase Profile Analysis in Steam Injection Wells*. <https://doi.org/10.2523/68807-ms>
- Hembling, D., Berberian, G., Carter, N., & Naldrett, G. (2008). Enabling efficient permanent production monitoring of advanced well completions in Saudi Arabia using fiber optic distributed temperature sensing. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2, 833–839. <https://doi.org/10.2118/115255-ms>

- Jaimes, M. G., Prada, J. A., Dorado, R., & Cornejo, E. (2014). Conceptual study and evaluation of the DTS-fiber-optic system as monitoring system of injection-production profiles in conventional reservoirs: A Colombian field application. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 3, 1833–1851. <https://doi.org/10.2118/169423-ms>
- Jiménez, R; Castro, R; Maya, G; Pérez, R; García, H; Delgadillo, C. León, J; Cárdenas, F. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. *Acipet*, 1–16. www.acipet.com
- Knight, B. L., & Davarzani, M. J. (1986). Injection Well Logging Using Viscous Eor Fluids. *SPE Formation Evaluation*, 1(3), 300–308. <https://doi.org/10.2118/13143-PA>
- Koelman, J. M. V. A., Lopez, J. L., & Potters, J. H. H. M. (2012). Optical fibers: The neurons for future intelligent wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Intelligent Energy International 2012*, 2, 714–721. <https://doi.org/10.2118/150203-ms>
- Leon, J. M., Castillo, A. F., Perez, R., Jimenez, J. A., Izadi, M., Mendez, A., Castillo, O. P., Londoño, F. W., Zapata, J. F., & Chaparro, C. H. (2018). A successful polymer flood pilot at palogrande-cebu, a low permeability reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2018-April*. <https://doi.org/10.2118/190165-ms>
- Mariño, I., & Mechan, L. (2014). *Factibilidad técnico y financiera para la implementacion del sistema DTS-Fibra óptica como sistema de monitoreo para un patron de pozo de inyeccion de agua*.
- Maslennikova, Y. S., Bochkarev, V. V., Savinkov, A. V., & Davydov, D. A. (2012). Spectral noise logging data processing technology. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and*

- Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012*, 4(October), 2617–2628. <https://doi.org/10.2118/162081-ru>
- Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., & Putnam, J. (2015). *Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field*. <https://doi.org/10.2118/177245-ms>
- Medina, M., Torres, C., Sanchez, J., Boida, L., Leon, A., Jones, J., & Yicon, C. (2013). Real-time downhole monitoring of electrical submersible pumps rated to 250°C using fiber optic sensors: Case study and data value in the leismer SAGD project. *Society of Petroleum Engineers - 2013 SPE Artificial Lift Conference - Americas: Artificial Lift: Where Do We Go From Here*, 1–11.
- MOLZ, F., & YOUNG, S. (1993). Development and application of forehole flowmeters for environmental assessment. *Petrophysics*, 34(1), 13–23.
- Nowak, T. J. (1953). The Estimation of Water Injection Profiles From Temperature Surveys. *Journal of Petroleum Technology*, 5(08), 203–212. <https://doi.org/10.2118/953203-g>
- Peihua, Z., Jianmin, W., Qingcheng, M., & Chengcai. (2003). A study of oxygen activation well logging technique and its applications in the oil fields. *Applied Radiation and Isotopes*, 58(3), 407–411. [https://doi.org/10.1016/S0969-8043\(02\)00318-4](https://doi.org/10.1016/S0969-8043(02)00318-4)
- Perez, D., Muñoz, L. F., Acosta, W., Falla, J., Martinez, J., Vidal, G., Manrique, E., Cabrera, F., Romero, J., Izadikamoue, M., & Norman, C. (2012). Improving sweep efficiency in a mature waterflood: Balcon Field, Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 1(April 2011), 73–83. <https://doi.org/10.2118/150955-ms>

