

**DETERMINACIÓN DEL TIPO DE ESTIMULACIÓN ÓPTIMA POR
CATEGORÍA DE POZO MEDIANTE LA REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS
MULTIVARIABLE Y LA CUANTIFICACIÓN DE SU IMPACTO A TRAVÉS DE
ANÁLISIS NODAL EN UN CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES, OPERADO POR HOCOL S.A.**

**LUIS ALEJANDRO LEIVA ALVARADO
DANIELA RUEDA QUINTERO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA, BOGOTÁ D.C
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C**

2020

**DETERMINACIÓN DEL TIPO DE ESTIMULACIÓN ÓPTIMA POR
CATEGORÍA DE POZO MEDIANTE LA REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS
MULTIVARIABLE Y LA CUANTIFICACIÓN DE SU IMPACTO A TRAVÉS DE
ANÁLISIS NODAL EN UN CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES, OPERADO POR HOCOL S.A.**

LUIS ALEJANDRO LEIVA ALVARADO

DANIELA RUEDA QUINTERO

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

DIEGO ANDRÉS CASTELLANOS SANTAMARÍA

Ingeniero de Petróleos

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C**

2020

Nota de Aceptación

Edinson Jiménez

Yatnielah Pirela

Bogotá D.C., Junio de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZÁLES

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento.

Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico este logro, a mi papá Fernando Alfredo Rueda Prada, por su audacia, disposición, paciencia y sabiduría, quien es el mejor Gerente de Perforación de Offshore que conozco, a mi mamá Marcela Quintero Silvestre que, a pesar de la distancia, nunca a sido impedimento para guiarme y apoyarme. A ambos, por acompañarme durante todas las etapas de mi carrera, por su amor incondicional, por darme fortaleza y su apoyo incondicional para cumplir todos mis sueños, gracias a ustedes he logrado llegar aquí.

A mi compañero, Luis Alejandro Leiva Alvarado, por su amistad, apoyo, dedicación y esfuerzo para culminar con éxito este proyecto y la carrera juntos, por nunca disiparse en las dificultades.

Por último, a Ana María Martínez, Federico Duplat, Nicolás Puerto, por ser parte de esta etapa, por su sustentáculo en lo positivo y en lo negativo, y a todos quienes hicieron parte durante esta etapa, por los momentos vividos y las enseñanzas.

DANIELA RUEDA QUINTERO

Esta tesis está dedicada a:

Quiero dedicarle este logro primordialmente a Dios, por ser mi guía, fuerza y socorro, por siempre estar conmigo y brindarme de las herramientas para seguir adelante y culminar esta etapa de mi formación profesional y principalmente por haberme regalado la promesa de Proverbios 16 :3 “Encomienda a Jehová tus obras, y tus pensamientos serán afirmados”.

Igualmente, quiero dedicar y agradecer a mis padres, Luis Fernando Leiva y Keidy Alejandra Alvarado, quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han apoyado toda mi vida permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo, sabiduría y valentía, y finalmente en convertirse en mi fuerza y motor para seguir adelante sin desfallecer frente a los obstáculos que se encuentren a lo largo de la vida. A mi hermana Hana del Pilar Leiva por su gran apoyo durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento y soportarme. Así mismo, a toda mi familia por sus oraciones, grandes consejos y palabras, buscando siempre hacer de mí una mejor persona, de sus y compañía en mi formación y camino a mis metas, en especial a Thomas Samuel Leiva por hacerme el tío más feliz del mundo.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a todos mis amigos y amigas, por ser parte de este capítulo de mi vida, apoyándome incondicionalmente y escuchándome cuando más lo he necesitado, por extender su mano en momentos difíciles y por llenar mis días de risa y enseñanzas. A Daniela Rueda Quintero por ser una gran amiga y compañera de proyecto excepcional, por su paciencia, amor, tolerancia y esfuerzo, por todos y cada uno de los momentos compartidos realizando y no realizando este proyecto de grado, dejando los mejores recuerdos de esta etapa y deseando que se propaguen por el resto de nuestras vidas.

LUIS ALEJANDRO LEIVA.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por darnos paciencia, ingenio, sabiduría, fortaleza y resiliencia para ultimar nuestros estudios y realizar este proyecto de grado juntos, con éxito a pesar de las adversidades presentadas en el camino.

Agradecemos a Hocol S.A y a su presidente, Rafael Guzmán por darnos la oportunidad de desarrollar este proyecto, facilitando los recursos informativos y tecnológicos requeridos.

Agradecemos a nuestro director, Diego Andrés Castellanos Santamaría por su paciencia, liderazgo, confianza, dedicación y apoyo incondicional durante la formación, evolución y conclusión de este proyecto para obtener los mejores resultados, así mismo por dejarnos grandes enseñanzas y conocimientos.

Agradecemos a otros Ingenieros de la compañía operadora Hocol S.A, Alberto Enrique Muñoz Gómez, César Iván Coronado Bobadilla y Ángela Marcela Forero Muneva, por sus contribuciones y disposición en apoyarnos.

Agradecemos a cada uno de los docentes y directivas de la Fundación Universidad de América, quienes, en su momento, dejaron grandes conocimientos y consejos, convirtiéndose en participes de la construcción y realización de este logro profesional.

Finalmente, a nuestras familias por su compañía, soporte, por siempre buscar lo mejor para nosotros durante este proceso formativo profesional, a nuestros amigos y compañeros por los momentos vividos durante esta etapa de nuestras vidas.

CONTENIDO

	pág
RESUMEN	23
INTRODUCCIÓN	25
1. MARCO TEÓRICO	27
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	27
1.2 LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA.	28
1.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	29
1.4 DAÑO DE FORMACIÓN	29
1.4.1 Mecanismos de Daño de Formación.	30
1.5 ESTIMULACIÓN	32
1.5.1 Tipos de Estimulación.	32
1.5.1.1 Estimulación matricial.	32
1.5.1.1.1 Estimulación matricial no reactiva.	33
1.5.1.1.2 Estimulación matricial reactiva.	33
1.5.1.2 Estimulación por fracturamiento.	33
1.6 ANÁLISIS NODAL	34
1.7 Distancias Euclidianas	36
1.7.1 El Algoritmo de distancia euclidiana.	37
2. METODOLOGÍA Y DATOS	38
2.1 BASE DE DATOS.	39
2.1.1 Parámetros de Yacimiento.	39
2.1.2 Parámetros de Completamiento	40
2.2 CATEGORIZACIÓN DE POZOS	46
2.2.1 Histograma.	47
2.2.2 Numero de Clústers Óptimo	48
2.2.3 Métodos de Categorización.	48
2.3 DAÑO DE FORMACIÓN	50

2.4 ANÁLISIS NODAL	51
2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA	60
2.5.1 Costos Unitarios.	60
2.5.2 TIR.	63
2.5.3 PayOut.	64
2.6 ESTIMULACIÓN ÓPTIMA POR CATEGORÍA	64
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
3.1 BASE DE DATOS.	65
3.1.1 Parámetros de yacimiento	65
3.1.1.1 Zona en el campo.	65
3.1.1.2 Distancia al contacto.	65
3.1.1.3 Geometría del pozo.	66
3.1.1.4 Zona geológica.	66
3.1.1.5 El punto más bajo del pozo.	67
3.1.2 Parámetros de completamiento	68
3.1.2.1 Tipo de completamiento.	68
3.1.2.2 Pies completados en MD	68
3.2 ANÁLISIS MULTIVARIABLE.	69
3.3 NUMERO DE CLÚSTERS ÓPTIMO.	71
3.4 CATEGORIZACIÓN DE POZOS	72
3.4.1 Método de K-mediods.	72
3.4.2 Método de agrupamiento jerárquico.	73
3.4.3 Método de K-means.	74
3.4.4 Selección del Método de Categorización.	75
3.4 IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.	79
3.4.1 Daño de Formación por Clúster.	79
3.4.2 Trenes de Fluido.	84
3.4 ANÁLISIS NODAL	90
3.4.1 Análisis Nodales para Pozos Estimulados.	93

3.4.2 Análisis Nodales para Pozos Prospectos a Estimular	100
3.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA	106
3.5.1 TIR.	107
3.5.2 PayOut.	108
3.5 ESTIMULACIÓN ÓPTIMA POR CATEGORÍA	109
4. CONCLUSIONES	112
5. RECOMENDACIONES	114
BIBLIOGRAFIA	115
ANEXOS	117

LISTA DE CUADROS

	pág
Cuadro 1. Descripción de los Daños de Formación.	31
Cuadro 2. Parámetros de Yacimiento.	39
Cuadro 3. Parámetros de Completamiento.	40
Cuadro 4. Parámetros de Producción.	40
Cuadro 5. Métodos de Agrupamiento.	49
Cuadro 6. Costos.	60

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Inercia.	48
Ecuación 2. Distancia Euclidiana.	49
Ecuación 3. Caudal de petróleo.	59
Ecuación 4. %BSW.	60
Ecuación 5. Flujo de Caja.	63
Ecuación 6. TIR.	64

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Características petrofísicas de la formación productora.	27
Figura 2. Mapa de la Cuenca de los Llanos Orientales.	28
Figura 3. Geología estructural.	29
Figura 4. Clasificación de daños de formación.	30
Figura 5. Comportamiento de la presión de inyección.	32
Figura 6. Caídas de presión en un sistema complejo.	34
Figura 7. Algoritmo de Distancias Euclidianas.	37
Figura 8. Algoritmo de Distancias Euclidianas.	37
Figura 9. Diagrama de flujo.	38
Figura 10. Diagrama de flujo Categorización de pozos.	47
Figura 11. Histograma de barriles de tratamiento inyectado.	48
Figura 12. Sección general en PipeSim.	52
Figura 13. Sección tubular en PipeSim.	53
Figura 14. Sección desviación de surveys en PipeSim.	54
Figura 15. Sección levantamiento artificial en PipeSim.	55
Figura 16. Sección completamiento en PipeSim.	56
Figura 17. Información PVT.	57
Figura 18. Viscosidades.	57
Figura 19. Información térmica.	58
Figura 20. Ingreso de sensibilidades en PipeSim.	59
Figura 21. Representación de tendencias del análisis multivariable.	70
Figura 22. Método del codo para determinar la cantidad óptima de clústers.	72
Figura 23. Análisis tren de fluidos para canalización de agua.	84
Figura 24. Análisis tren de fluidos para migración de finos.	85
Figura 25. Análisis tren de fluidos para mojabilidad al aceite.	86
Figura 26. Análisis tren de fluidos para depósito de orgánicos.	86
Figura 27. Análisis tren de fluidos para tipo 1-2.	87
Figura 28. Análisis tren de fluidos para tipo 1-4.	87
Figura 29. Análisis tren de fluidos para tipo 2-3.	88
Figura 30. Análisis tren de fluidos para tipo 3-4.	89

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo N.	61
Gráfica 2. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo A.	62
Gráfica 3. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo U.	62
Gráfica 4. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo D.	63
Gráfica 5. Ubicación de los pozos en el campo.	65
Gráfica 6. Distancia al contacto de agua-petróleo.	66
Gráfica 7. Geometría del pozo.	66
Gráfica 8. Zona geológica.	67
Gráfica 9. Punto más bajo del pozo.	67
Gráfica 10. Tipo de completamiento.	68
Gráfica 11. Pies completados en MD.	68
Gráfica 12. Análisis multivariable según grupos de pozos.	69
Gráfica 13. Resultado de método de k-mediods.	73
Gráfica 14. Resultado de método agrupamiento jerárquico.	74
Gráfica 15. Resultado de método de k-means.	75
Gráfica 16. Grupos de resultados agrupados en el clúster Az.	76
Gráfica 17. Grupos de resultados agrupados en el clúster V.	76
Gráfica 18. Grupos de resultados agrupados en el clúster M.	76
Gráfica 19. Grupos de resultados agrupados en el clúster R.	76
Gráfica 20. Grupos de resultados agrupados en el clúster Am.	77
Gráfica 21. Análisis de componentes principales (ACP).	78
Gráfica 22. Distribución del daño de formación para el clúster V.	81
Gráfica 23. Distribución del daño de formación para el clúster Am.	81
Gráfica 24. Distribución del daño de formación para el clúster R.	82
Gráfica 25. Distribución del daño de formación para el clúster Az.	82
Gráfica 26. Distribución del daño de formación para el clúster M.	83
Gráfica 27. Histograma Distancias Euclidianas	92
Gráfica 28. Análisis nodal Pozo ID 22.	93
Gráfica 29. Análisis nodal Pozo ID 44.	94
Gráfica 30. Análisis nodal Pozo ID 1.	95
Gráfica 31. Análisis nodal Pozo ID 24.	95
Gráfica 32. Análisis nodal Pozo ID 3.	96
Gráfica 33. Caudal ideal y real antes de la estimulación.	97
Gráfica 34. Caudal estimado y real después de la estimulación.	97
Gráfica 35. Caudales ideales antes y después de la estimulación.	99
Gráfica 36. Caudales reales antes y después de la estimulación.	99
Gráfica 37. Análisis nodal Pozo H.	100
Gráfica 38. Análisis nodal Pozo U.	101

Gráfica 39. Análisis nodal Pozo A.	101
Gráfica 40. Análisis nodal Pozo N.	102
Gráfica 41. Análisis nodal Pozo D.	103
Gráfica 42. Caudal de fluidos antes y después de la estimulación.	104
Gráfica 43. Caudal de petróleo antes y después de la estimulación.	104
Gráfica 44. %BSW antes y después de la estimulación.	105
Gráfica 45. IP antes y después de la estimulación.	105
Gráfica 46. Variación TIR.	107
Gráfica 47. Variación del PayOut.	108

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Parámetros de Yacimiento y Completamiento.	41
Tabla 2. Parámetros de Producción antes de la estimulación.	42
Tabla 3. Parámetros de producción posterior a la estimulación.	43
Tabla 4. Parámetros de Producción 2.	44
Tabla 5. Características de Estimulación.	45
Tabla 6. Matriz para definir el daño de formación.	50
Tabla 7. Diagnósticos daños de formación.	80
Tabla 8. Remediación para los pozos según el daño de formación.	89
Tabla 9. Distancias Euclidianas.	90
Tabla 10. Pozos prospectos a estimular.	93
Tabla 11. Resultados análisis nodal del Pozo ID 22.	94
Tabla 12. Resultados análisis nodal del Pozo ID 44.	94
Tabla 13. Resultados análisis nodal del Pozo ID 1.	95
Tabla 14. Resultados análisis nodal del Pozo ID 24.	96
Tabla 15. Resultados análisis nodal del Pozo ID 3.	96
Tabla 16. Resultados análisis nodal del Pozo H.	100
Tabla 17. Resultados análisis nodal del Pozo U.	101
Tabla 18. Resultados análisis nodal del Pozo A.	102
Tabla 19. Resultados análisis nodal del Pozo N.	102
Tabla 20. Resultados análisis nodal del Pozo D.	103
Tabla 21. Costos por estimulación.	107
Tabla 22. Estimulación optima por categoría.	110

ABREVIATURAS

° Grados

°F Unidad de temperatura Grado Fahrenheit

% Porcentaje

%BSW Contenido porcentual de agua y sedimentos (% Basic Sediment and Water)

ACP Análisis de componentes porcentuales

AF Ácido Fluorhídrico

AFA Acido Fórmico Acético

API Instituto Americano de petróleo (American Petroleum Institute)

BFPD Barriles de fluido por día (Barrels of fluid per day)

BOPD Barriles de petróleo por día (Barrels of oil per day)

C5 Carbonera 5

C7 Carbonera C7

CHGP Hueco revestido con empaque de grave (Cased hole gravel pack)

CI Crudo inhibido

Desv Desviado

E Estimulación

Ft Feet

IO Inhibidor de orgánicos

IP Índice de productividad

km Kilometro

m Metro

NE Noreste

Np Aceite Recuperado

O Orgánico

OHGP Hueco abierto con empaque de grava (Open hole gravel pack)

OHGP_AMPL Hueco abierto con empaque de grave ampliado (Open hole gravel pack ampliado)

Pb Presión de burbuja

Psia Libra por pulgada cuadrada

Pwf Presión de fondo fluyente

Py Presión de yacimiento

Qf Caudal de fluidos totales

Qo Caudal de petróleo

Qob Caudal de aceite en el punto de burbuja

Qomax Caudal de aceite máximo

Qw Caudal de agua

RGP Relación Gas-Petróleo (Relation Gas-Petroleum)

S Factor Skin

SCF/STB Pies cúbicos/ barriles normales

SW Suroeste

THP Presión de cabezal de tubing (Tubing head pressure)

TIR Tasa interna de retorno

TVDss True Vertical Depth Sub-Sea

US Dólares Estadounidenses

Vrt Vertical

WINDW Open hole (Window)

WOC Contacto Agua-Petróleo (Water-Oil Contact)

GLOSARIO

ANÁLISIS CLÚSTER: es una técnica que permite organizar la información de nuestras variables para formas grupos homogéneos, denominados clúster.¹

ANÁLISIS MULTIVARIABLE: es el conjunto de técnicas estadísticas que tienen como objetivo analizar e interpretar las relaciones entre distintas variables de manera simultánea.²

CAMPO: área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.³

COMPLETAMIENTO: es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.⁴

COSTOS OPERACIONALES: son las inversiones que se destinan para crear el proceso de socialización de la empresa y los productos (interna, externa/gastos de administración y ventas).

CUENCA: una depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.⁵

GRAVEL PACK: un método de control de la producción de arena utilizado para prevenir la producción de arena de formación.⁶

OPEN HOLE: un tipo de completamiento de un pozo que no tiene revestimiento o un liner ubicado en la formación productora, lo que permite que los fluidos producidos fluyan directamente hacia el pozo.⁷

¹ MENESES, Julio. Introducción al análisis multivariante. [en línea]. Barcelona.:2019. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/336232083_Introduccion_al_analisis_multivariante

² Ibid

³ GLOSARIO DE TERMINOS PETROLEROS. [en línea]. 2015. Consultado 25, noviembre, 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf

⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. Houston. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/field.aspx>.

⁵ Ibid

⁶ Ibid

⁷ Ibid

OPEN HOLE GRAVEL PACK: un tipo de terminación con control de la producción de arena en la que el filtro de grava se obtura en una sección de agujero descubierto sin tubería de revestimiento o tubería de revestimiento corta (liner) que sustente la formación productiva.⁸

PAY OUT: es la ratio que muestra el porcentaje de los beneficios que una empresa dedica al pago de dividendos.⁹

PETRÓLEO MUERTO: petróleo en condiciones de presión suficientemente baja para contener gas disuelto o un petróleo relativamente espeso o residuo que ha perdido sus compuestos volátiles.¹⁰

POZO: el agujero perforado o el pozo, incluyendo el tramo descubierto o no entubado. El término pozo puede referirse al diámetro interno de la pared del pozo, la pared de roca que limita el pozo perforado.¹¹

POZOS PRODUCTORES: pozos encargados de drenar los fluidos de las formaciones productoras en un yacimiento.¹²

SURVEY: registro de la trayectoria de un pozo perforado, desde superficie hasta el objetivo.¹³

TIR: es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.¹⁴

TVD: la distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie, es importante para la determinación de las presiones de fondo de pozo, que son causadas en parte por la altura hidrostática del fluido en el pozo.¹⁵

⁸ Ibid

⁹ DICCIONARIO DE ECONOMÍA. Definición de Pay-out. [Sitio web]. España. [11, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.economista.es/diccionario-de-economia/payout>

¹⁰ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. Houston. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dead_oil.aspx

¹¹ Ibid

¹² Terminación y mantenimiento de pozos. [sitios web]. Disponible: http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

¹³ Ibid

¹⁴ ECONOMIPEDIA,. Tasa Interna de Retorno (TIR) [En línea] [19/06/2020] Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

¹⁵ Evaluación petrolera y métodos de explotación en la Cuenca de Burgos. [sitio web]. Disponible en: http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1349/A7_CAP%C3%84DTULO_4.pdf?sequence=7

VISCOSIDAD: medida de su resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción.¹⁶

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.¹⁷

¹⁶ CANALES SECTORIALES. [sitio web]. España: INTEREMPRESAS, Conceptos que hacen más fácil la vida en la planta de inyección. [13-05-20]. Disponible en: <https://www.interempresas.net/Plastico/Articulos/153911-Conceptos-que-hacen-mas-facil-la-vida-en-la-planta-de-inyeccion.html>

¹⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. Houston. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/field.aspx>

RESUMEN

La compañía operadora HOCOL S.A. vio la necesidad de realizar una investigación de las estimulaciones implementadas desde el 2009 hasta la actualidad en los pozos petroleros de uno de los campos que opera ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, esto con el fin de mejorar el proceso en términos de la eficiencia de la inversión y disminución de casos de no éxito en la producción del campo. Para esto se recopiló información tanto de las características de los pozos como del resultado de las estimulaciones. Posteriormente, se planteó el presente estudio con el propósito de generar una herramienta para optimizar la selección de procesos de estimulación y garantizar su rentabilidad.

Para elaborar este proyecto es necesario analizar los diferentes tipos de estimulación realizados, entender como fueron intervenidos los pozos y estudiar su comportamiento antes y después del procedimiento. Por consiguiente, los pozos similares se separarán en grupos de acuerdo con sus propiedades petrofísicas como características de yacimiento, producción y completamiento. Se identifican y evalúan los procesos de estimulación que se han realizado en ellos y finalmente se diagnostica el tipo de estimulación ideal para cada grupo.

Por lo anterior, fue necesario recopilar información del Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales, su historial de producción y la descripción de estimulaciones previas que permitió validar los resultados de este estudio.

A los datos recolectados antes y después de las estimulaciones se les realiza análisis nodal y multivariado utilizando los softwares PipeSim y R-Studio, respectivamente. Con los resultados obtenidos se diseñó un modelo de recomendación de estimulaciones que permita la validación de los escenarios de estimulación potenciales.

Finalmente, se realiza el análisis financiero del proyecto mediante los indicadores económicos PayOut y Tasa Interna de Retorno (TIR), que tienen en cuenta tanto las posibles inversiones a realizar, como los costos incurridos durante las operaciones. De esta manera se identifica si los trabajos de estimulación tienen viabilidad económica para la empresa operadora.

PALABRAS CLAVES: Cuenca de los Llanos Orientales, Estimulación, Análisis multivariado, Análisis nodal, Yacimiento, Producción.

ABTRASCT

The operator company HOCOL S.A. was required to investigate the wells located in the Eastern Llanos Basin due to the low production performance obtained after stimulation works since 2009. For that reason, it was gathered information about the wells as the result of the stimulations. Subsequently, this study was arose aiming to generate a tool to optimise the selection of stimulation processes and ensure their profit.

In order to enable the complete of this study, it is necessary to analyse the different types of stimulation, to comprehend how the wells were intervened and the result of the performance before and after the stimulations. Therefore, the wells are divided in groups in accordance with petro physic properties and similarities in reservoir, production and completion characteristics. This will allow identification and assessment of the stimulation treatment and, eventually, will enable diagnosis of the right type of stimulation for each group.

For the above reasons, it was necessary to gather information about the Eastern Llanos Basin, its production history and description of previous stimulations. These data facilitate validation of the study results.

Data collected before and after stimulations were analysed with nodal and multivariate methods, using the PipeSim and R STUDIO software, respectively.

The results will be used to design a predictive model that enables validation of potential scenarios of well stimulation.

Finally, a financial analysis of the project is undertaken using PayOut and internal rate of return indicators applying them to both potential investments and incurred costs during the operations. Thus, it is identified if well stimulation is economically feasible for the operational company.

KEY WORDS: Eastern Llanos basin, Well stimulation, Multivariate analysis, Nodal analysis, Reservoir, Production.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera durante las operaciones de perforación, completamiento y producción, se generan cambios a las propiedades iniciales de la roca, principalmente en la permeabilidad. Esta modificación que generan las operaciones a las características originales de la roca se denomina daño de formación. El daño de formación es una variable que tiende a reducir el volumen poroso y la permeabilidad efectiva de la formación productora trayendo consigo una disminución de las tasas de producción de los fluidos en el pozo. Para contrarrestar este tipo de daño se realizan operaciones de estimulación dentro de las cuales, se encuentran; tratamiento por fracturamiento hidráulico y el tratamiento matricial, los cuales mejoran la productividad de la roca. (Civan, 2015)

Los resultados de las estimulaciones en el campo de estudio no han sido lo suficientemente exitosas y se identificó una oportunidad de mejora en la estrategia para la toma de decisiones al seleccionar, diseñar e implementar un tipo de estimulación.

El presente proyecto de grado tiene como finalidad determinar el tipo de estimulación óptima, por categoría de pozo, mediante la generación de una estrategia estructurada que le facilite a la compañía operadora complementar los análisis tradicionales de selección de la operación de estimulación, que cause un impacto significativo en las propiedades del pozo prospecto y se logre la tasa de producción deseada de fluidos provenientes del yacimiento, reduciendo los costos en las inversiones de dichas operaciones, representando un apoyo significativo para Hocol S.A, dado que actualmente se encuentran realizando este tipo de operaciones, el 25% de ellas no han sido exitosas. Por razón de la necesidad expresada anteriormente, se requiere crear por primera vez, un sistema de selección a partir de análisis de datos en el cual la toma de decisiones esté estructurada en función de los datos históricos, con el fin de que Hocol S.A pueda mejorar el proceso de selección de los pozos candidatos y operaciones de estimulación aumentando la probabilidad de éxito.

Para este trabajo se tendrá en cuenta proyectos y estudios, que contemplen el tema de reacondicionamiento de pozo, con el fin de analizar una base metodológica para el desarrollo de la investigación. Dentro del trabajo de grado se desarrollaran análisis nodales, tal como el que se llevó a cabo en el trabajo de grado “Evaluación técnica y financiera de la eficiencia del completamiento actual de un pozo del campo B en la Cuenca Caguan Putumayo mediante un análisis nodal”, cuyo objetivo principal fue llevar a cabo una evaluación técnica y financiera de la eficiencia del completamiento actual del pozo 4D en el campo B,

localizado en la Cuenca Caguan Putumayo, mediante el software Prosper de Petroleum Experts con énfasis en el análisis nodal suministrado por la empresa, recopilando información del estado mecánico, yacimientos, producción, fluidos de producción y facilidades en superficie, generando una base de datos para el pozo 4D con la cual se procede a realizar la simulación. Posteriormente, después de tener los resultados de la simulación del completamiento actual, se propusieron 4 escenarios de trabajo de workover donde cada uno consideraba un tipo de levantamiento artificial diferente, los cuales fueron: bombeo electrosumergible, bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas y finalmente gas lift; donde con cada uno de ellos se realizó la simulación respectiva para evaluar técnicamente el mejor. Finalmente, se realizó un análisis financiero mediante el uso de la relación costo-beneficio bajo el indicador valor presente neto (VPN), basado en los 4 escenarios propuestos de trabajo de workover, con el fin de evaluar cuál de estos trabajos resultaba financieramente más atractivo para la optimización de la producción en la empresa.

El objetivo general de este proyecto es:

Determinar el tipo de estimulación óptima por categoría de pozo mediante la realización de un análisis multivariable y la cuantificación de su impacto a través de análisis nodal en un Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales, operado por Hocol S.A.

Los objetivos específicos por cumplir son:

- Categorizar los pozos del campo de estudio por parámetros de yacimiento, producción y completamiento mediante un análisis multivariable.
- Identificar el daño de formación por cada categoría mediante una matriz.
- Determinar los posibles escenarios de estimulación óptimos para cada categoría, mediante análisis nodal y análisis multivariado.
- Validar los posibles escenarios de estimulación seleccionados, mediante el análisis nodal en un pozo prospecto a estimular en cada categoría.
- Evaluar económicamente la rentabilidad de la estimulación seleccionada para los pozos previamente validados, por medio del indicador financiero TIR y PayOut.

Durante el desarrollo del presente trabajo de grado se considera como hipótesis que, mediante el análisis nodal y el análisis multivariado desarrollado en los pozos de la Cuenca de los Llanos Orientales, es posible determinar el tipo de estimulación óptimo para diferentes categorías de pozos con características similares, que resulta en un beneficio en la producción de cada pozo, al igual que un beneficio económico para la empresa Hocol S.A.

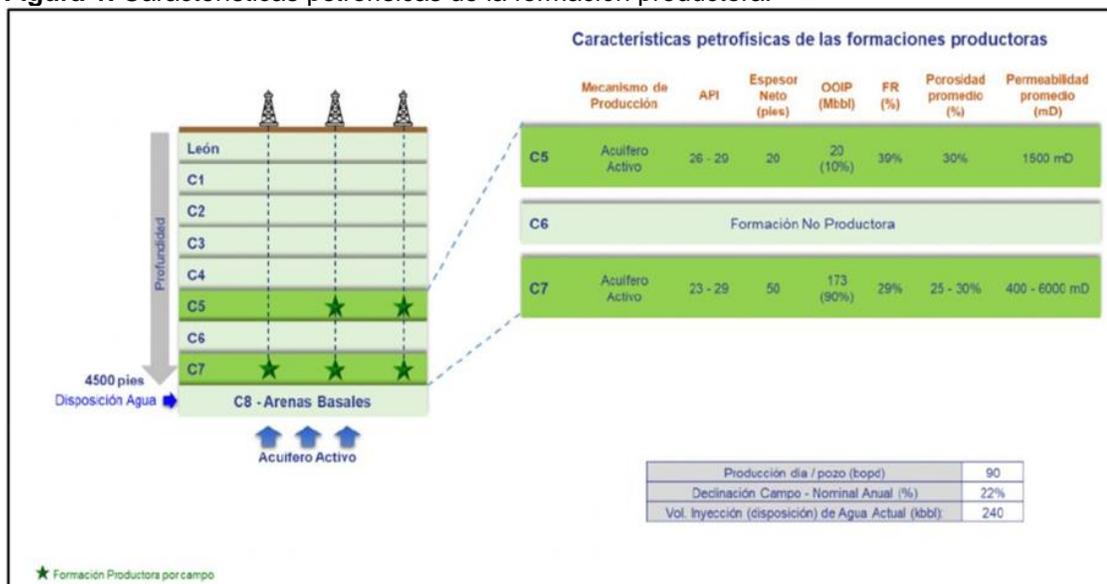
1. MARCO TEÓRICO

Para la realización de este proyecto de grado es indispensable tener conocimiento de conceptos básicos que se requerirán a lo largo de la ejecución de la investigación.

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Este campo operado actualmente por la compañía operadora Hocol S.A, se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales. Él cual fue descubierto en febrero del 2007, el primer pozo perforado produjo petróleo con un grado API de 23,6° proveniente de la formación Carbonera C7 y con una producción de agua menor al 0,2%. La temperatura y presión inicial de este yacimiento fueron de 167°F y 1640 psia respectivamente, la presión de burbuja del petróleo fue de 172 psia y el gas asociado fue de 20 scf/stb. Actualmente se ha producido un total de 5,33 millones de barriles de crudo de las formaciones Carbonera C5 para la cual se tiene un recobro al Np del 44,4% y para la cual se estima un OOIP de 12 MMSTOB. Por otro lado, en la formación Carbonera C7 se ha producido 49,74 millones de barriles de crudo, la cual cuenta con un recobro al Np del 26,1% y se estima un OOIP de 190 MMSTOB.

Figura 1. Características petrofísicas de la formación productora.



Fuente: Descripción de los yacimientos, Hocol S.A.

1.2 LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

La cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, una de las cuencas del ante país (Foreland), se encuentra el área del Bloque X con una extensión aproximada de 150 km del frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental, localizado en una zona terrestre donde el precámbrico se someriza gradualmente hacia el Oriente y de igual manera se lo traslapa y adelgaza el relleno de Meso sedimentario.

A pesar de dentro de la cuenca se encuentran como reservorios los intervalos arenosos de la Formación Carbonera (Terciario-Oligoceno), todos los posos que se encuentran perforados dentro del campo de estudio con objetivo a la extracción de los hidrocarburos en las Formaciones Carbonera C5, nivel intra carbonera C5 y formación Carbonera C7, la cual se encuentra ubicada hacia el tope de la unidad C7 de dicha formación. Para este campo el principal reservorio es de la Unidad de areniscas fluvioestuarinas C7 en la Formación Carbonera y el reservorio secundario está en el bloque Cabiona, unidad C5 de la formación Carbonera.

Figura 2. Mapa de la Cuenca de los Llanos Orientales.



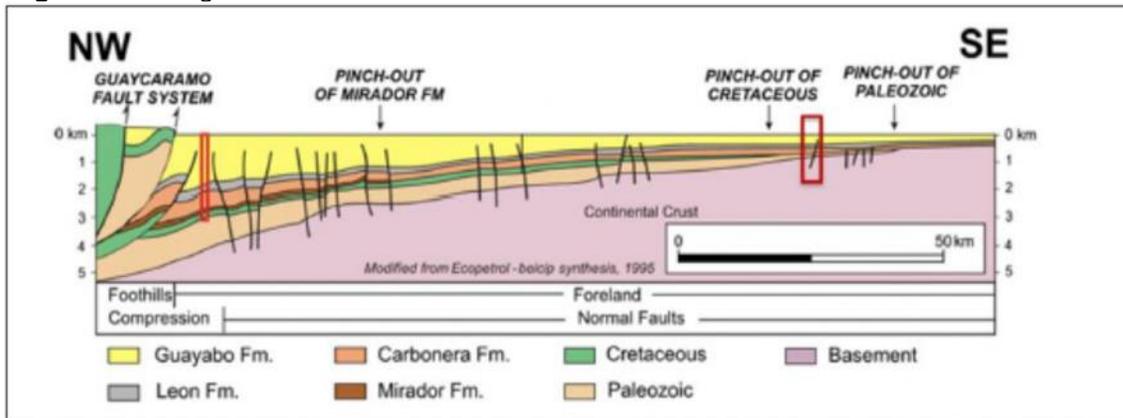
Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.com/>

1.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La estructura del campo en estudio, para la formación Carbonera C7, se trata de un monoclinall fallado en dirección de rumbo NE-SW asociado a las fallas, que son una serie de fallas normales antitéticas con buzamiento hacia el este. El cierre de la estructura está controlado gracias al buzamiento regional del bloque yacente y el contacto agua-petróleo.

La estructura del campo en estudio, para la formación Carbonera C5, se trata de una serie de canales depositados en un valle inciso que está orientado a NE-SW, paralelo al sistema de fallas normales que se encuentran en el área que conectan los niveles arenosos saturados de hidrocarburos y niveles arcillosos. Limitando al norte y al Oeste de la acumulación se encuentran cuerpos de arena y el contacto de agua-petróleo.

Figura 3. Geología estructural.



Fuente: Corte Regional Cuenca de los Llanos Orientales, Hocol S.A.

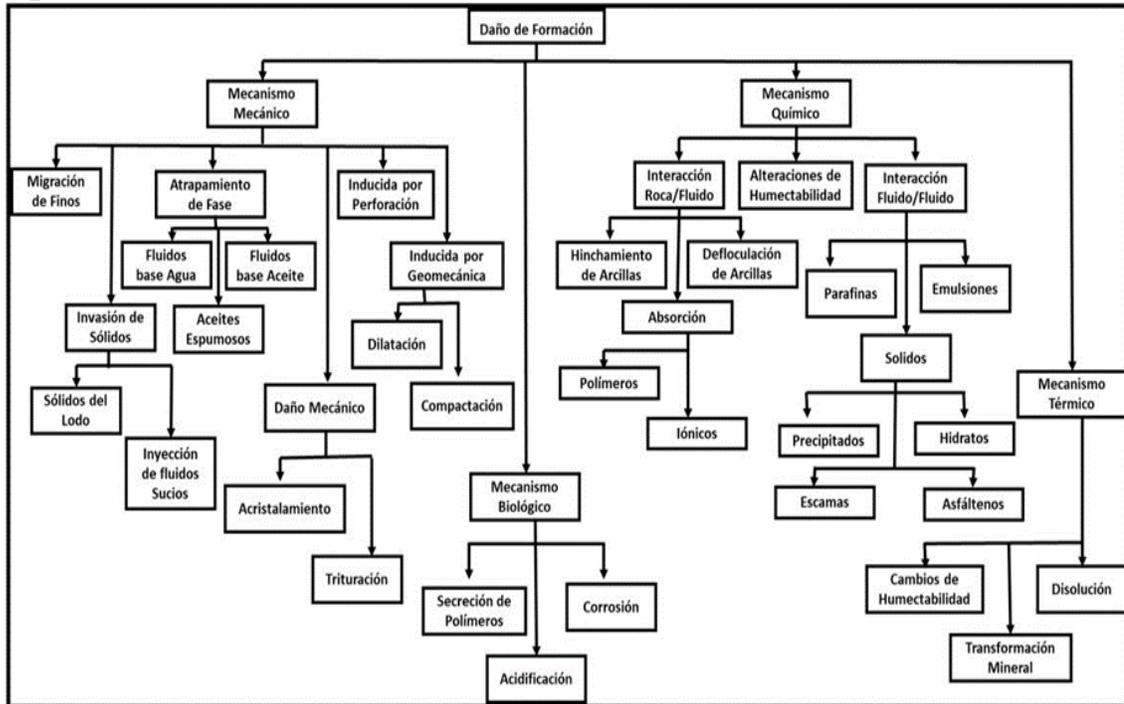
1.4 DAÑO DE FORMACIÓN

Este concepto con el tiempo ha sido objeto de estudio por parte de varios autores para su identificación y caracterización en los reservorios y se ha convertido en un factor importante a la hora de la explotación de hidrocarburos. Generalmente, se refiere a la restricción parcial o total del flujo de fluidos en las zonas aledañas a la cara del pozo, originando el efecto skin, que es la reducción de la permeabilidad sobre la matriz de la roca. Esta reducción afecta directamente la productividad del pozo generando pérdidas en la producción. El daño de formación puede ser de tipo natural, que se genera por la producción de fluidos del reservorio, o de tipo inducido generado por operaciones que se realizan al pozo tales como perforación, completamiento, workover, estimulación o

inyección. Se representa matemáticamente por un valor adimensional y se simboliza con la letra S que significa skin¹⁸.

1.4.1 Mecanismos de Daño de Formación. Bennion (1999) delimita los mecanismos de daño de formación común en el orden de importancia cómo se muestra en la **Figura 4**.

Figura 4. Clasificación de daños de formación.



Fuente: FARUK, CIVAN. Classification and order of the common formation damage mechanism reservoir formation damage. [Libro] university of Oklahoma. 14 dic 2002.

Basados en estudios de monitoreo geo-mecánico se identificaron que los mecanismos de daño más potenciales en este campo son canalización de agua, migración de finos, mojabilidad al aceite, depósito de orgánicos y depósito de inorgánicos. **Cuadro 1**.

¹⁸ RAMIREZ CHACON, Julián José, REYES PIRAJON, Santiago José. Lumieres. [en línea]. Febrero 19 del 2019. [Consultado 4, noviembre, 2019]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/7364>

Cuadro 1. Descripción de los Daños de Formación

Daño de formación	Descripción del diagnóstico	Mecanismo
Canalización de agua	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento repentino del corte de agua. • Ausencia total de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en la permeabilidad efectiva del petróleo, por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.
Migración de finos	<ul style="list-style-type: none"> • Muestras localizadas en el pozo y en los equipos de superficie. • Alto porcentaje de sedimentos en las muestras de los pozos. • Pozos completados en el Eoceno. • Formaciones con tamaño promedio de grano entre 2 µm - 40 µm. • Caracterización de arcillas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desprendimiento por incompatibilidad entre los fluidos invasores y las arcillas migrables de la formación. • Desprendimiento por fuerzas hidrodinámicas. • Transporte a través del medio poroso, taponando el cuello de los poros. • Hinchamiento de las arcillas por reacción con los fluidos invasores. • Formaciones poco o no consolidadas.
Mojabilidad al aceite	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos con alto corte de agua. • Frecuente en pozos perforados con lodos de emulsión inversa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la permeabilidad efectiva al petróleo por cambio de la humectabilidad de la formación.
Déposito de orgánicos	<ul style="list-style-type: none"> • Muestras localizadas en el pozo. • Obstrucción en la línea de flujo y/o en el pozo. • Muestras tomadas con guaya durante verificaciones de fondo. • Aumentos anormales en la RGP. 	<p><u>Natural:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Composición del crudo. • Caídas de T en el yacimiento y/o pozo (Precipitación de parafinas). • Caídas de presión en el yacimiento y/o pozo (Precipitación de asfáltenos). <p><u>Inducido:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Tratamientos inadecuados por el uso de fluidos incompatibles con los fluidos de formación (ocasiona cambios en el pH y en la tensión interfacial).
Déposito de inorgánicos	<ul style="list-style-type: none"> • Muestras localizadas en el pozo. • Precipitación de escamas en los equipos de superficie. • Taponamiento del reductor. • Taponamiento de intervalos cañoneados. • Análisis físico – químico del agua de formación (Índice de Stiff). 	<p><u>Natural:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Salida del gas en solución por efecto de la caída de presión, que al contacto con el agua y el CO₂ reacciona produciendo la precipitación de <p><u>Inducido:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Incompatibilidad entre los fluidos utilizados durante las actividades de Perforación, Cementación, Completamiento, RARC e Inyección y los fluidos de la formación. <p>Taponamiento por precipitación de agentes incrustantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Carbonato y sulfato de calcio. • Sulfato de bario. • Carbonato y sulfuro de hierro. • Oxido férrico. • Sulfato de estroncio.

Fuente: Elaboración propia: con base a “Confidencial”, PDVSA.

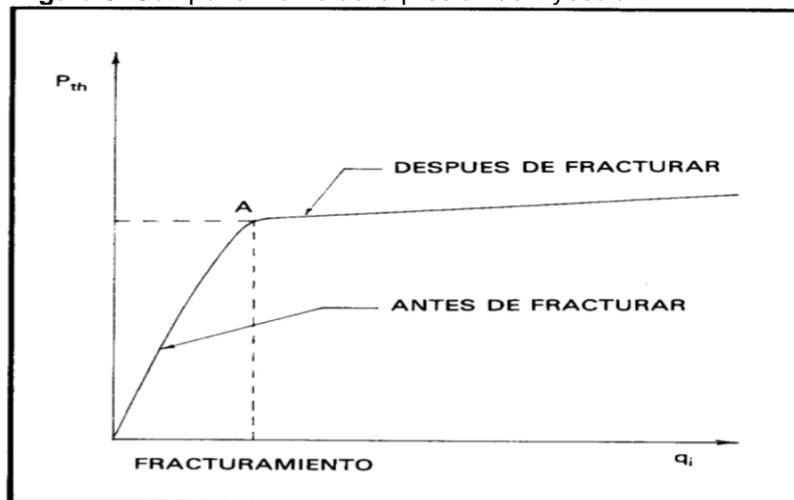
1.5 ESTIMULACIÓN

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas. Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre¹⁹.

1.5.1 Tipos de Estimulación. Dentro de los tipos de estimulación se encuentran los gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura que caracterizan la estimulación matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan la estimulación por fracturamiento.

1.5.1.1 Estimulación matricial. Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos y presiones abajo de los valores apreciados en el punto A²⁰. Tal como se muestra en la **Figura 5**.

Figura 5. Comportamiento de la presión de inyección.



Fuente: ISAIAS SILVA, CARLOS. Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo, durante una prueba de admisión a la formación [En línea] manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Feb 2012.

¹⁹ academia.edu. [En línea] 2008. [Citado el: 4 de noviembre de 2019.] https://www.academia.edu/16702097/06-ESTIMULACION_DE_POZOS

²⁰ISLAS SILVA, Carlos. Op.cit. p.25

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, debido al daño ocurrido durante la perforación y terminación del pozo. Es obvio que la condición de daño debe ser removida antes de que el pozo produzca a su potencial natural. Esta remoción es objeto principal de las estimulaciones matriciales consistiendo en la inyección de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación²¹. Dependiendo de la interacción de estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos.

1.5.1.1.1 Estimulación matricial no reactiva. La estimulación matricial no reactiva (o no ácida), es en la que los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, como aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc²².

1.5.1.1.2 Estimulación matricial reactiva. La estimulación matricial reactiva, es en la que los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación reactiva se utiliza no solo para remover el daño, sino también para estimular la producción natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo, en este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas²³.

1.5.1.2 Estimulación por fracturamiento. Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta. El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación que son: presiones de inyección en pozos, pérdidas de circulación y rompimiento de la formación. El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca. Existen tres tipos de

²¹Ibid. pág. 26.

²²Ibid.

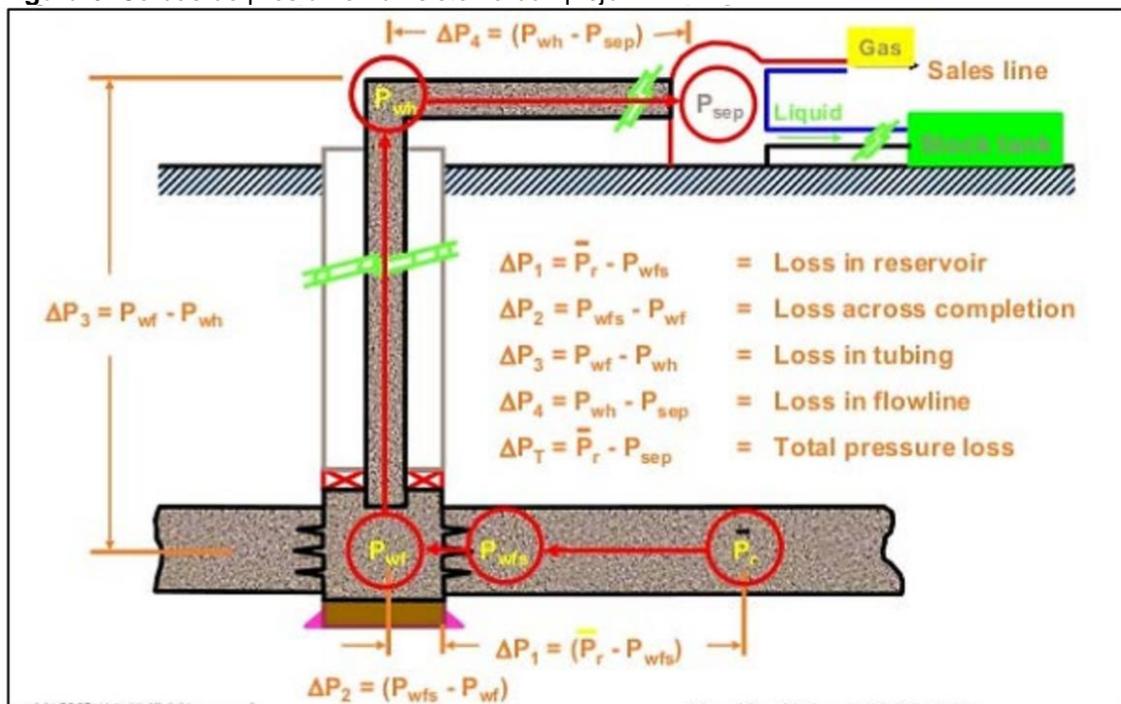
²³Ibid.

fracturamiento los cuales son: Fracturamiento hidráulico (Fracturamiento con Apuntalante), FRACPAC “Tip Screen-Out” y Fracturamiento ácido²⁴.

1.6 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal según Schlumberger, es una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción²⁵.

Figura 6. Caídas de presión en un sistema complejo.



Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estados Unidos, 1984. Pág. 3.

1.6.1 Componentes que intervienen en el análisis nodal²⁶. En función de la necesidad que se tiene de cada uno de los elementos que intervienen como

²⁴ GONZALEZ MAYA, Lilia Simona. Universidad Nacional Autónoma de México. [En línea] 2005. Consultado 4, noviembre, 2019. Disponible en: <http://132.248.9.34/pd2005/0600961/0600961.pdf>

²⁵ SCHLUMBERGER. Análisis nodal. 22, marzo, 2020. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal_analysis.aspx

²⁶ MARQUEZ, Gustavo. Análisis Nodal y Explotación de Petróleo. [En línea]. Pág. 11-12.

componentes de un sistema de producción definiremos la funcionalidad de los más importantes:

a. Separador: En el proceso de separación de petróleo y gas en campos petroleros, no existe un criterio único para establecer las condiciones más adecuadas de producción óptima de los equipos, pero el estudio está orientado a obtener ciertos objetivos puntuales que nos den condiciones de máxima eficiencia en el proceso de separación, obteniendo de esta manera:

- Alta eficiencia en el proceso de separación de gas-petróleo.
- Mayor incremento en los volúmenes de producción.
- Incremento en la recuperación de petróleo.
- Disminución de costos por compresión.
- Estabilización del RGP relación gas-petróleo.

b. Línea de flujo horizontal: Este componente es el que comunica la cabeza de pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción de los pozos.

c. El tratamiento del componente para flujo en la línea horizontal puede ser analizado usando las diversas ecuaciones y correlaciones presentadas por investigadores, que han estudiado la incidencia que puede tener este componente sobre el conjunto del sistema, en su interrelación apropiada de su dimensionamiento más adecuado y óptimo.

d. Choque superficial: Es el que controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción, en este componente se produce una presión diferencial que puede ser calculada con una de las ecuaciones para choques o estranguladores.

e. Cabeza de pozo: Es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal y de donde se toma el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo, siendo también un punto crítico que es tomado en cuenta para su análisis dentro del sistema.

f. Válvula de seguridad: Este componente es un elemento que se instala en la tubería vertical y que opera ante cualquier anomalía del flujo que puede ocurrir en el transcurso de la producción, siendo vital para la seguridad operativa y productiva del pozo.

g. Choque de fondo: Se procede a la bajada de este tipo de restricción de acuerdo con la necesidad que existe de elevar la presión y controlar la energía en el flujo de la línea vertical, como así también tener una presión de aporte y

elevación controlada, por lo que se va a producir una presión diferencial en la que también se tendrá una caída de presión que a su vez puede ser calculada.

h. Presión fluente: Esta es muy importante para el sistema ya que de ella depende toda la capacidad de la instalación que se desea conectar al reservorio a través del pozo y así producir todo el campo. Esta presión es medida en el fondo del pozo, tomada en su punto medio del nivel productor; su determinación se hace en forma directa usando herramientas de toma de presión, también se puede calcular utilizando ecuaciones o correlaciones.

i. Presión promedio del reservorio: Esta presión es evaluada respecto a un nivel de referencia, y es la presión a la cual se encuentran sometidos los cálculos de los fluidos del reservorio, siendo esta presión de gran interés para conocer el índice de productividad del pozo y así mismo nos permitirá conocer la capacidad de fluencia del reservorio hacia el pozo.

1.7 Distancias Euclidianas

Las medidas de distancia entre poblaciones y dentro de poblaciones, han sido ampliamente utilizadas en numerosos campos científicos: antropología, agricultura, biología, genética, economía, lingüística, psicología, sociología, etc.

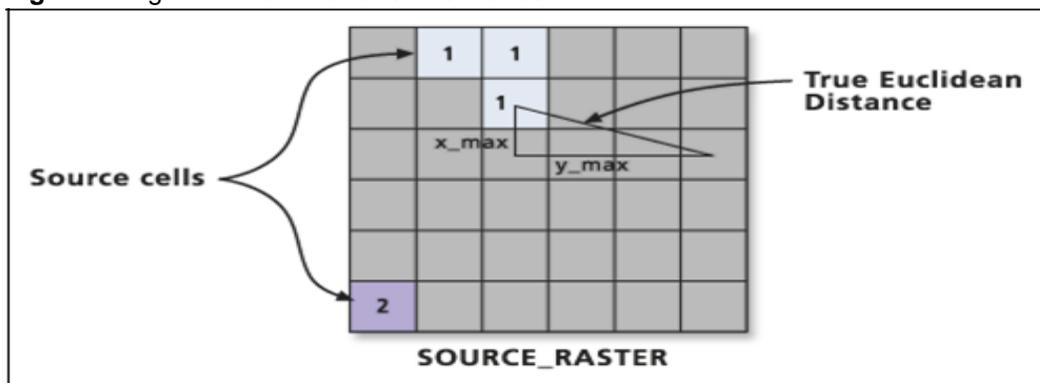
La noción de distancia euclidiana estadística junto con sus propiedades constituye una importante herramienta, tanto en la estadística matemática como en el análisis de datos. En el primer caso porque mediante una distancia se pueden construir contrastes de hipótesis, estudiar propiedades asintóticas de estimadores, comparar parámetros, etc. En el segundo caso, porque la distancia es un concepto muy intuitivo, que permite obtener representaciones geométricas, fáciles de entender, ofreciendo al investigador una importante ayuda para interpretar la estructura de los datos²⁷.