- Ramos, R. T., & Hawthorne, W. D. (2008). Survivability of optical fiber for harsh environments. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5(September), 3031–3040. <https://doi.org/10.2118/116075-ms>
- Roesner, R. E., Sloan, M. L., & Turney, R. A. (1983). New logging instruments for polymer and water injection wells. *SPWLA 24th Annual Logging Symposium 1983*, 1–15.
- Rumble, R., Buck, H., & Peters, B. A. (1959). *A Subsurface Flowmeter for Determining Well Production or Injection Profiles*.
- Schnorr, D. R., Targac, G. W., Guillory, R. J., Pearson, C. M., & Eck, M. E. (1993). Improved oxygen activation logging for waterflood surveillance measurements. *1993 Western Regional Meeting*, 321–330. <https://doi.org/10.2118/26062-ms>
- Toempromraj, W., Sangvaree, T., Rattanarujikorn, Y., Pahonpate, C., Karantharath, R., Aslanyan, I., Minakhmetova, R., & Sungatullin, L. (2018). Defining downhole contribution/injection profile in multi-zone completion by temperature and spectral noise logging. *Proceedings of the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, APDT, 2018-Augus*. <https://doi.org/10.2118/191011-ms>
- Wang, C., Drenzek, G., Majid, I., Wei, K., Bolte, D., & Soufiane, A. (2004). High-performance hermetic optical fiber for downhole applications. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 4729–4734. <https://doi.org/10.2523/91042-ms>
- Witterholt, E. J., & Tixier, M. R. (1972). Temperature logging in injection wells. *Society of Petroleum Engineers - Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, FM 1972*. <https://doi.org/10.2523/4022-ms>
- Xiao, J., Farhadiroushan, M., Clarke, A., Jacob, S., Almulhem, A., Milne, H. C., Shawash, J., & Parker, T. (2015). Dynamic water injection profiling in intelligent wells using distributed

acoustic sensor with multimode optical fibers. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015-Janua*, 1933–1941. <https://doi.org/10.2118/174865-ms>

Zheng, H., & Liu, X. B. (2006). Injection profiling in polymer injectors in daqing oilfield. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2006 - Sustainable Growth for Oil and Gas, 1*, 305–309. <https://doi.org/10.2523/103703-ms>

Apéndice

Apéndice A. Parámetros de aplicación de las técnicas para determinar el perfil de inyección

	Trazadores	Activación por oxígeno	<i>Spinner</i>	Flujómetro electromagnético	Fibra Óptica		Microto rque ⁴
					Registro Temperatura (DTS)	Registro Acústico	
Máx Temperatura de Operación (°F)	257 ¹	257 ¹	350	257 ¹	572 ⁶ Slickline 248 ⁷ >302 ⁸	302 ⁹	302
Presión (psi)	8700 ¹	8700 ¹	15000	8700 ¹	18802	8700 ⁹	15000
Diámetro de la herramienta [in]	1 1/2 ¹	> 2 7/8 ¹	1 11/16 2 1/8	1 1/2 ¹	125 micrones y debe estar cubierta por: Wireline 1/4 Slickline 1/8 Coiled Tubing 1 - 3 1/4 ⁷	1 1/2 ⁹	1.69
Máxima velocidad/caudal	1260 bpd ¹	200 ft/min ² 3770 bpd ¹	55000 bpd	3150 bpd ¹	6000 bpd ⁷	6000 bpd ⁹	60000 bpd
Mínima velocidad/caudal	13 bpd ¹	20 ft/min ² 130 bpd ¹	150 bpd	13 bpd ¹	172 bpd ³	172 bpd ³	0
Afectado por Viscosidad⁵	Si	No	Si	No	No	No	No
Resistente a los solidos⁵	Si	Si	No	Si	Si	Si	No

Resistente a la corrosión⁵	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Monitoreo Permanente⁵	No	No	No	No	Si	Si	No
Costo⁵	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Alto	Alto	Alto
Riesgo para el personal⁵	Bajo	Bajo	medio	Muy bajo	Muy Bajo	Muy Bajo	Medio
Tiempo de intervención en el pozo⁵	2 días	2 días	3 días	3 días	6 horas	6 horas	3 días
Riesgo ambiental⁵	Medio	Medio	Baja	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Experiencia del personal en Colombia	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto

Nota: La información registrada en la tabla fue tomada de 1 (Zheng & Liu, 2006), 2 (Roesner et al., 1983), 3 (Hang et al., 2007), 4 (Colombia Supply), 5 (Jaimes et al., 2014), 6 (Ramos & Hawthorne, 2008), 7 (Gonzalez et al., 2012), 8 (Medina et al., 2013), 9 (Xiao et al., 2015).