Dentro de las funcionalidades del algoritmo de distancia euclidiana se destaca su utilidad para determinar la similitud entre dos cosas o pares de datos. Partiendo de esto, puede utilizarse la similitud calculada a partir de este algoritmo como parte integral de sistemas de consulta de recomendación. Con ella podemos conseguir esquemas de datos que identifiquen elementos que tengan características similares, como una puntuación o una valoración para que el usuario de la información puede decidir. Las herramientas de distancia euclidiana describen la relación de cada celda con un origen o un conjunto de orígenes basándose en la distancia de la línea recta.

²⁷ CUADRAS, Carles M. Distancias Estadísticas. España, Universidad de Barcelona, Departament d'Estadística, 1989. ESTADÍSTICA ESPAÑOLA, Vol 30, Núm 119. p. 295-378.

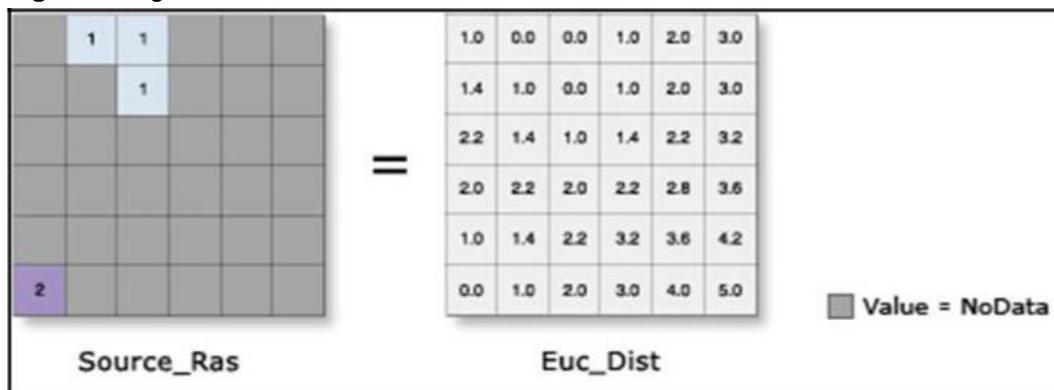
1.7.1 El Algoritmo de distancia euclidiana. La distancia euclidiana se calcula desde el centro de la celda de origen hasta el centro de cada una de las celdas circundantes. Conceptualmente, el algoritmo euclidiano funciona del siguiente modo: para cada celda, la distancia a cada celda de origen se determina al calcular la hipotenusa con x_{max} y y_{max} como los otros dos lados del triángulo, como se ve en la **Figura 7**. Este cálculo deriva la verdadera distancia euclidiana, en vez de la distancia de la celda²⁸. Se determina la distancia más corta a un origen, y si es menor que la distancia máxima especificada, el valor se asigna a la ubicación de la celda en el ráster de salida, representada en la **Figura 8**.

Figura 7. Algoritmo de Distancias Euclidianas



Fuente: ArcGIS. mapping and analytics pltaform. [en línea]. [Consultado 23, junio, 2020]. Disponible en: <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/understanding-euclidean-distance-analysis.htm>

Figura 8. Algoritmo de Distancias Euclidianas



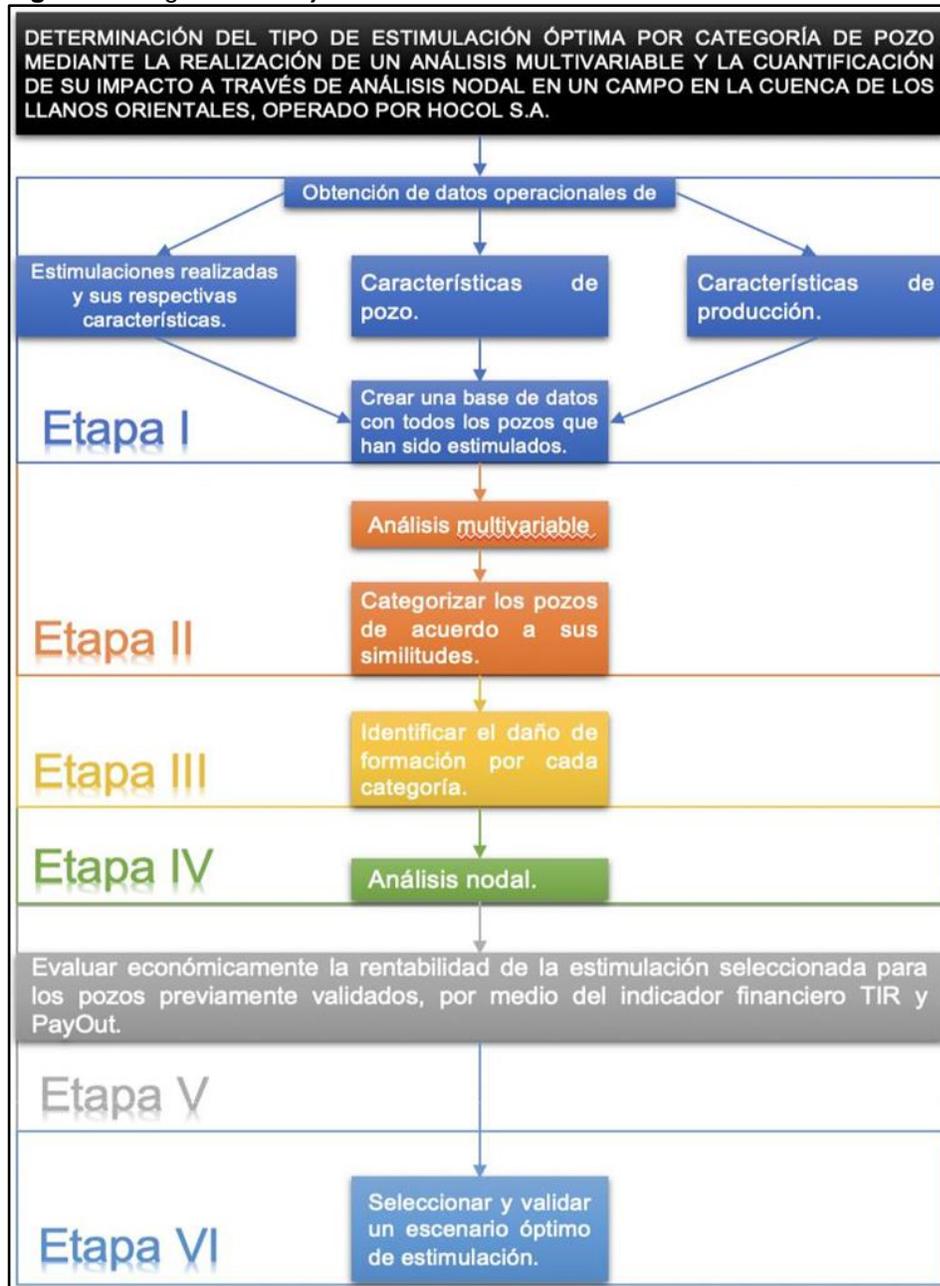
Fuente: ArcGIS. mapping and analytics pltaform. [en línea]. [Consultado 23, junio, 2020]. Disponible en: <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/euclidean-distance.htm>

²⁸ ArcGIS. mapping and analytics pltaform. [en línea]. [Consultado 23, junio, 2020]. Disponible en: <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/understanding-euclidean-distance-analysis.htm>

2. METODOLOGÍA Y DATOS

Durante el desarrollo de este capítulo, se plasmará la metodología que se va a utilizar en la realización del proyecto. La **Figura 9** muestra de manera esquemática la secuencia metodológica desarrollada para alcanzar los objetivos propuestos de este Trabajo de Grado. Posteriormente se hará una descripción detallada de cada una de las etapas.

Figura 9. Diagrama de flujo



Fuente: Elaboración propia.

2.1 BASE DE DATOS.

Primero, se construyó una base de datos de todos los pozos que fueron estimulados, desde el 2009 hasta el 2019. Esta base de datos contiene información sobre: nombre de pozo, fecha de estimulación, características de estimulaciones, características de pozo y características de producción. El objetivo de esta primera sección consiste en, organizar y reunir la información que servirá de insumo para desarrollar los objetivos planteados.

Para categorizar los pozos se analizaron parámetros de yacimiento, producción y completamiento, dichos parámetros se dividen en cualitativos, los cuales representan una cualidad del pozo, y cuantitativos los cuales expresan una característica del pozo como valor numérico.

2.1.1 Parámetros de Yacimiento. Los parámetros de yacimiento tienen una gran relevancia en el proceso de categorización de los pozos, en los cualitativos se encuentran la zona en el campo, la cual dará a conocer el comportamiento de la mineralogía, las características de los fluidos y el API del crudo; la geometría del pozo dará similitudes en la planeación direccional de los pozos; con la zona geológica se evidencia el intervalo abierto a producción, donde A, AB y B corresponden a Carbonera 7 (C7) y C5 corresponde a Carbonera 5. Por otro lado, en los cuantitativos se encuentra la distancia del contacto entre el agua y el aceite y el punto más bajo del pozo, ambos expresados en ft. La distancia al contacto se tendrá en cuenta de manera lateral como vertical puesto que es importante saber si la estimulación se hizo cercana al WOC.

Cuadro 2. Parámetros de Yacimiento

Parámetros de Yacimiento				
Cualitativos			Cuantitativos	
Zona en el Campo	Geometría del pozo	Zona Geológica	Distancia de Contacto	Punto más bajo del pozo
Norte	Desviado	A	La distancia que hay entre el contacto agua-aceite y el primer perforado.	Se tomará en TVDss, con el fin de ver la afectación en el historial de producción del pozo y posibles pérdidas o canalizaciones
Centro				
Someros	Vertical	B		
C5				
SW	Horizontal	AB		
SW_sur				
X		C5		

Fuente: Elaboración propia.

2.1.2 Parámetros de Completamiento. Los parámetros de completamiento tienen una gran relevancia en el proceso de categorización de los pozos, con estos datos se puede identificar similitudes en el completamiento de los pozos y dependiendo del tipo de completamiento este podría agudizar el daño de formación. La información es extraída del estado mecánico de cada pozo (Open Wells).

Cuadro 3. Parámetros de Completamiento

Parámetros de Completamiento		
Cualitativos		Cuantitativos
Tipo de completamiento		Pies completados en MD
Hueco Abierto	Empaquetamiento con grava	Área en la cara de la formación
	Empaquetamiento con grava ampliado	
Hueco Abierto		
Hueco revestido	Empaquetamiento con grava	

Fuente: Elaboración propia.

2.1.3 Parámetros de Producción. Los parámetros de producción son cuantitativos a excepción de las estimulaciones, tienen una gran relevancia en el proceso de categorización de los pozos, con estos datos se puede identificar similitudes en la vida productiva de los pozos.

Cuadro 4. Parámetros de Producción

Parámetros de Producción					
Cuantitativos					
Acumulado de producción hasta la fecha	Índice de productividad	Corte de agua	Flujos totales	Taza de aceite	Estimulaciones

Fuente: Elaboración propia.

Una vez reunida la información mencionada anteriormente, se procede a la creación de una base de datos con la información de los 51 pozos estimulados, así como se muestra en la **Tabla 1** (Parámetros de yacimiento y Completamiento), **Tabla 2** (Parámetros de producción antes de la estimulación), **Tabla 3** (Parámetros de producción posterior a la estimulación) **Tabla 4** (Características de estimulación), pozo por pozo estimulado:

Tabla 1. Parámetros de Yacimiento y Completamiento

IDENTIFICACIÓN		Características de Pozo						
Pozo ID	Fecha	Zona_Camp_DG	Z_Lowest (ft)	WOC_h (ft)	Zona	Completion	Tunel_MD (ft)	Navg_Pozo
1	30/09/2018	X	-3429.716	15.284	A	CHGP	12	Vert
2	18/06/2017	X	-3430.727	14.273	A	CHGP	11	Vert
3	1/10/2018	X	-3430.727	14.273	A	CHGP	11	Vert
4	2/10/2018	X	-3427.330	17.670	A	OHGP	7	Vert
5	13/10/2017	X	-3445.305	-0.305	AB	CHGP	4	Desv
6	20/11/2009	CENTRO	-3408.707	36.293	A	CHGP	11	Vert
7	2/05/2010	CENTRO	-3408.707	36.293	A	CHGP	11	Vert
8	2/09/2013	CENTRO	-3426.071	18.929	AB	OHGP	41	Desv
9	3/07/2013	CENTRO	-3421.546	23.454	AB	OHGP	58	Vert
10	12/05/2015	CENTRO	-3421.546	23.454	AB	OHGP	58	Vert
11	3/11/2009	SOMEROS	-3388.222	56.778	AB	OHGP	637	HRZTL
12	4/09/2013	C5	-3182.000	33.000	C5	CHGP	42	Desv
13	19/08/2015	C5	-3182.000	33.000	C5	CHGP	42	Desv
14	13/04/2010	SOMEROS	-3441.582	3.418	AB	OHGP_AMPL	68	Desv
15	4/08/2013	SOMEROS	-3441.582	3.418	AB	OHGP_AMPL	68	Desv
16	14/06/2017	SOMEROS	-3441.582	3.418	AB	OHGP_AMPL	68	Desv
18	18/09/2014	NORTE	-3428.045	16.955	B	OHGP_AMPL	23	Desv
19	5/12/2013	C5	-3191.000	24.000	C5	CHGP	16	Desv
20	17/10/2018	C5	-3191.000	24.000	C5	CHGP	16	Desv
21	15/08/2013	NORTE	-3428.762	16.238	AB	OHGP	27	Desv
22	24/04/2012	CENTRO	-3419.778	26.364	A	OHGP	962	HRZTL
23	28/08/2013	CENTRO	-3425.430	19.570	AB	OHGP	30.3	Desv
24	17/06/2017	CENTRO	-3437.113	7.887	A	CHGP	10	Vert
25	4/10/2018	CENTRO	-3437.113	7.887	A	CHGP	10	Vert
26	13/04/2018	SOMEROS	-3421.894	23.106	AB	OHGP_AMPL	49	Vert
27	15/06/2017	NORTE	-3427.371	17.629	AB	OHGP_AMPL	38	Desv
28	22/04/2018	NORTE	-3423.000	16.000	A	WINDW	15	Desv
29	17/04/2018	CENTRO	-3420.289	24.711	AB	CHGP	11	Vert
30	28/08/2017	SOMEROS	-3373.000	20.000	A	WINDW	15	Desv
31	19/06/2017	C5	-3192.000	8.000	C5	CHGP	4	Desv
32	10/10/2018	C5	-3192.000	8.000	C5	CHGP	4	Desv
33	29/08/2017	CENTRO	-3419.000	19.000	AB	WINDW	18	Desv
34	12/06/2016	CENTRO	-3436.865	8.135	AB	CHGP	28	Desv
35	20/08/2016	CENTRO	-3436.865	8.135	AB	CHGP	28	Desv
36	17/04/2018	NORTE	-3424.300	16.700	AB	WINDW	30	Desv
37	12/10/2018	NORTE	-3434.000	14.000	A	WINDW	14	Desv
38	15/10/2018	NORTE	-3433.000	15.000	A	WINDW	5	Desv
39	19/10/2018	NORTE	-3423.000	22.000	A	WINDW	16	Desv
40	17/04/2018	CENTRO	-3424.300	16.700	AB	WINDW	30	Desv
41	21/08/2016	CENTRO	-3428.700	16.303	AB	CHGP	25	Desv
42	12/09/2009	SW	-3401.933	43.067	AB	CHGP	20	Vert
43	21/05/2010	SW	-3401.933	43.067	AB	CHGP	20	Vert
44	10/05/2015	SW	-3401.933	43.067	AB	CHGP	20	Vert
45	22/09/2009	SW	-3427.358	17.642	AB	OHGP_AMPL	38	Vert
46	20/04/2018	SW	-3434.166	10.834	AB	OHGP_AMPL	27	Desv
47	20/04/2018	SW	-3437.245	7.755	A	CHGP	10	Desv
48	6/05/2015	SW	-3425.348	19.652	A	CHGP	7	Vert
49	23/08/2016	SW	-3425.348	19.652	A	CHGP	7	Vert
50	22/10/2018	SW	-3425.348	19.652	A	CHGP	7	Vert
51	26/09/2018	SW_sur	-3433.571	11.429	A	CHGP	7	Vert

Fuente: Elaboración propia.

Para los parámetros de producción, la empresa Hocol S.A compartió un archivo Excel en donde se encuentra el histórico de producción de cada pozo estimulado. Con base al archivo, se identifica la fecha en la cual se realizó la estimulación,

Una vez en este punto se calcularon los valores promedios y las pendientes de caudal de fluido (Qf), índice productividad (IP), porcentaje de agua y sedimentos (%BSW), presión de fondo fluyente (Pwf) dos meses antes y dos meses después de dicho tratamiento. **Tabla 2.**

Tabla 2. Parámetros de Producción antes de la estimulación.

IDENTIFICACIÓN		Características de Producción									
		ANTES									
		Qf (BOPD)		Qo (BOPD)		Bsw (%)		Pwf (psi)		IP	
ID	Fecha	Qf_Prom_A	Qf_Pend_A	Qo_Prom_A	Qo_Pend_A	Bsw_Prom_A	Bsw_Pend_A	Pwf_Prom_A	Pwf_Pend_A	IP_Prom_A	IP_Pend_A
1	30/09/2018	1148.909	-0.397	71.788	-0.188	93.755	0.014	627.273	0.114	1.135	0.000
2	18/06/2017	1122.421	-1.157	25.096	0.040	97.158	-0.003	502.579	-0.178	0.988	-0.001
3	1/10/2018	708.933	-1.143	14.901	0.035	98.071	-0.001	945.867	-0.132	1.021	-0.001
4	2/10/2018	930.667	-0.037	52.053	0.030	94.411	-0.003	770.111	0.091	1.069	0.000
5	13/10/2017	137.500	-0.259	28.267	-0.013	78.500	-0.015	526.333	1.546	0.123	0.000
6	20/11/2009	450.864	-1.142	297.386	-0.739	34.023	-0.001	672.705	1.251	0.467	-0.001
7	2/05/2010	442.096	-0.957	282.856	-0.750	35.301	0.031	693.288	-0.321	0.467	-0.001
8	2/09/2013	1937.167	16.235	51.194	0.843	97.083	-0.034	352.500	-11.216	1.498	0.000
9	3/07/2013	661.684	-0.588	28.653	0.924	95.211	-0.155	413.368	-14.794	0.546	-0.007
10	12/05/2015	594.176	2.020	30.172	-0.127	94.353	0.033	349.118	4.276	0.468	0.003
11	3/11/2009	1094.226	-1.053	727.051	-0.868	33.453	0.010	315.758	-0.627	0.827	-0.001
12	4/09/2013	1651.667	-0.008	307.882	-0.469	80.667	0.021	294.500	-0.049	1.337	0.000
13	19/08/2015	1724.400	1.825	198.932	0.064	88.000	0.000	350.300	-0.663	1.460	0.001
14	13/04/2010	809.920	-2.215	236.226	-1.027	70.020	0.046	384.940	-0.822	0.647	-0.002
15	4/08/2013	924.000	924.000	86.000	-0.024	90.000	0.000	458.667	-1.112	0.783	-0.002
16	14/06/2017	2344.500	0.700	79.954	-0.027	96.167	0.002	951.889	0.049	3.411	0.001
18	18/09/2014	614.923	-0.417	31.297	-0.193	94.385	0.029	611.543	3.731	0.617	0.002
19	5/12/2013	893.154	30.398	105.115	2.859	87.385	0.059	1050.308	-0.913	1.846	0.060
20	17/10/2018	397.650	0.854	14.237	-0.014	96.415	0.011	504.150	-0.147	0.386	0.001
21	15/08/2013	195.333	0.322	24.500	-0.148	86.333	0.104	619.000	0.222	0.190	0.000
22	24/04/2012	1234.154	-3.256	456.075	-1.346	62.462	0.008	1294.615	0.156	3.623	-0.008
23	28/08/2013	826.912	-1.490	174.532	0.281	78.000	-0.081	543.706	-1.699	0.787	-0.003
24	17/06/2017	268.250	-1.426	10.293	-0.080	95.438	0.009	854.563	-0.334	0.343	-0.002
25	4/10/2018	840.600	-0.921	25.608	0.033	96.950	-0.007	1076.700	0.052	1.493	-0.001
26	13/04/2018	3753.474	0.556	53.714	-0.145	98.568	0.004	1398.737	0.112	15.558	0.009
27	15/06/2017	477.955	0.018	27.733	-0.095	93.455	0.029	341.182	0.011	0.369	0.000
28	22/04/2018	232.740	0.082	51.864	-0.237	77.646	0.112	966.520	-0.554	0.346	0.000
29	17/04/2018	308.429	-1.624	53.713	-0.361	82.762	0.028	795.714	0.581	0.365	-0.002
30	28/08/2017	376.164	-0.925	75.478	-0.279	79.236	0.030	616.673	-0.960	0.369	-0.001
31	19/06/2017	191.417	1.508	37.995	0.110	78.833	0.127	311.333	-0.056	0.158	0.001
32	10/10/2018	161.133	-0.034	45.902	-0.173	71.513	0.100	357.333	0.012	0.137	0.000
33	29/08/2017	217.640	-1.174	94.192	-0.829	57.120	0.151	933.880	-0.946	0.311	-0.002
34	12/06/2016	161.500	1.844	48.741	0.478	69.063	0.053	788.625	0.187	0.189	0.002
35	20/08/2016	390.719	-0.467	83.130	-0.272	78.281	0.037	744.344	-0.005	0.437	-0.001
36	17/04/2018	264.118	0.289	108.732	0.478	58.500	-0.116	997.882	-0.056	0.411	0.000
37	12/10/2018	636.533	1.617	87.315	0.132	86.260	0.014	1526.733	-0.040	5.619	0.013
38	15/10/2018	449.938	0.686	62.798	-0.163	86.019	0.057	1300.188	0.107	1.329	0.002
39	19/10/2018	519.222	0.066	97.638	-0.213	81.194	0.043	1443.444	-0.012	2.642	0.000
40	17/04/2018	264.118	0.289	108.732	0.478	58.500	-0.116	997.882	-0.056	0.411	0.000
41	21/08/2016	468.063	0.633	51.718	-0.152	88.250	0.048	441.188	0.184	0.391	0.001
42	12/09/2009	632.892	-5.967	394.338	-3.981	37.646	0.028	471.108	-0.706	0.542	-0.005
43	21/05/2010	680.609	-0.347	430.513	-0.269	35.875	0.008	572.031	-0.034	0.637	0.000
44	10/05/2015	749.348	0.129	208.410	-0.483	71.609	0.075	589.826	0.774	0.714	0.001
45	22/09/2009	1142.377	4.978	555.133	0.505	50.925	0.157	854.642	-2.104	1.450	0.002
46	20/04/2018	1936.000	-0.044	27.761	0.080	98.567	-0.004	1258.533	0.069	5.081	0.001
47	20/04/2018	266.882	1.548	22.754	0.156	91.506	-0.008	737.118	0.062	0.296	0.002
48	6/05/2015	474.222	-0.312	180.679	0.080	61.389	-0.038	1280.333	-1.060	1.319	-0.004
49	23/08/2016	400.000	0.112	119.789	-0.298	69.538	0.088	1096.231	-0.040	0.735	0.000
50	22/10/2018	1010.500	1.157	103.934	0.104	89.714	0.002	821.357	-0.459	1.235	0.001
51	26/09/2018	1172.643	-0.649	13.596	-0.014	98.843	0.001	1339.714	-0.071	3.904	-0.003

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Parámetros de producción posterior a la estimulación

IDENTIFICACIÓN		Características de Producción									
		DESPUES									
		Qf (BOPD)		Qo (BOPD)		Bsw (%)		Pwf (psi)		IP	
ID	Fecha	Qf_Prom_D	Qf_Pend_D	Qo_Prom_D	Qo_Pend_D	Bsw_Prom_D	Bsw_Pend_D	Pwf_Prom_D	Pwf_Pend_D	IP_Prom_D	IP_Pend_D
1	30/09/2018	1341.889	21.156	76.866	1.155	94.048	0.021	1265.370	-8.527	3.803	-0.028
2	18/06/2017	529.135	9.213	26.260	-0.553	92.811	0.273	1102.054	-4.165	0.958	0.010
3	1/10/2018	916.167	8.045	26.958	-0.055	97.590	-0.004	1542.583	-0.582	9.500	0.032
4	2/10/2018	674.833	6.757	44.135	-0.129	91.925	0.170	910.750	-8.301	0.918	-0.001
5	13/10/2017	479.563	1.768	7.973	0.048	98.375	-0.033	1302.681	-3.392	1.467	-0.011
6	20/11/2009	479.120	0.611	312.875	0.320	33.940	0.015	751.460	-3.229	0.542	-0.001
7	2/05/2010	351.808	0.882	217.950	0.370	37.256	0.050	952.731	-2.103	0.512	0.000
8	2/09/2013	1918.467	-1.381	69.767	0.100	96.067	-0.004	525.733	-3.386	1.735	-0.007
9	3/07/2013	967.313	-6.511	66.199	-0.200	92.563	-0.032	347.188	-4.501	0.793	-0.009
10	12/05/2015	1179.429	-17.108	45.443	0.110	94.962	-0.073	838.018	-8.032	1.555	-0.049
11	3/11/2009	1041.672	3.296	551.876	0.801	46.614	0.129	747.412	-12.169	1.202	-0.013
12	4/09/2013	1662.385	-0.008	335.489	-0.554	79.154	0.032	331.154	-0.933	1.387	-0.001
13	19/08/2015	1281.619	0.312	118.632	0.307	90.333	-0.018	476.905	-2.749	1.219	-0.003
14	13/04/2010	1214.929	0.557	308.373	0.200	73.905	-0.007	1094.452	-6.136	2.383	-0.026
15	4/08/2013	2746.875	7.251	92.625	0.559	96.250	-0.006	1223.000	-1.725	6.589	-0.008
16	14/06/2017	1208.200	8.303	36.410	0.083	96.429	0.021	848.829	-1.242	1.525	0.008
18	18/09/2014	696.529	5.166	17.882	0.238	97.059	-0.014	1135.981	-7.139	1.505	-0.011
19	5/12/2013	968.056	-2.705	117.493	-0.821	87.000	0.050	958.944	-1.114	1.696	-0.008
20	17/10/2018	330.208	-0.563	17.544	-0.267	94.396	0.090	584.208	-9.034	0.372	-0.004
21	15/08/2013	383.043	-3.542	62.112	-1.007	83.522	0.117	387.217	-3.953	0.310	-0.004
22	24/04/2012	1501.286	7.054	492.029	2.950	66.952	-0.047	1295.810	-0.984	4.350	0.008
23	28/08/2013	873.636	-1.168	179.035	-0.371	78.909	0.009	393.000	-1.083	0.703	-0.002
24	17/06/2017	843.750	14.742	22.311	0.032	95.969	0.085	1331.313	-4.169	2.658	0.014
25	4/10/2018	995.600	1.140	26.821	-0.013	97.305	0.005	1198.800	-3.686	2.332	-0.017
26	13/04/2018	3789.487	23.289	42.375	0.118	98.828	0.007	1463.615	-0.221	21.322	0.112
27	15/06/2017	426.410	0.431	34.662	-0.340	91.256	0.095	582.179	-6.580	0.406	-0.002
28	22/04/2018	126.850	-0.343	77.868	-0.119	38.355	-0.055	935.300	-0.045	0.180	-0.001
29	17/04/2018	405.655	0.292	28.034	0.036	92.945	0.004	835.103	-0.932	0.502	0.000
30	28/08/2017	185.800	-1.576	87.921	-0.275	50.600	-0.216	587.920	-0.377	0.177	-0.002
31	19/06/2017	222.609	0.279	65.603	-0.051	69.696	0.049	339.261	-0.428	0.187	0.000
32	10/10/2018	180.240	-0.521	60.452	-0.214	66.466	0.025	365.200	-0.123	0.155	0.000
33	29/08/2017	148.176	-0.626	54.090	0.188	62.588	-0.275	998.353	-0.479	0.233	-0.001
34	12/06/2016	412.156	-0.862	100.477	-1.009	75.333	0.210	825.356	-6.562	0.521	-0.006
35	20/08/2016	345.600	-2.667	87.293	-2.405	74.200	0.505	1005.200	-6.145	0.553	-0.009
36	17/04/2018	364.500	0.849	121.009	0.709	66.700	-0.104	1025.500	-0.357	0.593	0.001
37	12/10/2018	742.409	5.281	102.359	-0.012	85.091	0.157	1512.364	-0.602	5.756	0.017
38	15/10/2018	493.692	0.086	52.775	-0.208	89.215	0.049	1317.538	-0.542	1.532	-0.002
39	19/10/2018	526.933	-0.462	89.405	-0.250	83.040	0.033	1460.867	-0.345	2.943	-0.008
40	17/04/2018	364.500	0.849	121.009	0.709	66.700	-0.104	1025.500	-0.357	0.593	0.001
41	21/08/2016	606.667	0.685	33.943	-0.582	93.667	0.107	660.000	-2.010	0.620	-0.001
42	12/09/2009	862.043	-3.285	573.713	-1.369	33.203	-0.083	730.710	-4.573	0.968	-0.009
43	21/05/2010	553.122	1.065	335.867	0.612	38.531	0.004	1003.735	-7.313	0.914	-0.009
44	10/05/2015	1110.800	8.087	199.061	0.921	81.440	0.050	1207.040	-4.045	2.594	-0.006
45	22/09/2009	1445.877	-3.451	559.836	-0.667	61.215	-0.043	823.708	-6.410	1.861	-0.023
46	20/04/2018	1476.217	3.949	21.202	0.085	98.565	-0.002	1185.174	-2.460	3.261	-0.009
47	20/04/2018	1405.333	-8.362	25.754	-0.062	98.153	-0.008	923.267	-2.518	1.985	-0.019
48	6/05/2015	544.043	-2.221	187.672	-1.378	64.913	0.120	1235.304	-2.692	1.375	-0.014
49	23/08/2016	1236.750	-0.843	294.011	-0.940	75.750	0.061	858.700	-0.171	1.583	-0.001
50	22/10/2018	958.409	-0.240	95.643	-0.442	90.114	0.038	929.409	-5.731	1.223	-0.005
51	26/09/2018	1295.455	4.999	15.085	-0.026	98.827	0.007	1461.455	-0.702	7.253	0.000

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Parámetros de Producción 2.

IDENTIFICACIÓN		Características de Producción									
ID	Fecha	delta ip	delta bsw	delta o	delta de wor	DELTA DE PWF	BARRILES DE FLUIDOS PRODUCIDOS DE MAS	BARRILES CORRECCION	Potencial	Resultado (grupo)	
3	1/10/2018	8.479	-0.481	12.057	-13.591	596.717	5668.808	136.618	148.675	1	
6	20/11/2009	0.075	-0.083	15.488	0.015	78.755	42.654	28.177	43.665	1	
8	2/09/2013	0.237	-1.017	18.573	-10.341	173.233	300.618	11.824	30.397	1	
9	3/07/2013	0.247	-2.648	37.546	-8.481	-66.181	-52.490	-3.904	33.642	1	
12	4/09/2013	0.050	-1.513	27.608	-0.410	36.654	50.836	10.597	38.205	1	
21	15/08/2013	0.120	-2.812	37.612	-1.806	-231.783	-71.853	-11.840	25.772	1	
27	15/06/2017	0.038	-2.198	6.929	-4.932	240.998	97.882	8.558	15.488	1	
31	19/06/2017	0.029	-9.138	27.608	-1.645	27.928	5.209	1.579	29.187	1	
32	10/10/2018	0.018	-5.047	14.550	-0.529	7.867	1.221	0.409	14.960	1	
35	20/08/2016	0.116	-4.081	4.163	-0.741	260.856	144.167	37.195	41.358	1	
37	12/10/2018	0.137	-1.169	15.044	-0.037	-14.370	-82.711	-12.331	2.713	1	
42	12/09/2009	0.426	-4.443	179.374	-0.102	259.602	251.250	167.828	347.202	1	
51	26/09/2018	3.348	-0.016	1.488	-0.367	121.740	882.949	10.355	11.843	1	
1	30/09/2018	2.668	0.294	5.078	1.453	638.098	2426.898	144.445	149.523	2	
7	2/05/2010	0.045	1.955	-64.906	0.051	259.443	132.848	83.354	18.447	2	
10	12/05/2015	1.087	0.609	15.271	6.261	488.900	760.396	38.312	53.583	2	
14	13/04/2010	1.736	3.885	72.147	0.511	709.512	1691.005	441.272	513.419	2	
15	4/08/2013	5.805	6.250	6.625	18.912	764.333	5036.001	188.850	195.475	2	
18	18/09/2014	0.888	2.674	-13.415	19.304	524.437	789.321	23.215	9.800	2	
22	24/04/2012	0.727	4.491	35.954	0.345	1.194	5.195	1.717	37.671	2	
24	17/06/2017	2.315	0.531	12.018	11.757	476.750	1267.112	51.080	63.098	2	
25	4/10/2018	0.839	0.355	1.213	4.294	122.100	284.737	7.674	8.887	2	
26	13/04/2018	5.764	0.260	-11.340	19.550	64.879	1383.344	16.210	4.870	2	
34	12/06/2016	0.332	6.271	51.736	0.789	36.731	19.149	4.723	56.460	2	
36	27/09/2019	0.182	8.200	12.276	0.583	27.618	16.373	5.452	17.729	2	
39	19/10/2018	0.301	1.846	-8.233	0.576	17.422	51.279	8.697	0.464	2	
40	17/04/2018	0.182	8.200	12.276	0.583	27.618	16.373	5.452	17.729	2	
43	21/05/2010	0.277	2.656	-94.646	0.066	431.703	394.788	242.674	148.028	2	
44	10/05/2015	1.880	9.831	-9.349	1.985	617.214	1601.053	297.155	287.806	2	
47	20/04/2018	1.689	6.647	3.000	42.838	186.149	369.568	6.825	9.825	2	
49	23/08/2016	0.848	6.212	174.221	0.867	-237.531	-376.011	-91.183	83.039	2	
2	18/06/2017	-0.030	-4.347	1.164	-24.575	599.475	574.038	41.269	42.432	3	
4	2/10/2018	-0.151	-2.486	-7.918	-2.589	140.639	129.095	10.424	2.506	3	
20	17/10/2018	-0.014	-2.019	3.308	-9.110	80.058	29.755	1.668	4.975	3	
28	22/04/2018	-0.166	-39.291	26.004	-2.858	-31.220	-5.612	-3.459	22.545	3	
30	28/08/2017	-0.192	-28.636	12.443	-2.870	-28.753	-5.083	-2.511	9.932	3	
50	22/10/2018	-0.012	0.400	-8.291	0.298	108.052	132.161	13.065	4.774	3	
19	5/12/2013	-0.150	-0.385	12.379	-0.258	-91.363	-154.986	-20.148	-7.769	4	
46	20/04/2018	-1.820	-0.001	-6.559	-0.112	-73.359	-239.216	-3.432	-9.991	4	
5	13/10/2017	1.343	19.875	-20.294	55.288	776.348	1138.739	18.505	-1.790	5	
11	3/11/2009	0.375	13.161	-175.175	0.382	431.654	518.714	276.920	101.745	5	
29	17/04/2018	0.137	10.183	-25.678	8.728	39.389	19.776	1.395	-24.283	5	
38	15/10/2018	0.203	3.197	-10.023	2.190	17.351	26.587	2.867	-7.156	5	
41	21/08/2016	0.229	5.417	-17.775	8.823	218.813	135.573	8.586	-9.189	5	
45	22/09/2009	0.411	10.291	4.703	0.525	-30.934	-57.580	-22.332	-17.629	5	
48	6/05/2015	0.056	3.524	6.993	0.274	-45.029	-61.925	-21.727	-14.735	5	
13	19/08/2015	-0.241	2.333	-80.300	2.135	126.605	154.277	14.913	-65.386	6	
16	14/06/2017	-1.886	0.262	-43.544	3.860	-103.060	-157.123	-5.612	-49.156	6	
23	28/08/2013	-0.084	0.909	4.502	0.142	-150.706	-105.905	-22.336	-17.834	6	
33	29/08/2017	-0.078	5.468	-40.102	0.429	64.473	15.018	5.619	-34.483	6	

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados (grupo) se tendrán en cuenta para realizar el respectivo análisis multivariable del comportamiento de los parámetros de producción.

Posteriormente, se procede a realizar una base de datos para las estimulaciones implementadas a través de los años en los pozos, con el fin de identificar tanto los productos que componen el tren de fluidos, como la cantidad utilizada en los tratamientos. Dicha información es obtenida de Open Wells. **Tabla 5.**

Tabla 5. Características de Estimulación

IDENTIFICACIÓN			Características estimulaciones (bls)								
Pozo ID	Fecha	Código	Organico	Inorganico	AFA	AF	AFA2	IO	EF	CI	BLS PIES
1	30/09/2018	AFA_AF_EF	0	0	13	33	0	0	78	0	10
2	18/06/2017	O_CI	50	0	0	0	0	0	0	506	51
3	1/10/2018	AFA_AF_EF	0	0	13	23	0	0	32	0	6
4	2/10/2018	O_CI	16	0	0	0	0	0	0	132	21
5	13/10/2017	O_CI_EF	28	0	0	0	0	0	152	30	53
6	20/11/2009	O_AFA_AF_IO	18	0	18	35	14	140	0	0	21
7	2/05/2010	O_AFA_AF_IO	35	0	35	30	25	36	0	0	15
8	2/09/2013	O_AFA	48	0	168	0	0	0	0	0	5
9	3/07/2013	O_AFA_AF_EF	40	0	10	28	10	0	15	0	2
10	12/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO_EF	38	38	38	84	38	38	38	0	5
11	3/11/2009	O_AFA_AF_IO	109	0	109	66	66	238	0	0	1
12	4/09/2013	O_AFA_AF_EF	40	0	10	28	10	15	0	0	2
13	19/08/2015	O	68	0	0	0	0	0	0	0	2
14	13/04/2010	O_AFA_AF	102	0	25	67	14	0	0	0	3
15	4/08/2013	CI	0	0	0	0	0	0	0	200	3
16	14/06/2017	O_CI	40	0	0	0	0	0	0	434	7
18	18/09/2014	O_IN_AFA_AF_IO_EF	23	65	23	23	6	23	23	0	8
19	5/12/2013	O_AFA_AF_IO_EF	20	0	10	5	5	28	28	0	6
20	17/10/2018	O_CI	64	0	0	0	0	0	0	148	13
21	15/08/2013	O	30	0	0	0	0	0	0	0	1
22	24/04/2012	O_AFA_AF_IO_EF	62	0	62	62	88	80	80	0	0
23	28/08/2013	O	38	0	0	0	0	0	0	0	1
24	17/06/2017	O_CI	30	0	0	0	0	0	0	466	50
25	4/10/2018	AFA_AF_EF	0	0	12	15	0	0	35	0	6
26	13/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	250	5
27	15/06/2017	O_CI	40	0	0	0	0	0	0	562	16
28	22/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	250	17
29	17/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	250	23
30	28/08/2017	O_CI	26	0	0	0	0	0	0	250	18
31	19/06/2017	O_AF_EF_CI	75	0	0	47	0	0	74	180	94
32	10/10/2018	O_AFA_AF_EF_CI	50	0	26	47	0	0	73	250	112
33	29/08/2017	O_CI	40	0	0	0	0	0	0	114	9
34	12/06/2016	CI_EF	0	0	0	0	0	0	100	500	21
35	20/08/2016	CI_EF	0	0	0	0	0	0	100	464	20
36	17/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	232	8
37	12/10/2018	O_CI	36	0	0	0	0	0	0	253	21
38	15/10/2018	O_CI	16	0	0	0	0	0	0	198	43
39	19/10/2018	O_CI	22	0	0	0	0	0	0	231	16
40	17/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	232	8
41	21/08/2016	CI_EF	0	0	0	0	0	0	66	300	15
42	12/09/2009	O_AFA_AF_IO	31	0	32	28	18	100	0	0	10
43	21/05/2010	O_AFA_AF	31	0	31	31	24	0	0	0	6
44	10/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO_EF	84	84	84	84	84	84	84	0	29
45	22/09/2009	O_AFA_AF_IO	60	0	60	45	45	160	0	0	10
46	20/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	250	9
47	20/04/2018	CI	0	0	0	0	0	0	0	250	25
48	6/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO	16	35	15	15	15	16	0	0	16
49	23/08/2016	CI_EF	0	0	0	0	0	0	61	200	37
50	22/10/2018	O_CI	18	0	0	0	0	0	0	231	36
51	26/09/2018	O_CI	13	0	0	0	0	0	0	241	36

Fuente: Elaboración propia.

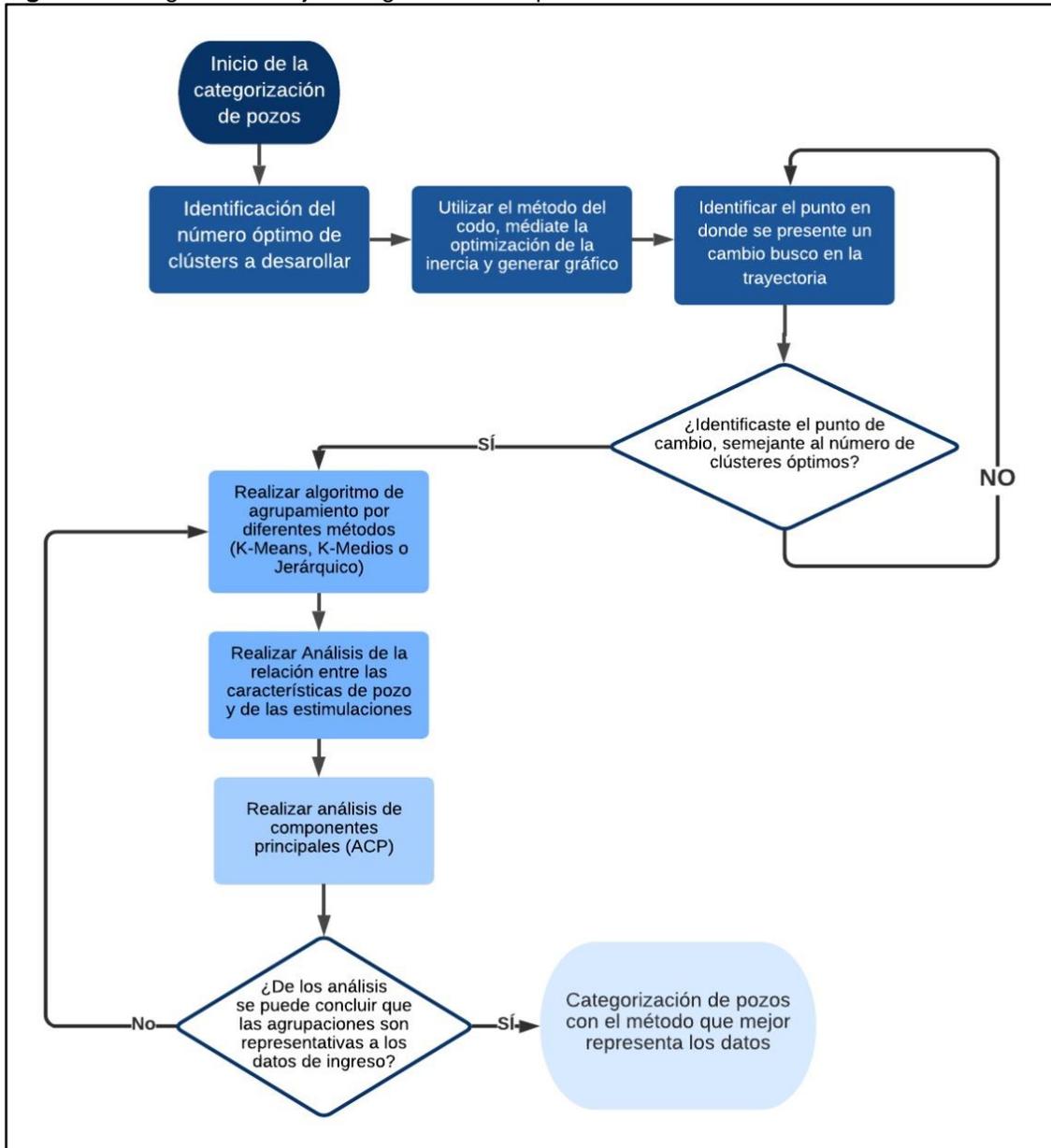
Dentro de los productos utilizados en los reacondicionamientos se encontró: Orgánico (O) el cual genera disoluciones con el fin de mantener las moléculas de parafinas del crudo, inorgánico (IN), ácido fórmico acético (AFA) funcionalizado a la limpieza, ácido fluorhídrico (AF) este disuelve el material cementante de la roca y genera desagregación mineral, ácido fórmico acético (AFA 2) el cual se inyecta como post flujo para que la película generada por la utilización de AF no genere ningún subproducto a medida que va pasando el tiempo, inhibidor de orgánicos (IO), estabilizador de finos (EF) que se usan para evitar hinchamiento y migración de finos, dichos agentes protegen y evitan que fluidos acuosos afecten las cargas eléctricas de las partículas, y por último crudo inhibido (CI) el cual permite crear una barrera artificial situada entre el petróleo y el agua, y de esta forma favorecer la producción de aceite.

En la última columna de la **Tabla 5** se expresa la cantidad de barriles del tratamiento total (sumando la cantidad de los productos utilizados) dividido en los pies (MD) abiertos a producción.

2.2 CATEGORIZACIÓN DE POZOS

En esta sección se realizará la respectiva categorización de los pozos estimulados, mediante el programa R-Studio, en donde se ingresarán los parámetros de la base de datos de la **Sección 2.1**. Se identificará el número de clústers óptimo en donde se agruparán los pozos, dicho dato será estimado mediante el método del codo, y así, seleccionar el método de agrupación que mejor represente la asociación en las similitudes de los datos, dicha selección se realizará con base en dos análisis, el primero será la relación entre las características del pozo y las estimulaciones, y el segundo un análisis ACP. La metodología que se llevara a cabo para realizar la categorización de los pozos se observa en el siguiente diagrama de flujo. **Figura 10.**

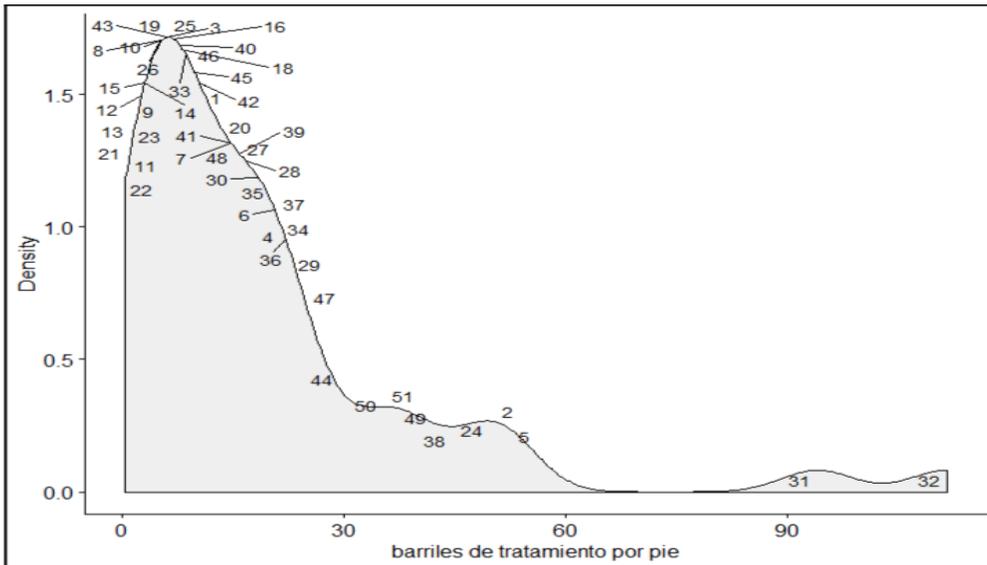
Figura 10. Diagrama de flujo Categorización de pozos.



Fuente: Elaboración propia.

2.2.1 Histograma. Primero, se excluyó la variable de barriles de tratamiento inyectado por pie, debido a que esta variable depende del diseño de la estimulación mas no del origen del problema que se desea afrontar. Por otro lado, las variaciones de los valores de la siguiente gráfica obtenida en R-Studio de densidad en función de los barriles de tratamiento inyectados por pie en cada pozo (desde ID 1 hasta ID 51), son poco dispersos, es decir, no hay una diferenciación significativa entre los barriles inyectados para cada estimulación realizada. **Figura 11**

Figura 11. Histograma de barriles de tratamiento inyectado



Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

2.2.2 Numero de Clústers Óptimo. Para conocer la cantidad de agrupamientos o clústers apropiados, se aplicó la técnica conocida como el método del codo, la cual busca la optimización de inercia usando la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Inercia.

$$Inercia = \sum_{i=0}^N ||X_i - \mu||^2$$

Fuente: Elaboración propia, con base en: DE LA FUENTE FERNANDEZ, Santiago. Análisis conglomerados. Universidad autónoma de Madrid. Madrid, España: 2011. p. 7

Haciendo uso de R-Studio y teniendo en cuenta el método del codo, se graficaron linealmente los valores de la inercia con la **Ecuación 1**, en donde un cambio brusco en la trayectoria, que genere una concavidad similar a un “codo” define la cantidad óptima de clústers a utilizar.

2.2.3 Métodos de Categorización. Teniendo el número de clústers, se procede a realizar el respectivo análisis clúster, existen diversos métodos de clustering codificados en R-Studio, para este proyecto se evaluaron 3 métodos recomendados por la empresa, método de K-Means, método K-Medoids y método de agrupamiento jerárquico. **Cuadro 5.**

Cuadro 5. Métodos de Agrupamiento

Característica	K-means	K-mediodes	Agrupamiento Jerárquico
# de clúster a identificar	Si requiere	Si requiere	Inicialmente no requiere
Punto de referencia	Promedio de los datos	Dato central	Variar (Promedio o bordes del clúster)
Efecto de la cantidad de datos	Malo	Bueno	Malo
Efecto de los datos outliers	No se afecta	Se afecta	Se afecta
Datos de entrada	Variables escaladas y número de clústers	Variables escaladas y número de clústers	Variables escaladas y número de clústers
Datos de salida	Agrupamiento de cada observación.	Agrupamiento de cada observación.	Agrupamiento de cada observación.
Descripción del proceso	Este método parte de la definición aleatoria del punto medio de cada clúster en el espacio euclidiano, luego de un proceso iterativo se hace la asignación de cada observación según la medida de distancia establecida (por ejemplo: distancia euclidiana) a los grupos formados reevaluando en cada iteración el punto medio.	Este método parte de la definición aleatoria de los datos que serán tenidos en cuenta como medioides de cada clúster en el espacio euclidiano, luego de un proceso iterativo se hace la asignación de cada observación según la medida de distancia establecida (por ejemplo: distancia euclidiana) a los grupos formados reevaluando en cada iteración el punto medio.	Este método realiza el cálculo de todos los posibles agrupamientos, iniciando desde la suposición de que cada observación es un clúster y luego empieza a disminuir el número de clúster de acuerdo a la medida de distancia definida en el proceso.

Fuente: Elaboración propia.

Como se menciona en la tabla comparativa de los tres métodos, ellos poseen una característica en común, con el fin de hacer las agrupaciones, necesitan definir y cuantificar la similitud entre las características, dicha similitud se haya a partir del cálculo de la distancia por medio del método euclidiano. **Ecuación 2.**

Para ver la codificación del método de K-Means, K-Mediods y agrupamiento jerárquico, dirigirse a los **Anexos A, B y C** respectivamente.

Ecuación 2. Distancia Euclidiana.

$$dist((x, y), (a, b)) = \sqrt{(x - a)^2 + (y - b)^2}$$

Fuente: DE LA FUENTE FERNANDEZ, Santiago. Análisis Conglomerados. Universidad Autónoma de Madrid, Madrid, España. 2011. P.7.

2.3 DAÑO DE FORMACIÓN

En esta sección se presenta la metodología con la cual se asignará un daño de formación por categoría. Para ello, primero se estipuló un daño a cada pozo, tales como canalización de agua, migración de finos, mojabilidad al aceite, depósitos de orgánicos y depósito de inorgánicos, debido a que son los daños que generan más pérdidas económicas en la vida productiva del Campo.

Para asignar un daño de formación por categoría, se tiene la Matriz de selección del daño de formación (**Tabla 6**), realizada con la supervisión de un ingeniero de estimulación de la operadora Hocol S.A, con el fin de mostrar como el daño afecta las condiciones iniciales de los parámetros plasmados en la tabla. En la **Tabla 6** se observa el comportamiento de las variables planteadas, las cuales varían con respecto al daño de formación presente, donde “+” significa una pendiente positiva, es decir, a medida que pasa el tiempo el valor va aumentar; “-” significa que la pendiente es negativa, es decir, a medida que pasa el tiempo el valor va a disminuir, “=” significa que el parámetro mantiene su valor, y por último “independiente”, significa que el daño no afecta dicha condición.

Tabla 6. Matriz para definir el daño de formación.

Grupo Diagnóstico	Diagnóstico	Condición Inicial				Condición Ideal Post Tto	
		Qf Pend	Qo Pend	BSW Pend	IP Pend	Delta IP	Delta %BSW
1	Canalización de agua	+	-	+	+	- 0 +	-
2	Migración de finos	-	-	Independiente	-	+	Independiente
3	Mojabilidad al aceite	+	= 0 -	+	-	- 0 +	-
4	Depósitos orgánicos	= 0 -	-	= 0 +	-	= 0 +	-
5	Depósitos Inorgánicos	-	= 0 -	= 0 -	-	= 0 +	= 0 +

Fuente: Elaboración propia.

La canalización de agua generalmente se asocia al aumento en el corte de agua, esto se debe la presencia de un acuífero, y a medida que este va entrando aporta agua al pozo y por ende el Qf y el %BSW aumentan, variando positivamente la pendiente del IP. Para la migración de finos se observa disminuciones en los caudales de los fluidos y en la pendiente del IP, esto se debe al taponamiento en lecho de finos en los espacios porosos interconectados de la roca, afectando la productividad global del pozo. La mojabilidad del aceite es un fenómeno de las permeabilidades relativas, es decir, no afecta el comportamiento de los fluidos totales, el %BSW aumenta debido a la variación del flujo fraccional, quiere decir que a la misma saturación de agua estando mojada por el aceite, fluye menos aceite en comparación a una mojabilidad al agua. El depósito de orgánicos puede mantener o incluso disminuir los caudales de fluido, debido a que son depósitos de origen orgánico que disminuyen el tamaño de las gargantas porales, para él %BSW es igual o aumenta debido a que un medio que tiene un

daño como depósito de orgánicos, va a tender a tener una mojabilidad al aceite a nivel mecánico en la cara de la formación. Por último, el depósito de inorgánicos afecta los fluidos totales, disminuyendo las tasas de Q_f y Q_o , esto se debe a las escamas que se forman y taponan las gargantas porales, y por ende mantiene o disminuye el %BSW.

Teniendo en cuenta los criterios de la **Tabla 6** y todos los datos de la **Tabla 1**, los valores de las pendientes de Q_f , Q_o %BSW, IP y P_{wf} 2 meses antes de la estimulación en la **Tabla 2**, los valores de los deltas de IP y %BSW en la **Tabla 4** y todos los datos de la **Tabla 5**; se asignó un tipo de daño de formación por categoría.

2.4 ANÁLISIS NODAL

Una vez realizado el agrupamiento y definido el daño de formación para cada clúster, se utilizó el método de distanciamiento euclidiano (**Ecuación 2**) para definir cuales pozos serian examinados mediante análisis nodal, se busca que los pozos que fuesen examinados compartan características de producción antes de la realización del reacondicionamiento y características de yacimiento, con los pozos de referencia en cada uno de los clústers quienes fueron considerados con una estimulación exitosa o aceptable, y de esta forma se espera que los resultados que se tienen en los pozos análogos sean similares a los resultados que se obtendrán de los pozos que se desean analizar, por esta razón se escogió un pozo ya estimulado y uno prospecto a estimular, de cada categoría.

Primero, la compañía Hocol S.A entregó una base de datos de los pozos prospectos a estimular, con información de cada pozo y su respectiva producción actual. Con la base de datos creada de los pozos ya estimulados y la base de datos entregada por la compañía, se procedió a comparar la similitud entre sus variables, para ello se calcularon las distancias a través del método euclidiano, utilizando el programa R-Studio. Posterior, se integraron ambas bases de datos y se digitó el código (**Anexo D**) para el cálculo de las distancias en R-Studio.

Una vez ejecutada la función, el programa genera un archivo de Excel donde extrae toda la información, con las distancias respectivas entre pozo estimulado y pozo prospecto a estimular.

A partir del archivo de Excel, la selección de los candidatos se enfocó en encontrar un pozo candidato para cada uno de los clústers, luego se identificaron aquellas distancias más pequeñas entre el pozo ya estimulado con el pozo prospecto a estimular y soportados en los resultados de la estimulación, donde solo se tuvieron en cuenta aquellos que pertenecieran al grupo 1, el escenario ideal y al grupo 2 y 3, los escenarios de estimulaciones aceptables.

A continuación, se realizó el análisis nodal de los pozos en estudio con el software PipeSim, este permite vincular una serie de ecuaciones de subsuelo y superficie, para evaluar de forma más precisa el comportamiento de variables cómo: Presión, P_{wf} , caudales, índice de productividad, condiciones eléctricas y físicas de las bombas, levantamiento artificial, entre otras.

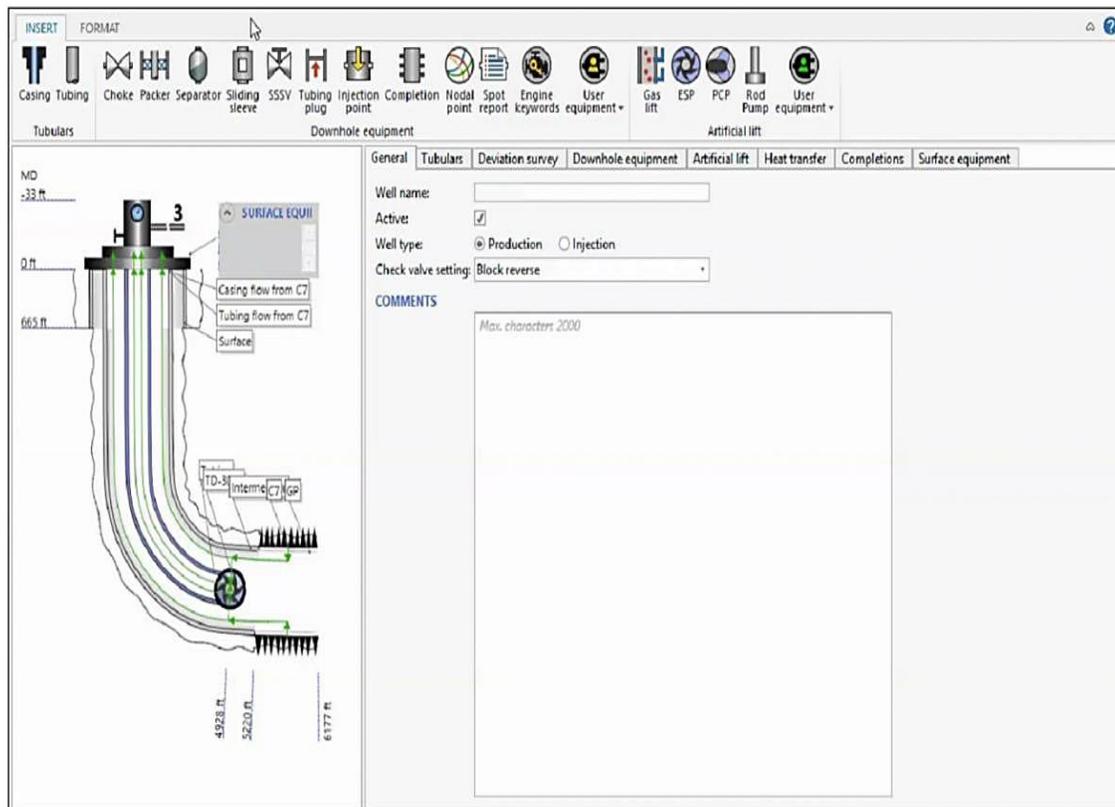
Previo a comenzar con el proceso es importante resaltar que, en todos los análisis nodales, se asumió la misma frecuencia para las bombas ESP y THP, por ende, se genera un incremento en la P_{wf} en estado después de la estimulación.

Para el desarrollo del análisis nodal, el primer paso es cargar el estado mecánico del pozo y luego digitar en el software PipeSim las siguientes secciones: General, tubulares, desviación de surveys, equipo de fondo, levantamiento artificial, transferencia de calor, completamiento y equipos de superficie.

A continuación, se especifica la información ingresada en cada sección del software:

a. En la sección general: Como se muestra en la **Figura 12**.

Figura 12. Sección general en PipeSim.

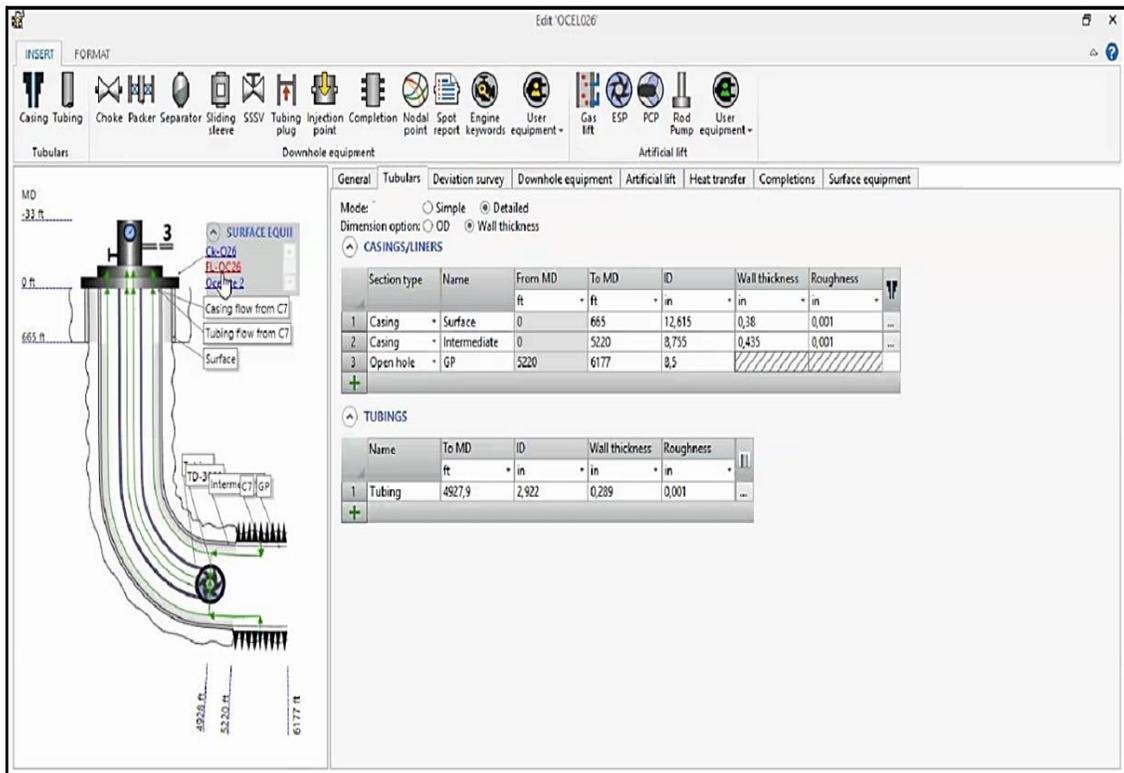


Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

- Nombre del pozo
- Activo o inactivo
- Tipo de pozo: Productor o inyector
- Comentarios adicionales importantes para tener en cuenta, por ejemplo: Trabajos de well service.

b. En la sección tubulares: Como se muestra en la **Figura 13**.

Figura 13. Sección tubular en PipeSim.

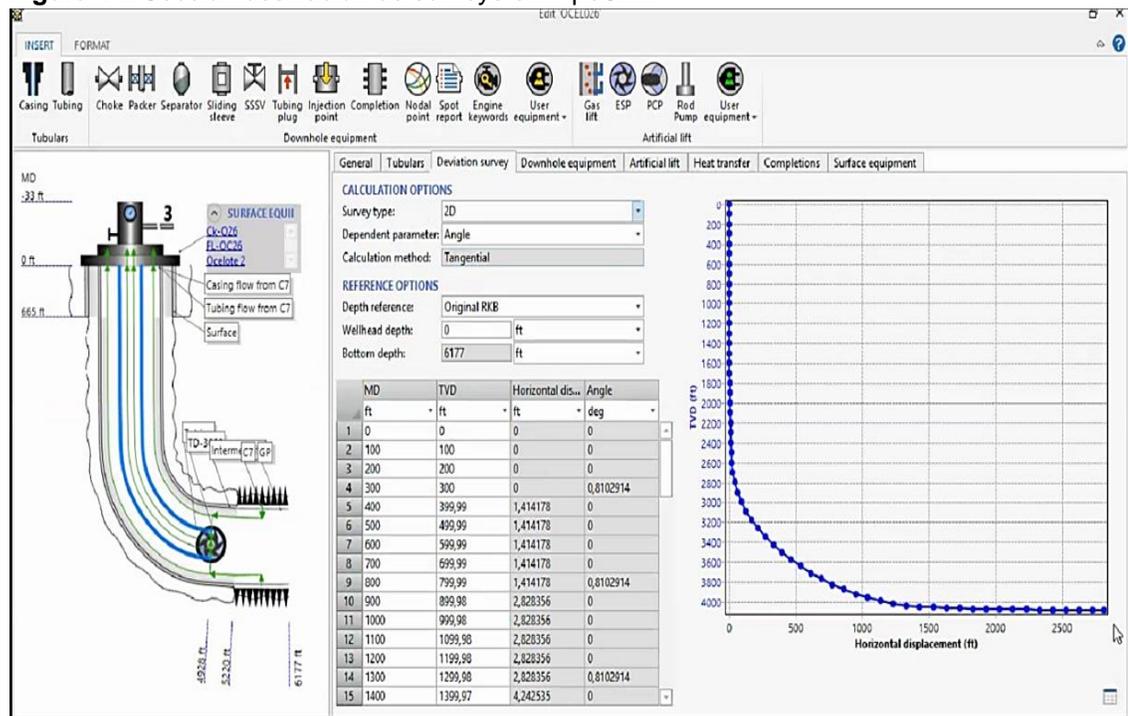


Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

- Se selecciona el modo detallado, debido a que el software tendrá en cuenta la fricción de la tubería lo cual influirá los resultados.
- Se habilitan dos tablas, una para información de los revestimientos y otra para la tubería de producción. Para la primera se indica las secciones del revestimiento: superficie, intermedio, sección de completamiento, el tope y la base, diámetros internos, peso y coeficiente de rugosidad. Para la segunda tabla se especifica la base (ft) de la tubería, diámetro interno y coeficiente de rugosidad.

c. En la sección desviación de surveys: Como se muestra en la **Figura 14**.

Figura 14. Sección desviación de surveys en PipeSim.



Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

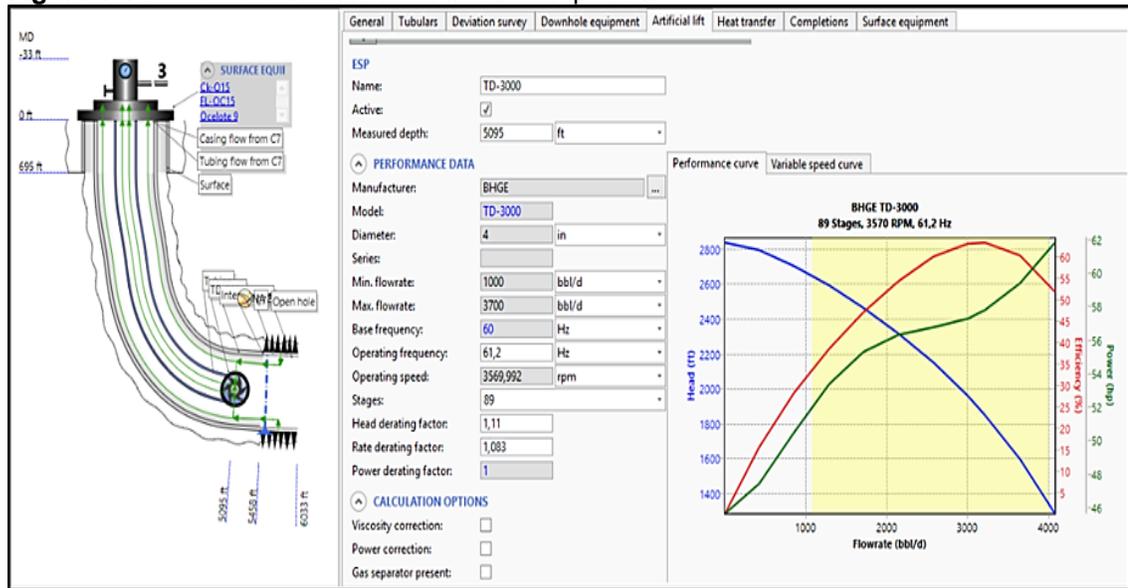
- Se especifica el tipo de survey 2D, esta elección es propia según la facilidad de lectura.
- Se deberá ingresar el valor de la profundidad del cabezal, para la Cuenca de los Llanos Orientales este parámetro es de 0 ft.
- Se ingresan al sistema los valores de MD y TVD de los surveys que provienen de los reportes de geología, con estos valores el sistema calcula la distancia horizontal y el ángulo de desviación.

d. En la sección equipo de fondo:

- No hay equipos de fondo en el pozo que generen restricciones como empaques, separadores, choke, camisas, entre otros; por lo tanto, esta sección no se diligencia.

e. En la sección levantamiento artificial: Como se muestra en la **Figura 15**.

Figura 15. Sección levantamiento artificial en PipeSim.



Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

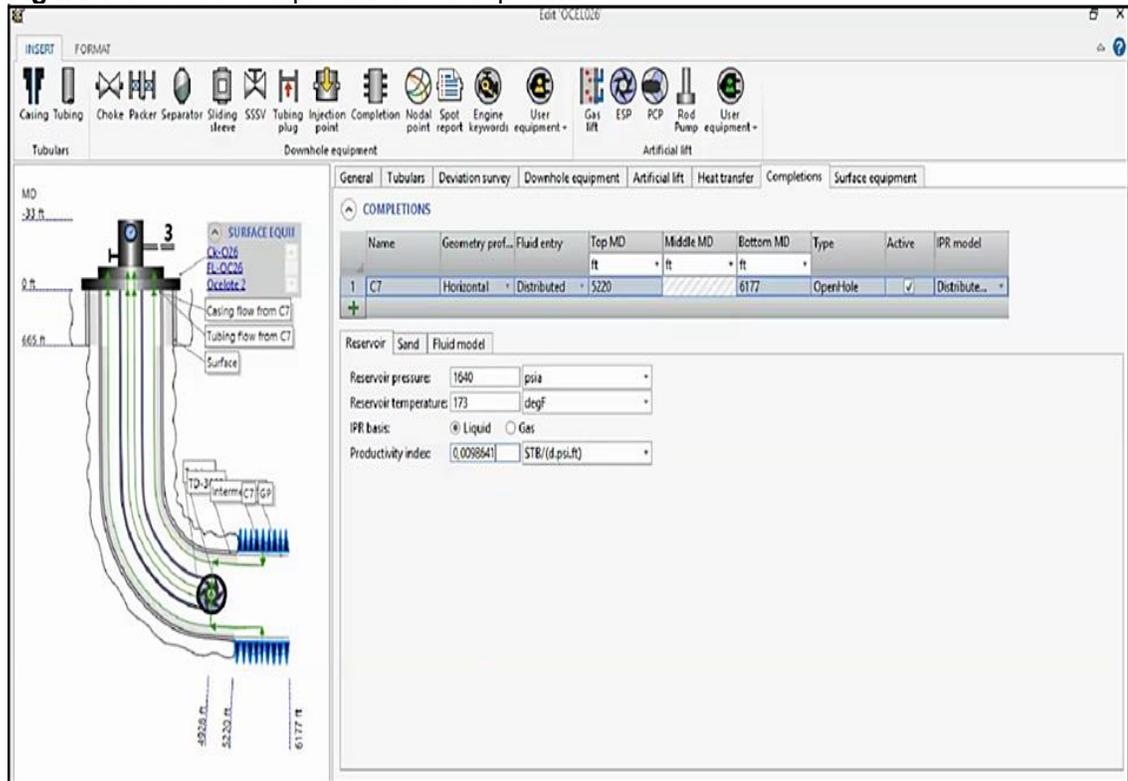
- Se indica si el levantamiento artificial, se realiza por medio de bombas o gas lift. En este campo, solo hay sistema de levantamiento por bombas.
- Se especifica el tipo de bomba, electro sumergible pump (ESP), la profundidad en la que se encuentra el intake y finalmente, si se encuentra activa o inactiva. Posteriormente, se plasma el modelo, la serie, el diámetro, la mínima y la máxima tasa de flujo, la frecuencia base y la velocidad de operación.
- Se ingresa la frecuencia de operación del pozo y la cantidad de etapas necesarias para llevar el fluido a superficie, el factor de reducción del cabezal y la tasa del factor de reducción de la bomba.
- La sección, opciones de cálculo, no se diligencia, debido a que los pozos de estudio no tienen un valor alto de GOR, ni de viscosidades.

f. En la sección transferencia de calor:

- No se modifica esta sección, solo se utiliza para pozos de gas o pozos que se ven afectados por los cambios de temperatura abruptos.

g. En la sección completamiento: Como se muestra en la **Figura 16**.

Figura 16. Sección completamiento en PipeSim.



Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

- En la tabla habilitada para esta sección, se identificará la arena, C5 o C7, donde se encuentra el completamiento del pozo. Se especifica la geometría del pozo, horizontal o vertical y el tope y la base del completamiento.
- Posteriormente, el software realiza el modelo IPR con base en el método de Vogel, teniendo en cuenta que es un yacimiento sub saturado ($P_{wf} > P_b$) y sin daño de formación.
- En la sección del reservorio se especifica la presión, la temperatura del yacimiento, el tipo de fluido (líquido o gas) y el índice de productividad conocido, por pies completados.
- El método de Vogel no requiere de información específica sobre la producción de arena o el tamaño de grano, por lo tanto, esta sección se omite para este caso de estudio.

h. En la sección modelo de flujo, se ingresa toda la información PVT de cada pozo: Corte de agua, GOR, gravedad específica del gas y del agua, grados API del crudo y las fracciones molares de los contaminantes, si se requiere. **Figura 17.**

Figura 17. Información PVT.

FLUID
Name: OC26C7 Save as template
Description:

Properties Viscosity Calibration Thermal

STOCK TANK PROPERTIES		CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	95,6 %	CO2 fraction:	0
GOR	34,39 SCF/STB	H2S fraction:	0
Gas specific gravity:	0,64	N2 fraction:	0
Water specific gravity:	1,02	H2 fraction:	0
API	22,4 dAPI	CO fraction:	0

Fuente: Simulador especializado en análisis nodal

- Se especifican las correlaciones de viscosidad para el crudo subsaturado, crudo muerto y mezclas (**Figura 18**). Finalmente, se digita la conductividad térmica para cada una de las fases (**Figura 19**).

Figura 18. Viscosidades.

FLUID
Name: OC26C7 Save as template
Description:

Properties Viscosity Calibration Thermal

UNDERSATURATED OIL		MIXTURE	
Correlation:	Vasquez & Beggs	Emulsion viscosity method:	Set to viscosity of the continuous p...
Correlation:	Chew & Connally	Inversion watercut:	<input checked="" type="radio"/> Specify <input type="radio"/> Calculate
			60 %
DEAD OIL			
Correlation:	Beggs & Robinson		
Temperature (1st):	173 degF	Viscosity (1st):	7,853396 cP
Temperature (2nd):	60,000 degF	Viscosity (2nd):	1457,809 cP

Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

Figura 19. Información térmica.

The screenshot shows the 'Edit' window for fluid 'OC26C7'. The window title is 'Edit 'OC26C7''. The 'FLUID' section has a 'Name' field containing 'OC26C7' and a 'Description' field. A 'Save as template' button is located to the right of the name field. Below this are tabs for 'Properties', 'Viscosity', 'Calibration', and 'Thermal'. The 'Thermal' tab is active, displaying a table of thermal properties for Gas, Oil, and Water. The table has two columns: 'Specific heat capacity' and 'Thermal conductivity'. The 'Enthalpy calculation method' is set to '2009' (selected with a radio button). The 'Specific latent heat of vaporization' is set to '139,9996 Btu/lbm'.

	Specific heat capacity	Thermal conductivity
Gas	0,5500017 Btu/(lbm.degF) ▾	0,02 Btu/(h.degF.ft) ▾
Oil	0,4500014 Btu/(lbm.degF) ▾	0,08 Btu/(h.degF.ft) ▾
Water	1,000003 Btu/(lbm.degF) ▾	0,35 Btu/(h.degF.ft) ▾

Enthalpy calculation method: 1983 2009

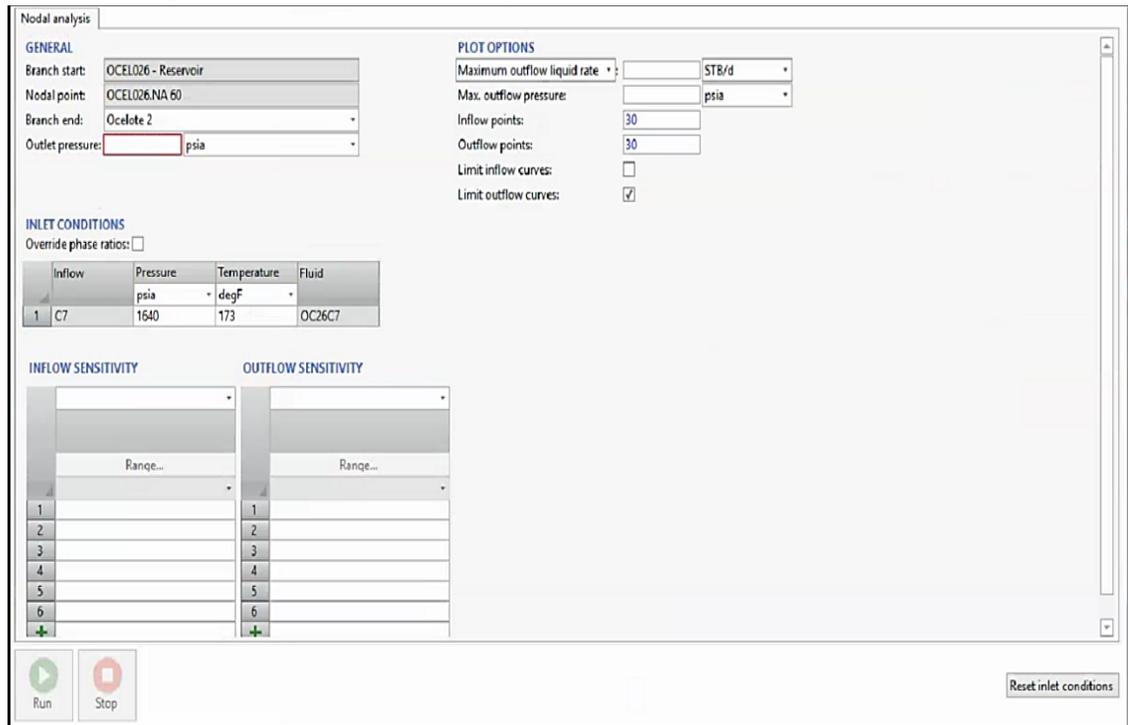
Specific latent heat of vaporization: 139,9996 Btu/lbm ▾

Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

i. En la sección superficie: Se registran las condiciones de frontera o restricciones que se tienen en superficie, para este proyecto, no se tendrán en cuenta. Posteriormente, se abre una ventana en la cual se debe determinar el nodo en donde se va a enfocar el análisis, nodo de fondo, “bottomhole”, o cabezal de pozo, “well head”. Se seleccionó “bottomhole” debido a que se conoce el valor promedio de THP y el valor de Pwf no cambia significativamente, por ser un yacimiento con acuífero activo.

Es necesario hacer un cotejo histórico, para comprobar que el software está simulando bajo las condiciones adecuadas.

Figura 20. Ingreso de sensibilidades en PipeSim.



Fuente: Simulador especializado en análisis nodal, PipeSim.

Para realizar el cotejo histórico y el desarrollo de los análisis deseados, se digita el valor promedio de THP. Además, se requiere especificar la sensibilidad de inflow a partir de los valores de IP que se tienen antes de la estimulación y los esperados después de la estimulación. Se espera que el simulador, arroje un valor de Pwf semejante al conocido, con un error menor al 8% para realizar el cotejo histórico. Finalmente, se obtendrán las gráficas de análisis nodal con curvas de inflow y outflow y su respectivo punto de operación.

A partir de los resultados de análisis nodales obtenidos se hicieron los cálculos respectivos para Q_o y %BSW con el uso de las siguientes ecuaciones.

Ecuación 3. Caudal de petróleo

$$Q_o = Q_f - Q_w$$

Fuente: Elaboración propia

Ecuación 4. %BSW

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_T} \times 100$$

Fuente: AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D4007-11. "Standard Test Method for. Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedura)". USA. 2012. p.5

2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez se estima el comportamiento de los fluidos después de la estimulación y el tipo de estimulación en cada pozo prospecto, es posible calcular el costo de la operación, para esto se tuvo en cuenta el diámetro del hueco, la porosidad y el espesor de la zona en donde se quiere realizar el reacondicionamiento, con estas variables y la cantidad de barriles inyectados de aditivo en los pozos de correlación, para calcular la cantidad de cada componente requerido en las nuevas estimulaciones.

2.5.1 Costos Unitarios. Para el cálculo del indicador financiero TIR es necesario conocer la inversión del proyecto. La inversión se dividió en dos grupos principales, servicios y productos, el siguiente cuadro presenta estos valores. **Cuadro 6.**

Cuadro 6. Costos

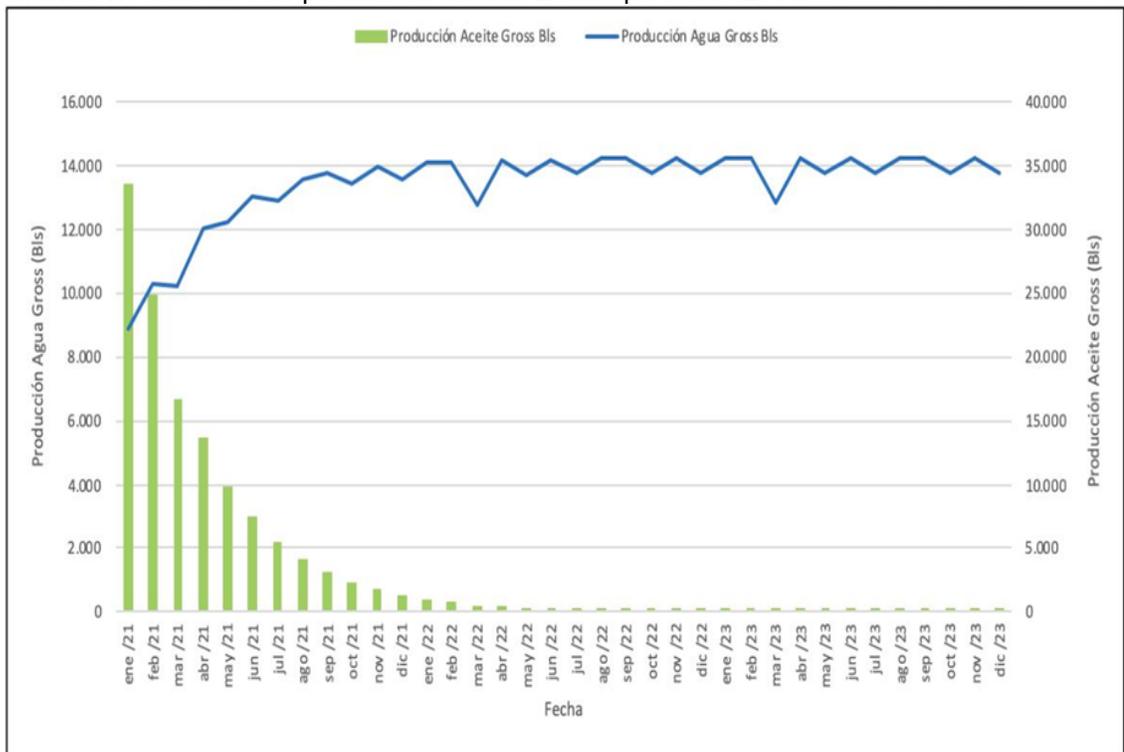
RESUMEN COSTOS UNITARIO		
SERVICIOS		
CT	US	35365,58
BOMBEO	US	16730,00
COMPANY MAN	US	2940,00
GE (BLANKING PLUG)	US	1200,00
BRAZO ARTICULADO	US	585,00
TOTAL	US	56820,58
MATERIALES (US/GAL)		
ORGÁNICO	US	6,39
INHIBIDOR INCRUSTACIONES	US	1,55
ACIDO FORMICO ACETICO	US	4,10
SISTEMA DE GENERACIÓN HF	US	4,15
INHIBIDOR DE ASFALTENOS	US	8,94
ESTABILIZADOR DE FINOS	US	2,03
CRUDO INHIBIDO	US	0,63
SALMUERA INHIBIDA	US	1,03

Fuente: Elaboración propia con base en: datos económicos, Hocol S.A.

Teniendo los costos unitarios de cada uno de los productos y de los servicios prestados, se calculará la inversión para el desarrollo del proyecto.

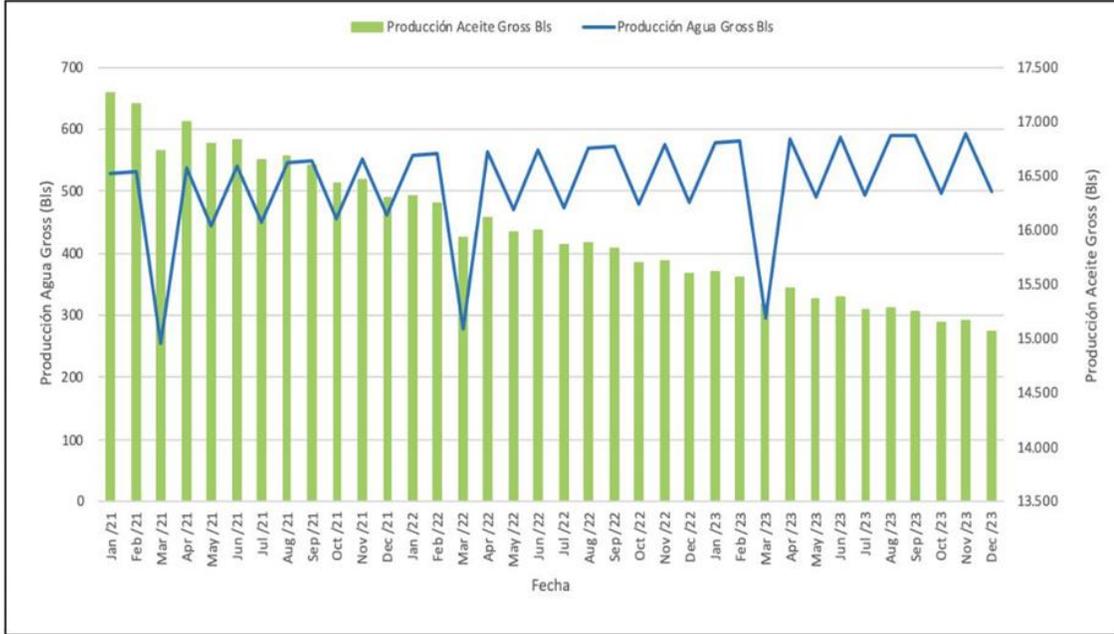
A continuación, se muestran los pronósticos de producción para los pozos N, A, U y D durante los próximos dos años mes a mes a partir de enero del 2021 hasta diciembre del 2023, donde las barras verdes indican la producción de petróleo y la línea azul, la producción de agua. Conociendo el pronóstico de la producción por pozo (**Gráficas 1 a la 4**) y evaluando la rentabilidad de las estimulaciones a diferentes precios del barril, se obtienen los ingresos, el porcentaje de regalías e impuestos. Donde picos altos en las barras verdes y disminuciones o picos bajos en la curva de producción de agua representa un escenario muy rentable para la empresa.

Gráfica 1. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo N.



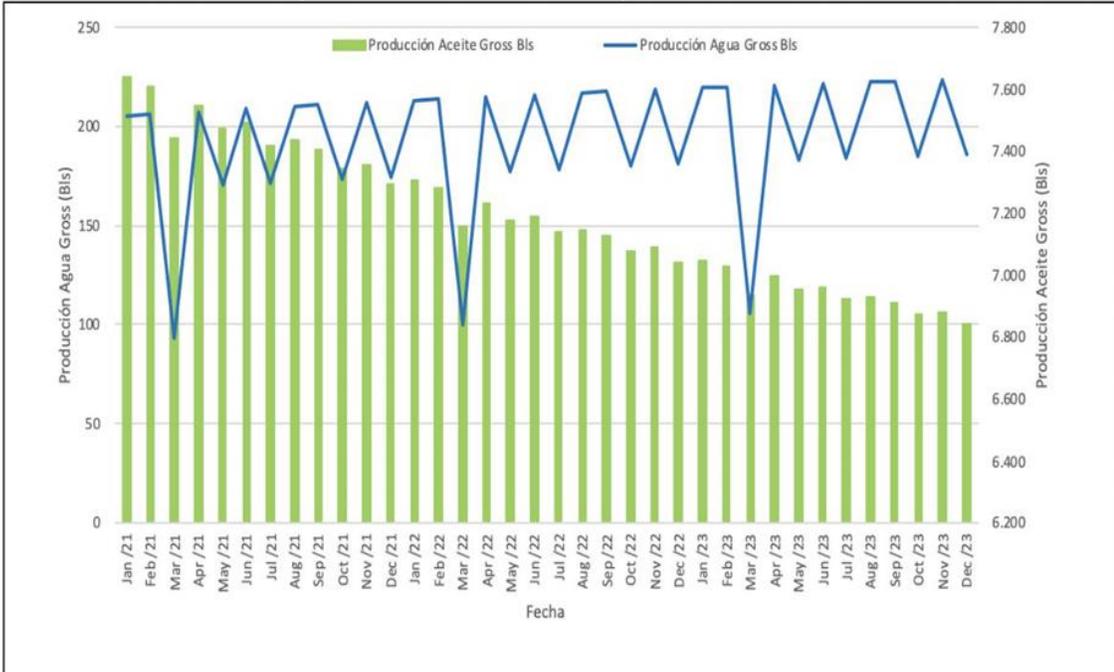
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 2. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo A.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 3. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo U.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 4. Pronóstico de producción durante 2 años para el Pozo D.



Fuente: Elaboración propia.

Conociendo los costos y los ingresos se calculó el flujo de caja con la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Flujo de Caja

$$Flujo\ de\ caja = Ingresos - Costos$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Capítulo 2. 8 Ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p.23.

Este flujo de caja se calculó para 2 años, de tal manera que se pueda conocer la rentabilidad del proyecto de estimulación.

Una vez conocida esta información, es necesario conocer los costos generados en la producción de petróleo. Estos costos agrupan los asociados al levantamiento de fluidos y al transporte de hidrocarburos.

2.5.2 TIR. Este indicador es un porcentaje que mide y determina la viabilidad de un proyecto o inversión, definiendo la rentabilidad de los gastos generados en estos. Haciendo uso de la función TIR del programa Microsoft Excel, con base a la siguiente ecuación. **Ecuación 6.**

Ecuación 6. TIR

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Fuente: TORRES, Matias, Tasa Interna de Retorno (TIR), Rankia 2016.

En los proyectos de estimulación para la compañía operadora Hocol S.A, la TIO tiene un valor del 10%, estos serían los tres escenarios a evaluar:

- TIR > TIO : El proyecto o inversión es viable.
- TIR = TIO : Es indiferente hacer el proyecto o inversión, puesto que genera un beneficio idéntico.
- TIR < TIO : El proyecto o inversión no es viable.

2.5.3 PayOut. Adicionalmente, se calculó el indicador PayOut que permite identificar el tiempo necesario para recuperar el valor invertido en el proyecto, dicho valor es válido para la empresa si cumple con una tasa de retorno igual o menor a 6 meses.

Los precios de barril a evaluar en los dos indicadores son: 35US, 40US, 45US, 50 US y 55US.

2.6 ESTIMULACIÓN ÓPTIMA POR CATEGORÍA

En esta sección se evaluará el pozo estimulado y el pozo prospecto, el tipo de daño que predomina en el clúster, la congruencia en los resultados de los análisis nodales en el pozo estimulado, el comportamiento de los fluidos en el pozo prospecto, la variación de TIR y PayOut con respecto a los precios establecidos, el tren de fluidos inyectado en el pozo análogo, el resultado de su tratamiento y el costo de la estimulación. Estas variables se tendrán en cuenta para la determinación de un tipo de estimulación óptima por categoría.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

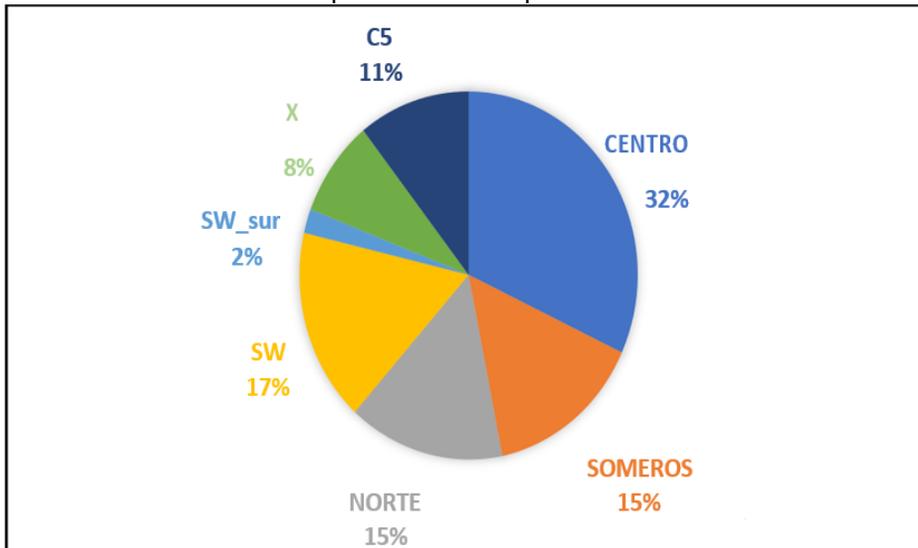
En el desarrollo de este capítulo, se presentarán y analizarán los resultados obtenidos de cada uno de los procesos previamente presentados, se visualizará el análisis de variables para la selección de los grupos de pozos, la asignación de tipos de daños de formación a cada grupo de pozos, se estudiarán los diferentes análisis nodales realizados, se realizará la respectiva evaluación económica de la rentabilidad y por último la selección de estimulación óptima.

3.1 BASE DE DATOS. En esta sección se analizaron los resultados y la distribución obtenida de los parámetros de yacimiento, completamiento y producción. Con el fin de realizar la respectiva categorización posteriormente.

3.1.1 Parámetros de yacimiento

3.1.1.1 Zona en el campo. Se puede observar en la **Gráfica 5**, que la mayoría de los pozos estimulados se encuentran en la zona centro del campo. El 32% de los pozos estudiados se encuentran en la zona centro del campo, aunque se tienen pozos estimulados en todo el campo lo que nos asegura tener una muestra representativa de los pozos en todo el campo de forma areal.

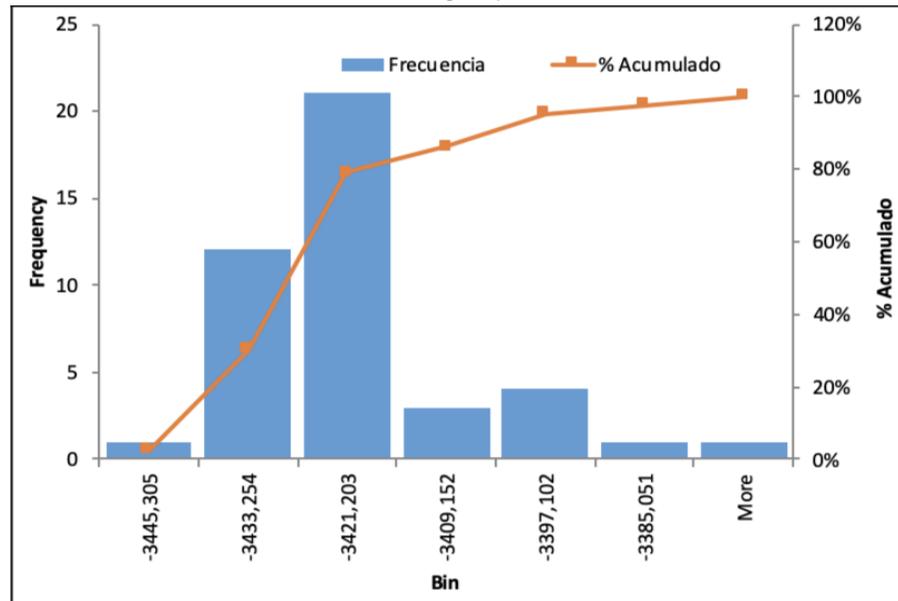
Gráfica 5. Ubicación de los pozos en el campo.



Fuente: Elaboración propia.

3.1.1.2 Distancia al contacto. Se puede observar en la **Gráfica 6**, que la mayoría de los pozos presentan un distanciamiento al contacto de alrededor 24 pies.

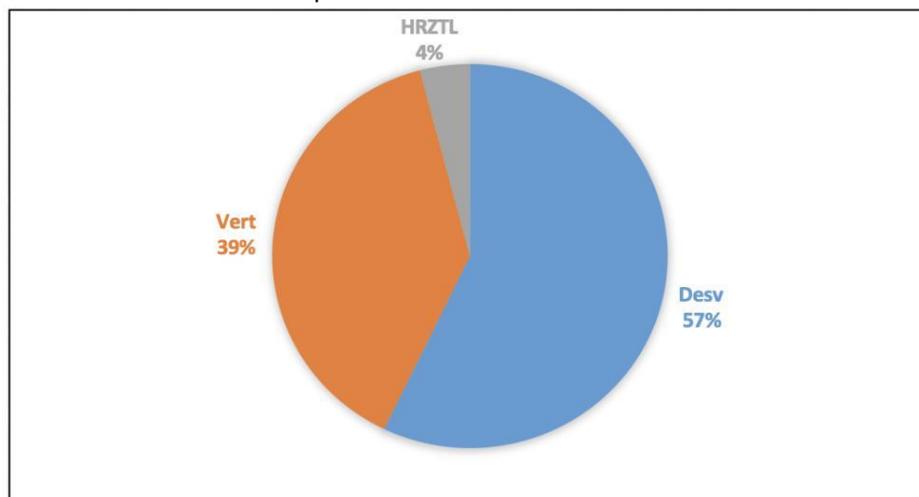
Gráfica 6. Distancia al contacto de agua-petróleo.



Fuente: Elaboración propia.

3.1.1.3 Geometría del pozo. La mayoría de los pozos, el 57%, se desarrollaron desviados, de forma vertical se encuentra el 39% y solo el 4% de los pozos que se estudiaron se desarrollaron de forma horizontal. **Gráfica 7.**

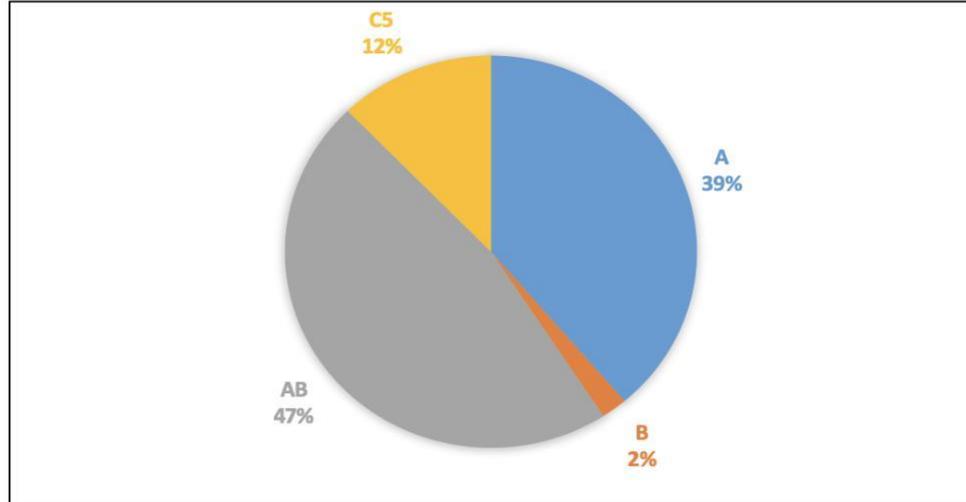
Gráfica 7. Geometría del pozo.



Fuente: Elaboración propia.

3.1.1.4 Zona geológica. Se puede observar en la **Gráfica 8**, que en la mayoría de los pozos se presenta la zona AB como zona geológica objetivo. El 86% de los pozos estudiados se encuentran cañoneados en la zona A Y AB. Se observa que la mayoría de los pozos que se estudiaron se encuentran en las zonas más productoras del campo.

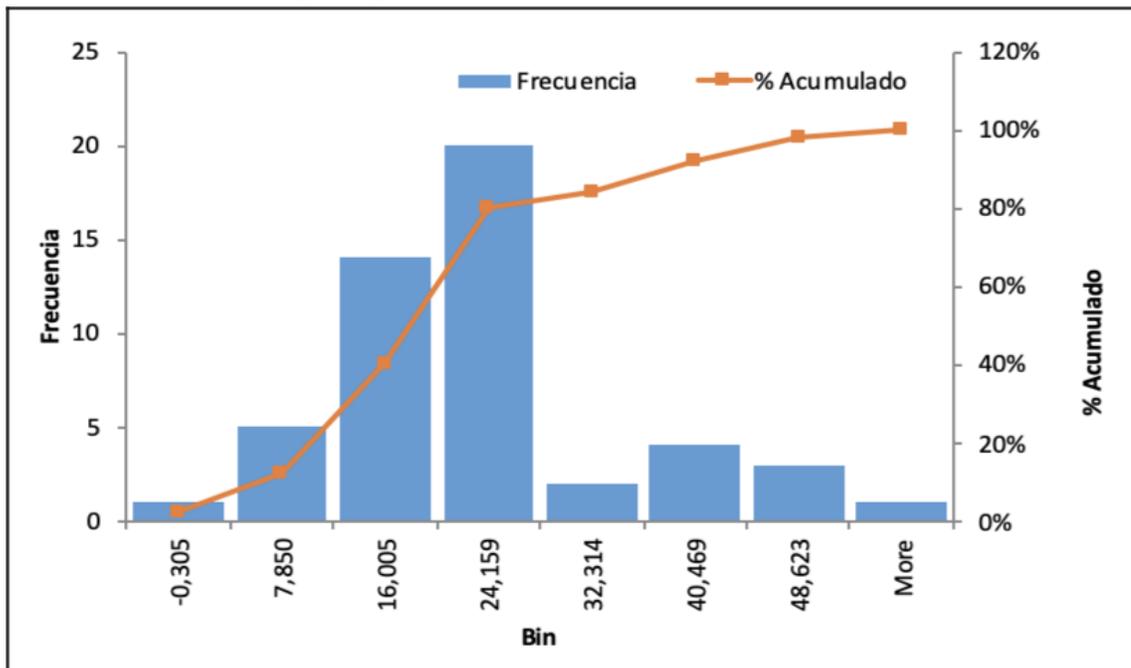
Gráfica 8. Zona geológica.



Fuente: Elaboración propia.

3.1.1.5 El punto más bajo del pozo. La **Gráfica 9** muestra, que el 46,5% de los datos, son pozos que tienen su punto más bajo alrededor de los 3421,2 pies de profundidad.

Gráfica 9. Punto más bajo del pozo.

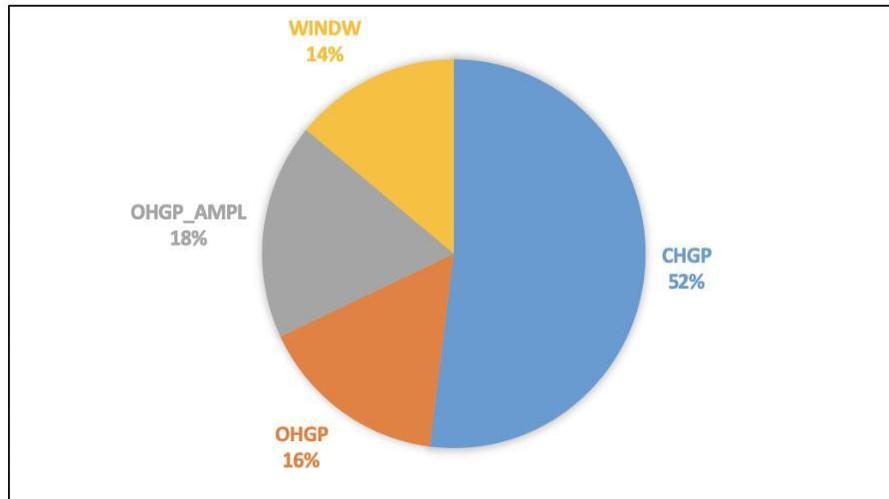


Fuente: Elaboración propia.

3.1.2 Parámetros de completamiento

3.1.2.1 Tipo de completamiento. Se evidencia, que el tipo de completamiento más utilizado es el Case Hole Gravel Pack (CHGP), y para los demás datos se demuestra una distribución equilibrada entre los otros tipos de completamiento implementados en el campo. El 52% de los pozos estudiados se completaron en hueco revestido con empaquetamiento de grava, el cual es el método de completamiento más utilizado en este campo en la actualidad.

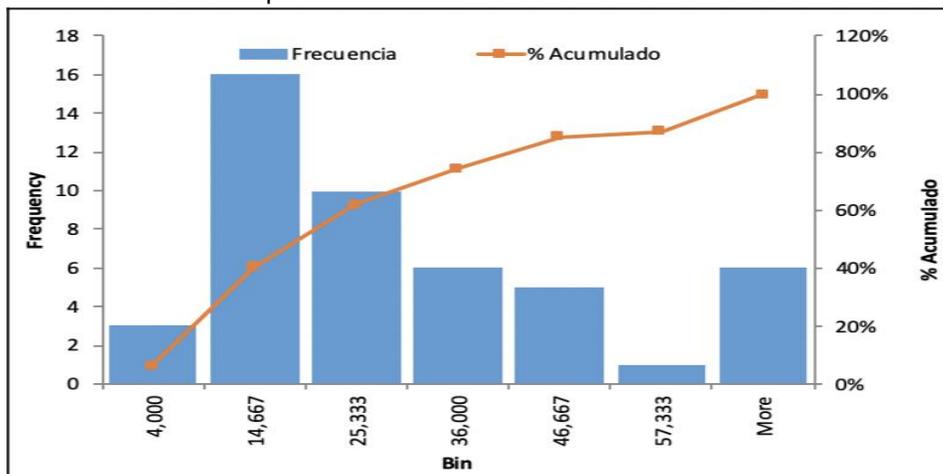
Gráfica 10. Tipo de completamiento.



Fuente: Elaboración propia.

3.1.2.2 Pies completados en MD. Permite conocer el área de la cara de la formación. La **Gráfica 11** se observa que la media de los pies completados es de alrededor de 14,66 pies.

Gráfica 11. Pies completados en MD.



Fuente: Elaboración propia.

El tipo de completamiento y los pies completados son la guía para realizar la estimulación, debido a que pueden llegar a afectar la efectividad o generar un retraso durante el proceso.

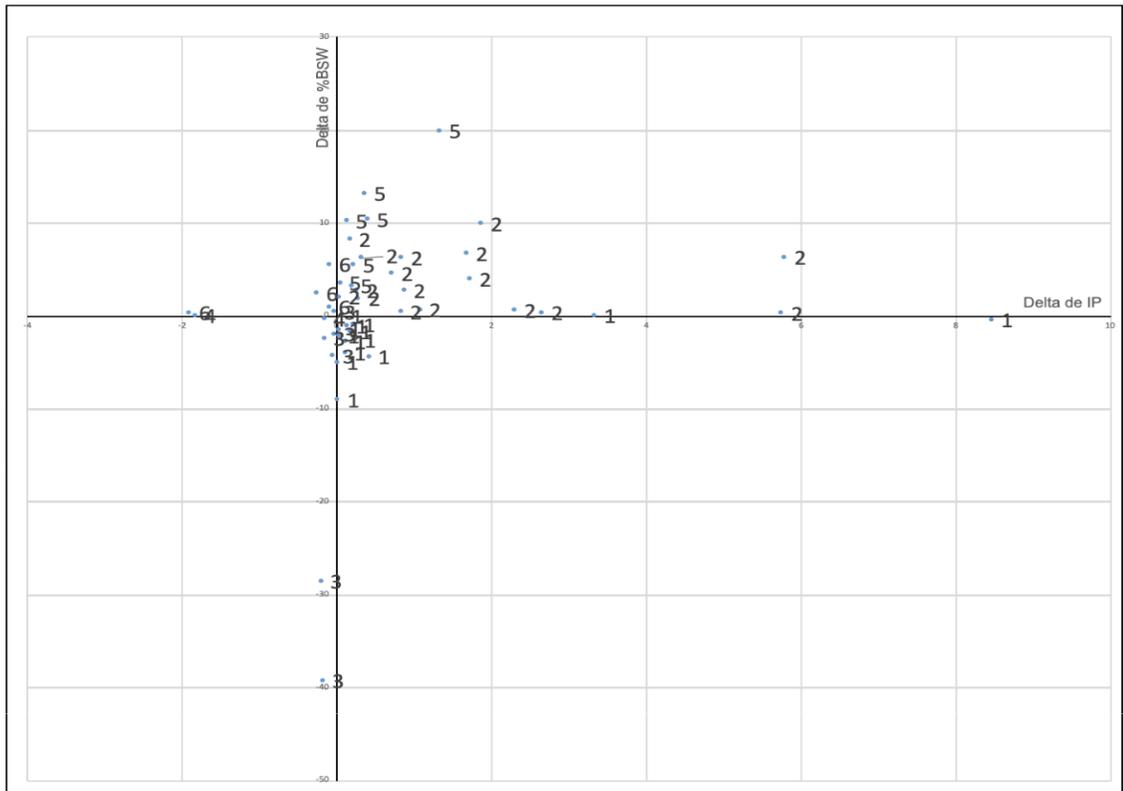
Los anteriores análisis de los parámetros nos demuestran que los pozos análogos o pacientes ya tratados, que se estudiaron, son una muestra representativa de todo el campo.

3.2 ANÁLISIS MULTIVARIABLE.

Luego de analizar cada uno de los parámetros cualitativos y cuantitativos de yacimiento y completamiento, de la base de datos, según los valores obtenidos de los deltas de IP y %BSW (**Tabla 4**), se realizó una clasificación de los pozos por grupos enumerándolos del 1 al 6, esta clasificación se hizo de acuerdo con el aumento o la disminución de los deltas de IP y del %BSW.

A continuación, se realizó el siguiente análisis multivariable según la clasificación de los grupos denotados anteriormente, qué nos llevará a categorizar los pozos del campo de estudio por características de producción similares, como se muestra en la **Gráfica 12**.

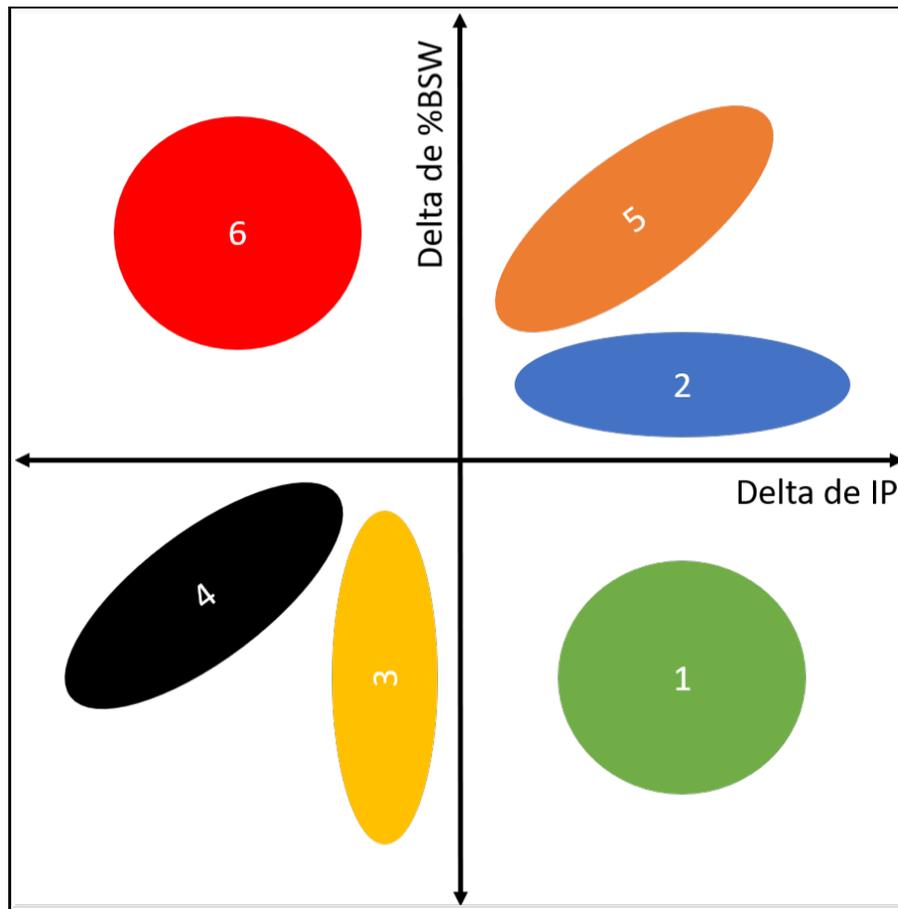
Gráfica 12. Análisis multivariable según grupos de pozos.



Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

Según los resultados obtenidos en el análisis multivariable se agruparon los datos de acuerdo con la tendencia que estos enmarcaban de la siguiente manera. **Figura 21.**

Figura 21. Representación de tendencias del análisis multivariable.



Fuente: Elaboración propia.

Cada uno de los diferentes grupos en la **Figura 21**, tienen características similares dependiendo del comportamiento de sus integrantes, como respuesta a las estimulaciones previamente realizadas. Estos grupos son:

Grupo 1: Son aquellos pozos donde el índice de productividad aumentó y el %BSW disminuyó, simultáneamente al evaluar su potencial de producción con las condiciones anteriores de la estimulación, se obtuvo un potencial de producción óptimo de modo que en estos pozos se considera que la estimulación fue exitosa, siendo este el escenario ideal.

Grupo 2: Son aquellos pozos donde el índice de productividad aumentó, así como el %BSW, siendo esta última una condición técnicamente desfavorable, simultáneamente al evaluar su potencial de producción con las condiciones

anteriores de la estimulación, se obtuvo un potencial de producción óptimo, es decir, se consideran estimulaciones aceptables.

Grupo 3: Son aquellos pozos donde el índice de productividad disminuyó, así como el %BSW, siendo la primera condición una condición técnicamente desfavorable, simultáneamente al evaluar su potencial de producción con las condiciones anteriores de la estimulación, se obtuvo un potencial de producción óptimo de modo que se consideran estas estimulaciones aceptables.

Grupo 4: Son aquellos pozos donde el índice de productividad disminuyó, así como el %BSW, siendo la primera condición una condición técnicamente desfavorable, simultáneamente al evaluar su potencial de producción con las condiciones anteriores de la estimulación, no se obtuvo un potencial de producción óptimo de modo que se consideran estas estimulaciones no aceptables.

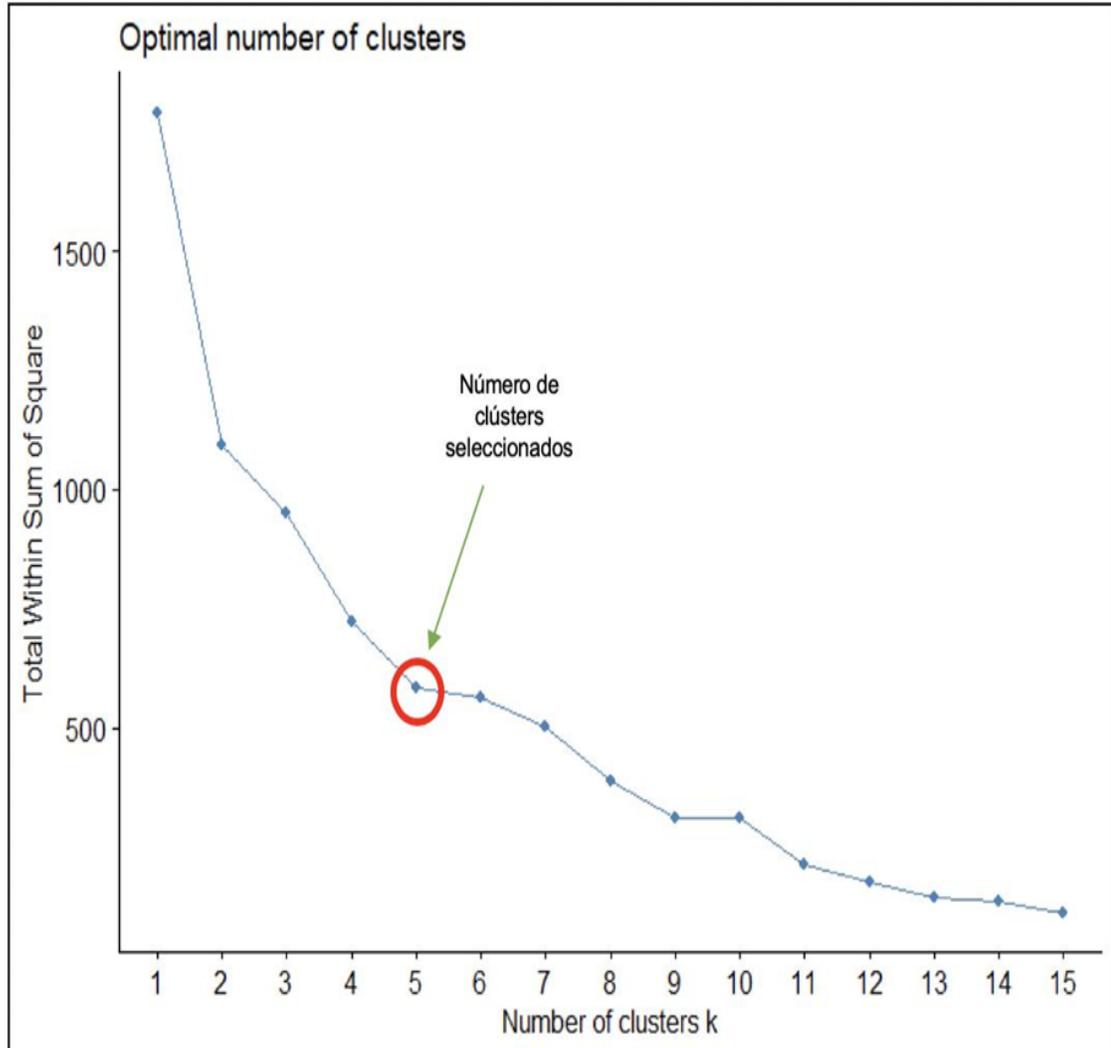
Grupo 5: Son aquellos pozos donde el índice de productividad aumentó, así como el %BSW, siendo esta última una condición técnicamente desfavorable, simultáneamente al evaluar su potencial de producción con las condiciones anteriores de la estimulación, no se obtuvo un potencial de producción óptimo de modo que se consideran estas estimulaciones no aceptables.

Grupo 6: Son aquellos pozos donde el índice de productividad disminuyó y el %BSW aumentó, siendo ambas condiciones técnicamente desfavorables, simultáneamente al evaluar su potencial de producción con las condiciones anteriores a la estimulación, son pozos en los que se considera que la estimulación no fue exitosa, siendo este el escenario menos deseable.

3.3 NÚMERO DE CLÚSTERS ÓPTIMO.

Utilizando el programa R-Studio y teniendo en cuenta el método del codo, se procedió a identificar el número óptimo de clústers a trabajar en el proyecto. El valor obtenido es de 5 clústers. **Figura 22.**

Figura 22. Método del codo para determinar la cantidad óptima de clústers.



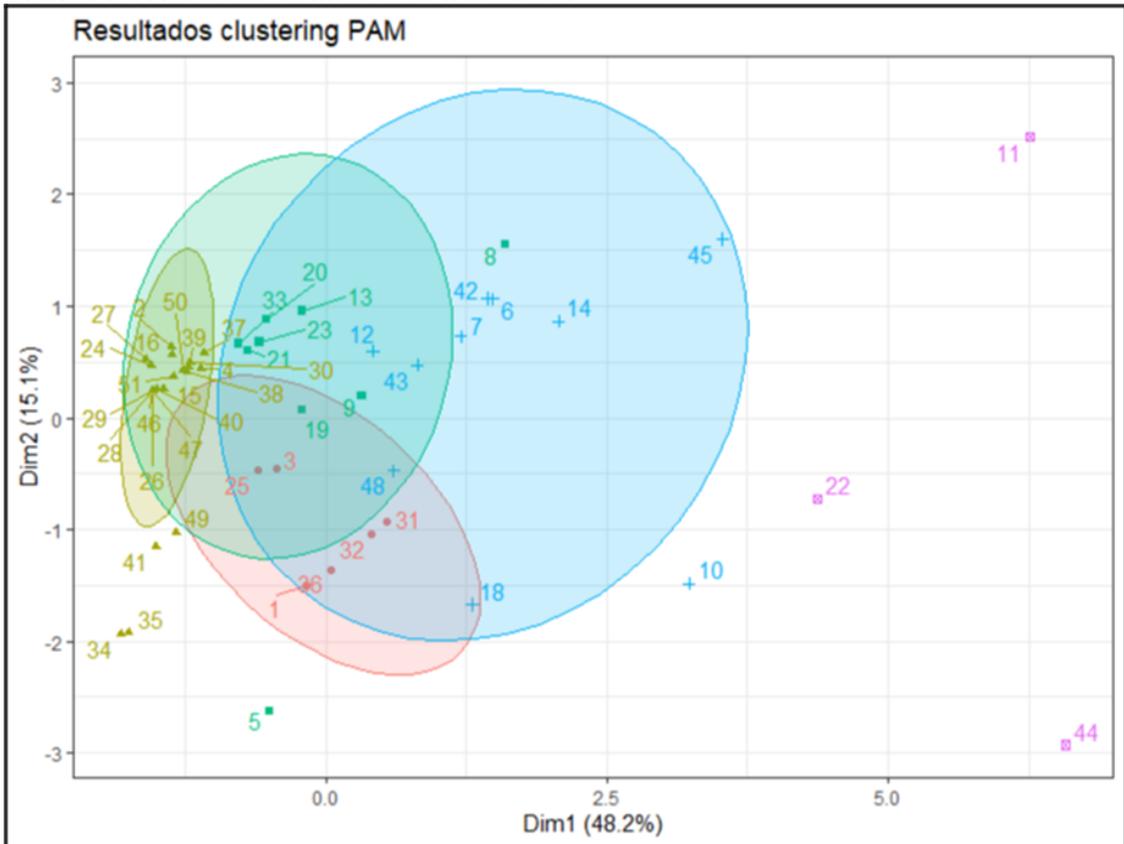
Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

3.4 CATEGORIZACIÓN DE POZOS

A continuación, se presentan los resultados de los tres métodos utilizados para el agrupamiento de pozos, de los cuales se eligió la agrupación de pozos por medio del método K-means, al ser el método que mejor representa los datos.

3.4.1 Método de K-mediods. La **Gráfica 13** muestra el resultado de agrupamiento por medio del método K-mediods.

Gráfica 13. Resultado de método de k-mediods.

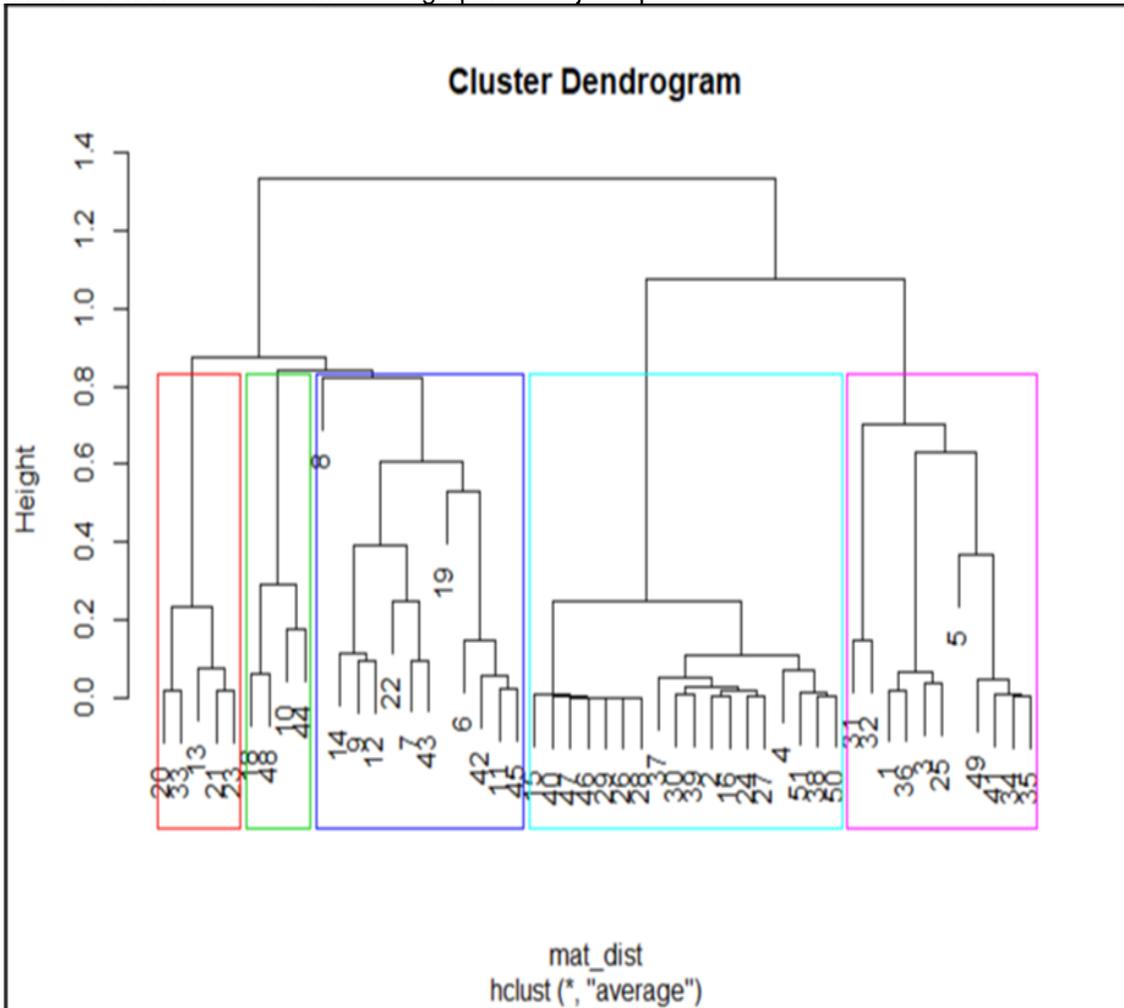


Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

Como se observa en la **Gráfica 13** hay un mediod dentro de cada grupo, en el que la medida de similitud de los objetos que se estudian por grupo es mínima y busca ubicarse en el centro de todo el grupo. Para la asignación de cada uno de los objetos a cada grupo se realiza un proceso iterativo, es decir, se busca que el mediod quede centrado en cada clúster. Se puede observar que aproximadamente el 10% de los pozos quedaron excluidos del mediod, por ende, no es confiable su selección.

3.4.2 Método de agrupamiento jerárquico. La **Gráfica 14** muestra el resultado de agrupamiento por medio del método agrupamiento jerárquico.

Gráfica 14. Resultado de método agrupamiento jerárquico.

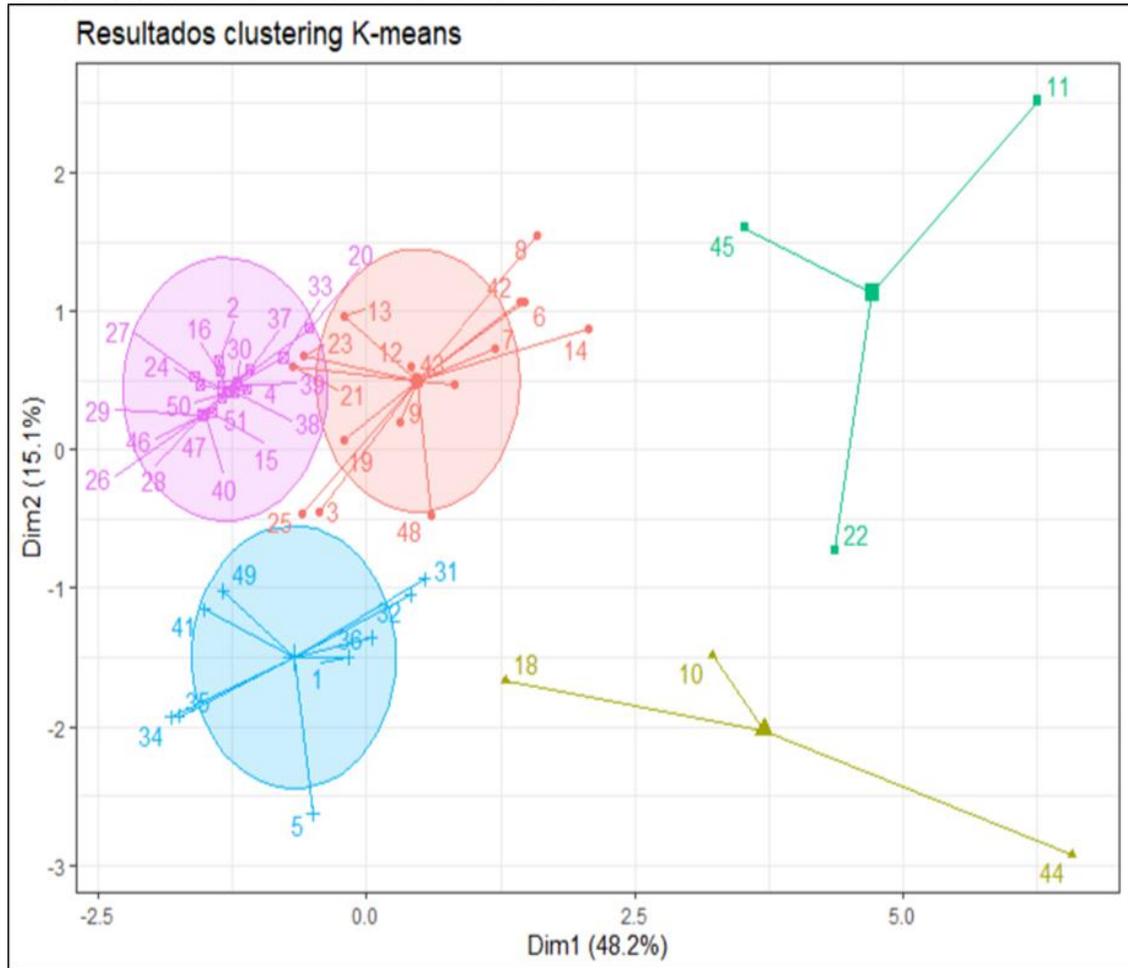


Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

La **Gráfica 14** es un dendrograma que representa una organización jerárquica de los pozos en donde cada una de las ramas representa una similitud, y conforme se va generalizando el dendrograma los objetos se van uniendo y agrupando, entre más abajo en el dendrograma se generen las agrupaciones, significa que las agrupaciones son más parecidas. Se puede observar una gran dispersión de los pozos para el clúster Az (Pozos 8, 19, 6 y 22) y para el clúster M (Pozos 5, 31 y 32), es decir, no agrupa de una forma detallada los pozos.

3.4.3 Método de K-means. La **Gráfica 15** muestra el resultado de agrupamiento por medio del método K-means.

Gráfica 15. Resultado de método de k-means.



Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

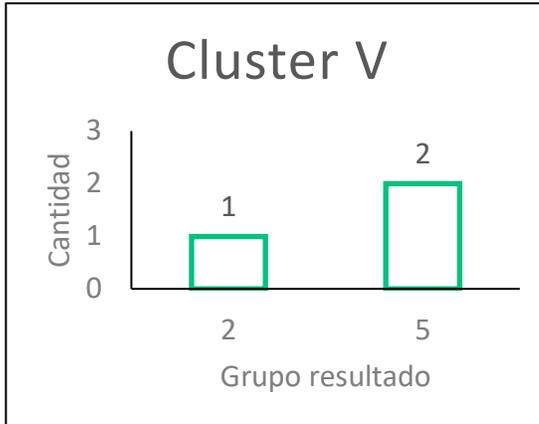
Este método ubica de forma aleatoria centroides o puntos de referencia, y luego asigna cada observación al centroide que le sea más cercano, calculando todas las distancias euclidianas de todas las observaciones a todos los centroides, se recalcula el centroide de cada uno de los clústeres, este método es el más viable, debido a que establece puntos de similitud y agrupa los pozos de una forma ordenada y clara.

3.4.4 Selección del Método de Categorización. El método que mejor representa los datos es el método de K-Means, la justificación de su elección se llevó a cabo mediante un análisis de la relación entre las características del pozo y de las estimulaciones, así como un análisis de componentes principales (ACP), todo esto a partir del resultado clustering obtenido.

Se estudia la relación de las características del pozo y de las estimulaciones mediante los siguientes gráficos estáticos de barras (**Gráfica 16 a Gráfica 20**),

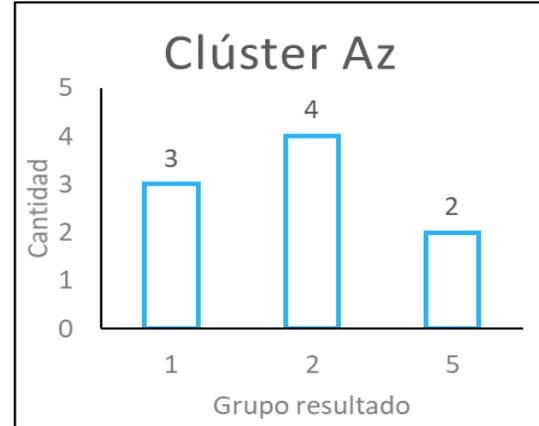
en los que se utiliza como referencia los colores ilustrados en las gráficas de agrupamiento del método seleccionado y la clasificación de los pozos por sus características de producción, en los grupos identificados con números del 1 al 6 (Figura 21).

Gráfica 17. Grupos de resultados agrupados en el clúster V.



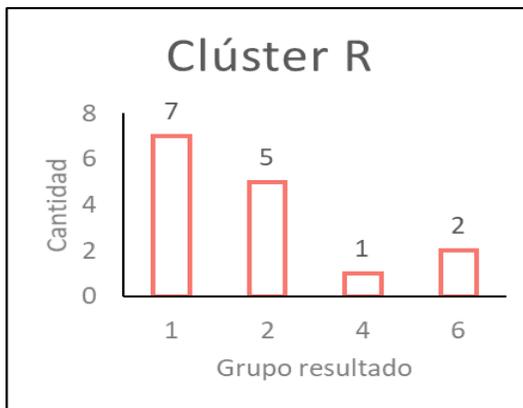
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 16. Grupos de resultados agrupados en el clúster Az.



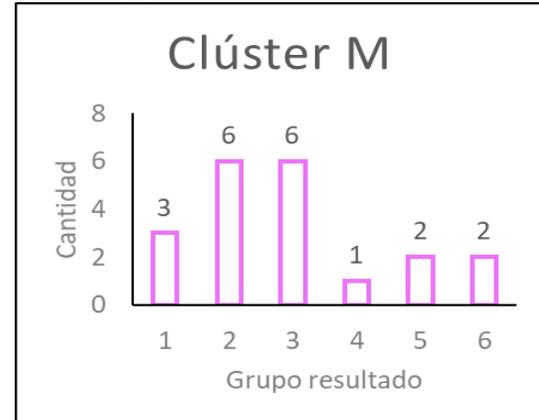
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 19. Grupos de resultados agrupados en el clúster R.



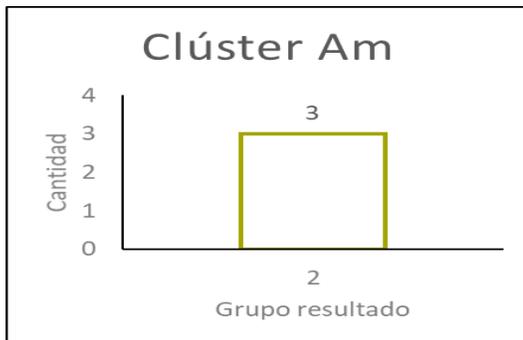
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 18. Grupos de resultados agrupados en el clúster M.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 20. Grupos de resultados agrupados en el clúster Am



Fuente: Elaboración propia.

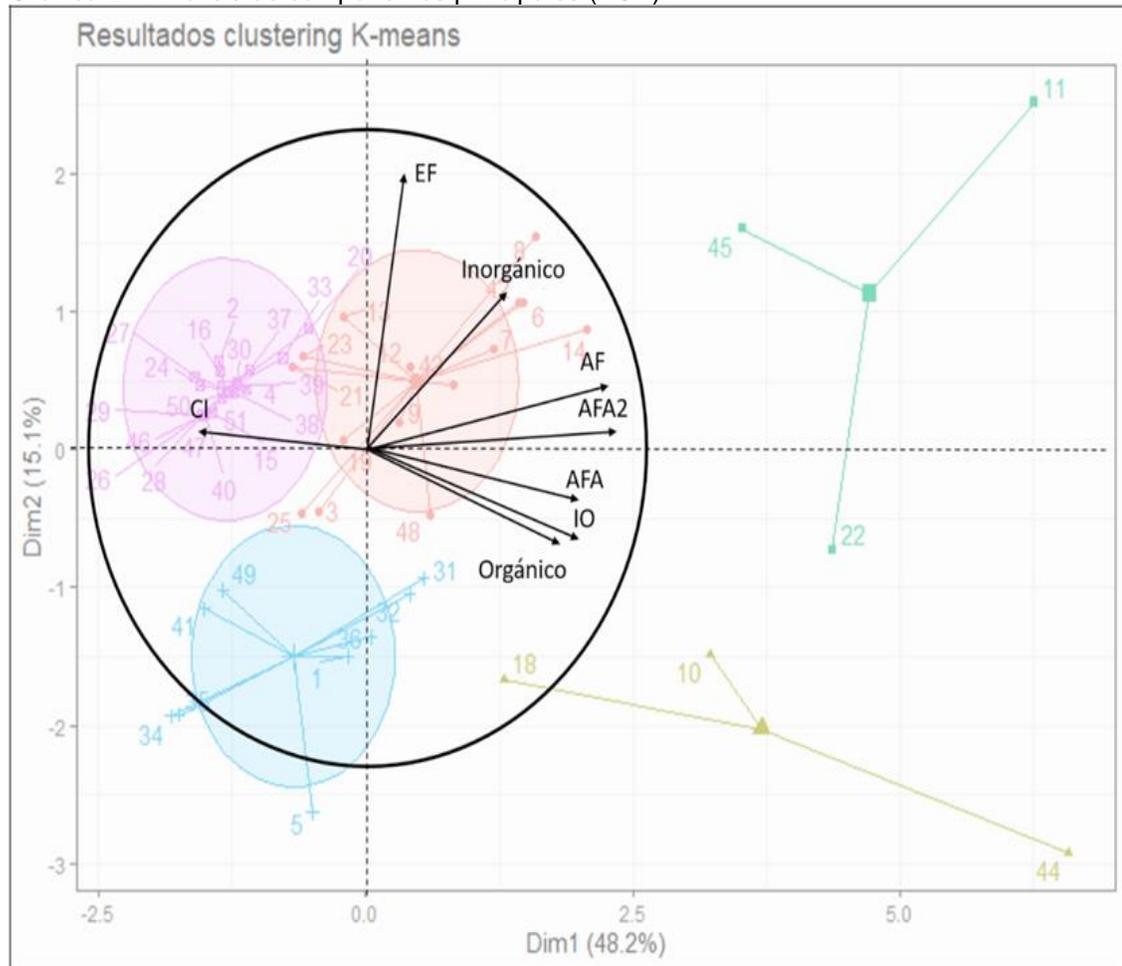
De los anteriores gráficos estáticos de barras se puede inferir qué:

- Clúster V: El 66,7% de los pozos pertenecen a un grupo en donde tanto el índice de productividad como el %BSW aumentó, considerándose como estimulaciones no aceptables, mientras que el 33,3% de los pozos en este clúster son estimulaciones consideradas como aceptables
- Clúster Am: Los pozos que se encuentran en esta agrupación se consideran estimulaciones aceptables que pertenecen al grupo 2.
- Clúster R: El 80% de los pozos agrupados en este clúster se consideran estimulaciones aceptables, donde el 46,7% de los pozos pertenecen al grupo 1 y el 33,3% al grupo 2; el 20% restante de los pozos se consideran estimulaciones no aceptables, donde el 6,7% pertenece al grupo 4 y el 13,3% pertenece al grupo 6.
- Clúster Az: El 77,8% de los pozos agrupados en este clúster se consideran estimulaciones aceptables, donde el 33,4% pertenece al grupo 1 y el 44,5% pertenece al grupo 2; mientras que solo el 22,3% de los datos se identifican como estimulaciones no aceptables del grupo 5.
- Clúster M: En este clúster se encuentran todos los grupos de clasificación por producción, el 75% de los datos son de grupos en donde se consideran estimulaciones aceptables, donde el 15% pertenece al grupo 1 y el 60% restante pertenece equitativamente al grupo 2 y 3; el 25% restante son los pozos que se identifican como estimulaciones no aceptables, donde el 5% pertenece al grupo 4, el 10% pertenece al grupo 5 y el último 10% pertenece al grupo 6.

Este método de agrupación logra organizar los diferentes grupos, con tendencias claras en el comportamiento de los pozos que lo integran, cada uno de los grupos tiene datos favorables y no favorables, sin embargo, la mayoría de los pozos que constituyen los clústers presentan estimulaciones aceptables.

Posteriormente, se desarrolla el análisis de componentes principales (ACP), en el cual por medio de un gráfico denominado “circulo de correlaciones”, se puede observar la relación entre las características de estimulación, con el resultado de la ubicación en el plano cartesiano de cada clúster. **Gráfica 21.**

Gráfica 21. Análisis de componentes principales (ACP).



Fuente: Elaboración propia mediante R-Studio.

Muestra una proyección de las variables iniciales en el espacio factorial. Cuando dos variables están lejos del centro, tenemos varias posibilidades: si están próximas una a la otra, están positivamente correlacionadas, si son ortogonales, no están correlacionadas y si están en lados opuestos con respecto al centro están negativamente correlacionadas. Con base al anterior gráfico podemos analizar qué:

- La mayoría de los pozos que fueron estimulados principalmente con componentes orgánicos, fueron combinados con otros componentes: crudo inhibido (CI) y ácido fórmico acético (AFA), se puede inferir que no se relaciona en gran proporción con el inhibidor de finos (EF), debido a que el ángulo de relación es alrededor de 90°.
- La mayoría de los pozos en el clúster R y M, no presentan estimulaciones con ácido fórmico acético (AFA) e inhibición orgánica (IO).
- Los pozos que se encuentran en el clúster V son aquellos a los que se les realizaron estimulaciones con componentes orgánicos, ácido fórmico acético (AFA), ácido fluorhídrico (AF), inhibición orgánica (IO) e inhibidor de finos (EF).
- Los pozos que se encuentran en el clúster Am son aquellos a los que se les realizaron estimulaciones con componentes orgánicos, ácido fórmico acético (AFA), ácido fluorhídrico (AF), inhibición orgánica (IO), inhibidor de finos (EF) y compuestos inorgánicos.
- El clúster M está integrado por pozos que contienen estimulaciones donde únicamente se les inyectó crudo inhibido (CI) y/o compuestos orgánicos.
- La tendencia del clúster Az es presentar estimulaciones sin uso de compuestos inorgánicos.
- Tanto el clúster V como el clúster Am, no presentan estimulaciones con crudo inhibido (CI).

Por lo anterior, se observa que, el método de K-means es el más adecuado para este caso de estudio, puesto que al realizar el análisis ACP, la categorización de los pozos tiene relación con las estimulaciones efectuadas en cada uno de ellos.

3.4 IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN. En este capítulo se diagnosticó el tipo de daño por clúster, con el fin de poder diagnosticar un daño predominante con base a la similitud de los pozos, y así, poder trabajar todos los pozos de una forma más compacta. La respectiva identificación se realizó teniendo en cuenta la matriz de daños, los grupos resultado del análisis multivariable y los trenes de fluidos implementados en los pozos ya estimulados.

3.4.1 Daño de Formación por Clúster. Considerando los criterios para definir el daño de formación de la **Tabla 6** y los resultados obtenidos de los clústers, se

les asignó un daño de formación a cada pozo individualmente, dependiendo del comportamiento de las variables de la **Tabla 5**, cómo se muestra en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Diagnósticos daños de formación.

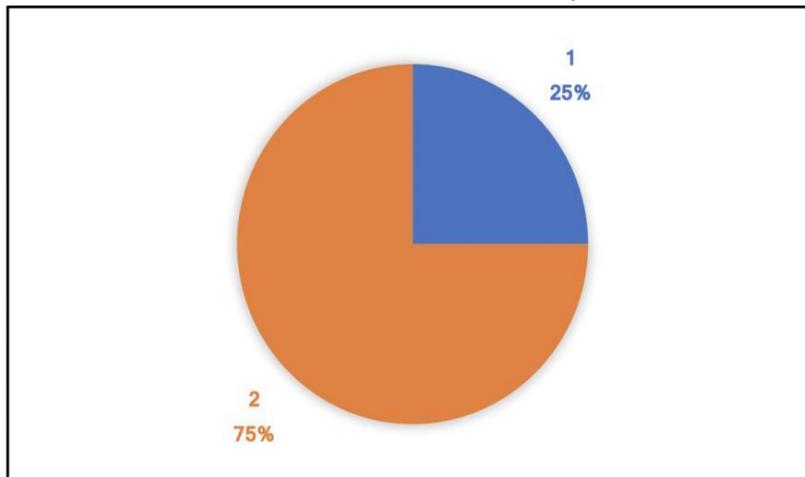
IDENTIFICACIÓN					DAÑO DE FORMACIÓN
Pozo ID	Fecha	Código	Clúster	Resultado (grupo)	DIAGNÓSTICO
45	22/09/2009	O_AFA_AF_IO	V	5	1
11	3/11/2009	O_AFA_AF_IO	V	5	2
22	24/04/2012	O_AFA_AF_IO_EF	V	2	2
18	18/09/2014	O_IN_AFA_AF_IO_EF	Am	2	2
10	12/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO_EF	Am	2	2-3
44	10/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO_EF	Am	2	2-3
19	5/12/2013	O_AFA_AF_IO_EF	R	4	1
3	1/10/2018	AFA_AF_EF	R	1	2
6	20/11/2009	O_AFA_AF_IO	R	1	2
7	2/05/2010	O_AFA_AF_IO	R	2	2
9	3/07/2013	O_AFA_AF_EF	R	1	2
12	4/09/2013	O_AFA_AF_EF	R	1	2
14	13/04/2010	O_AFA_AF	R	2	2
23	28/08/2013	O	R	6	2
25	4/10/2018	AFA_AF_EF	R	2	2
42	12/09/2009	O_AFA_AF_IO	R	1	2
43	21/05/2010	O_AFA_AF	R	2	2
48	6/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO	R	5	2
13	19/08/2015	O	R	6	3
21	15/08/2013	O	R	1	4
8	2/09/2013	O_AFA	R	1	2-3
1	30/09/2018	AFA_AF_EF	Az	2	2
5	13/10/2017	O_CI_EF	Az	5	2
32	10/10/2018	O_AFA_AF_EF_CI	Az	1	2
36	17/04/2018	CI	Az	2	2
41	21/08/2016	CI_EF	Az	5	2
31	19/06/2017	O_AF_EF_CI	Az	1	3
34	12/06/2016	CI_EF	Az	2	3
35	20/08/2016	CI_EF	Az	1	3
49	23/08/2016	CI_EF	Az	2	3
4	2/10/2018	O_CI	M	3	1
20	17/10/2018	O_CI	M	3	1
27	15/06/2017	O_CI	M	1	1
28	22/04/2018	CI	M	3	1
37	12/10/2018	O_CI	M	1	1
29	17/04/2018	CI	M	5	2
33	29/08/2017	O_CI	M	6	2
46	20/04/2018	CI	M	4	2
15	4/08/2013	CI	M	2	3
24	17/06/2017	O_CI	M	2	3
40	17/04/2018	CI	M	2	4
47	20/04/2018	CI	M	2	4
2	18/06/2017	O_CI	M	3	1-2
30	28/08/2017	O_CI	M	3	1-2
26	13/04/2018	CI	M	2	1-4
39	19/10/2018	O_CI	M	2	1-4
16	14/06/2017	O_CI	M	6	3-4
38	15/10/2018	O_CI	M	5	3-4
51	26/09/2018	O_CI	M	1	3-4
50	22/10/2018	O_CI	M	3	3-4

Fuente: Elaboración propia

Luego de relacionar cada pozo con un daño de formación, se asignará a cada clúster un daño de formación que lo represente, a partir de los datos porcentuales, de ser posible.

Clúster V: En la **Gráfica 22** se observa que el 75% de los individuos tienen un diagnóstico de daño de formación tipo 2, migración de finos, por lo cual, se generaliza este tipo de daño para todo el grupo.

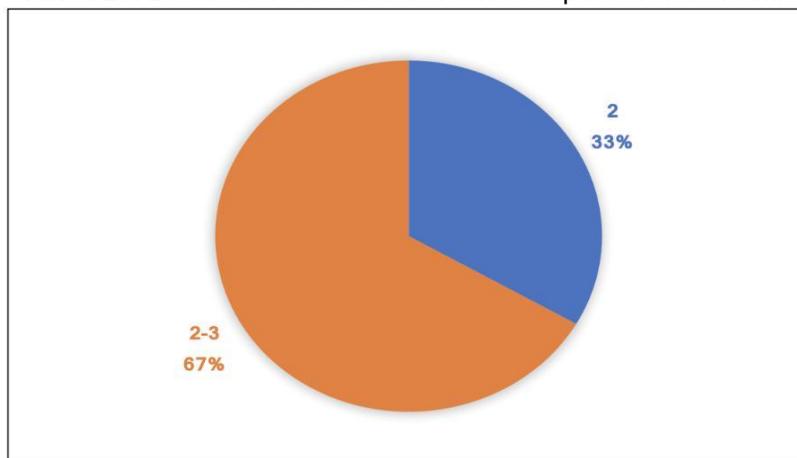
Gráfica 22. Distribución del daño de formación para el clúster V.



Fuente: Elaboración propia.

Clúster Am: En la **Gráfica 23** se observa que el 67% de los individuos tienen un diagnóstico de daño de formación tipo 2-3, migración de finos y mojabilidad al aceite, por lo cual, no hay un solo tipo de daño de formación que represente este grupo.

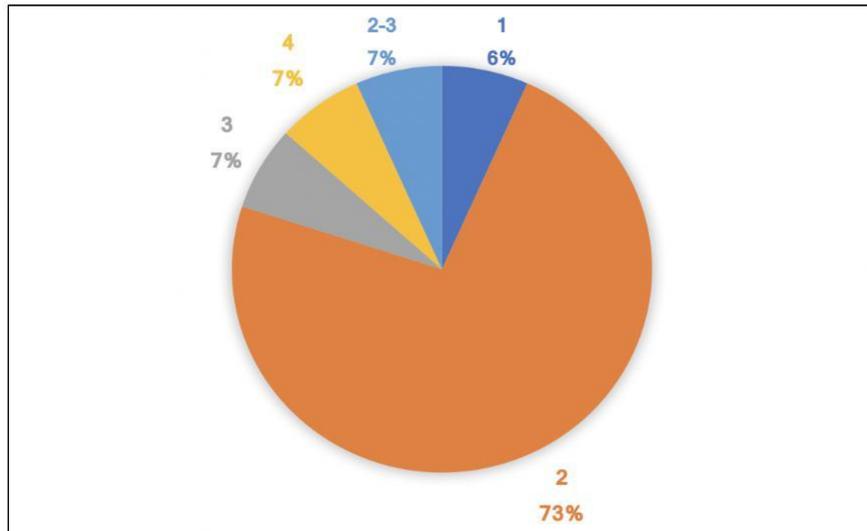
Gráfica 23. Distribución del daño de formación para el clúster Am.



Fuente: Elaboración propia.

Clúster R: En la **Gráfica 24** se observa que el 73% de los individuos tienen un diagnóstico de daño de formación tipo 2, migración de finos, por lo cual, se generaliza este tipo de daño para todo el grupo.

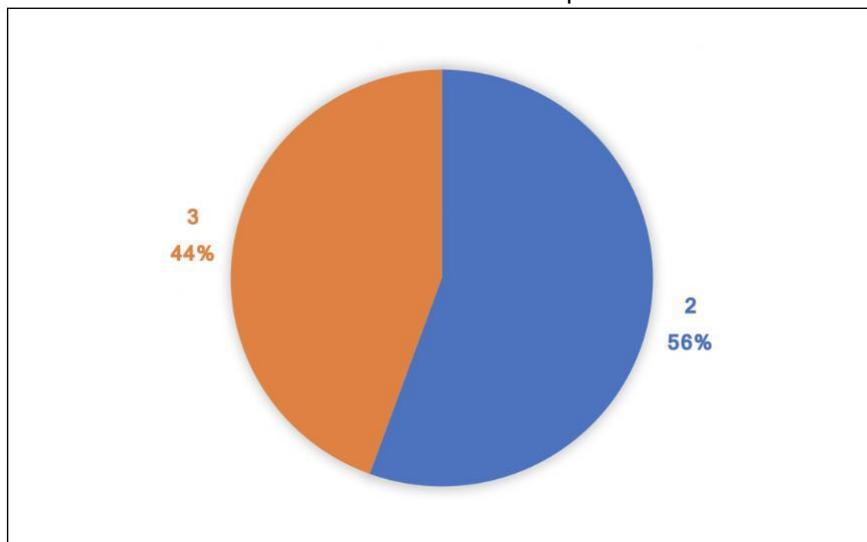
Gráfica 24. Distribución del daño de formación para el clúster R.



Fuente: Elaboración propia.

Clúster Az: En la **Gráfica 25** se observa que el 56% de los individuos tienen un diagnóstico de daño de formación tipo 2, migración de finos, por lo cual, se generaliza este tipo de daño para todo el grupo.

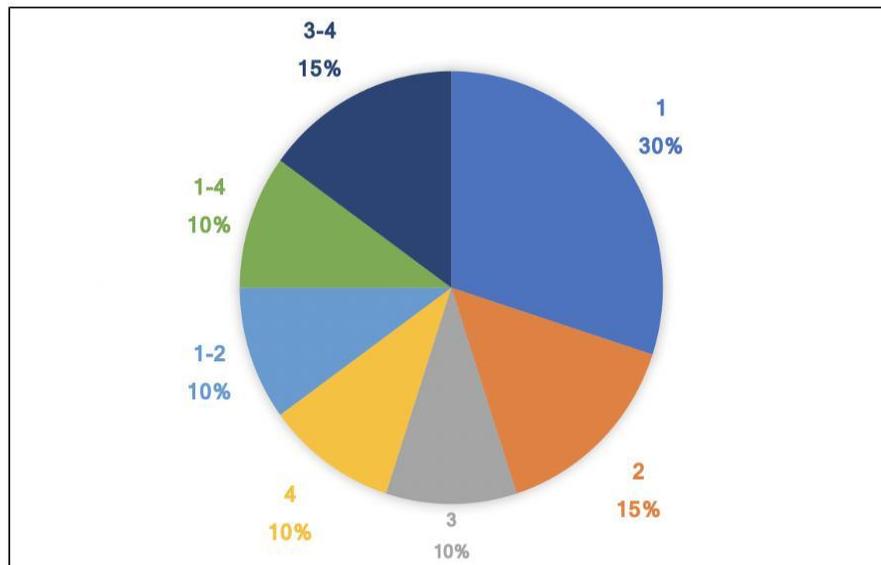
Gráfica 25. Distribución del daño de formación para el clúster Az.



Fuente: Elaboración propia

Clúster M: En la **Gráfica 26** se observa que el 30% de los individuos tienen un diagnóstico de daño de formación tipo 1, canalización de agua, también se presenta daño tipo 2, migración de finos, 3, mojabilidad al aceite y 4, depósito de orgánicos, en una cantidad considerable, sin embargo, se generalizará el tipo 1 para el grupo.

Gráfica 26. Distribución del daño de formación para el clúster M.



Fuente: Elaboración propia.

Se puede analizar para este campo en estudio, el daño de formación más común es el tipo 2, migración de finos, puesto que la mayoría de los clústers presentan un diagnóstico similar.

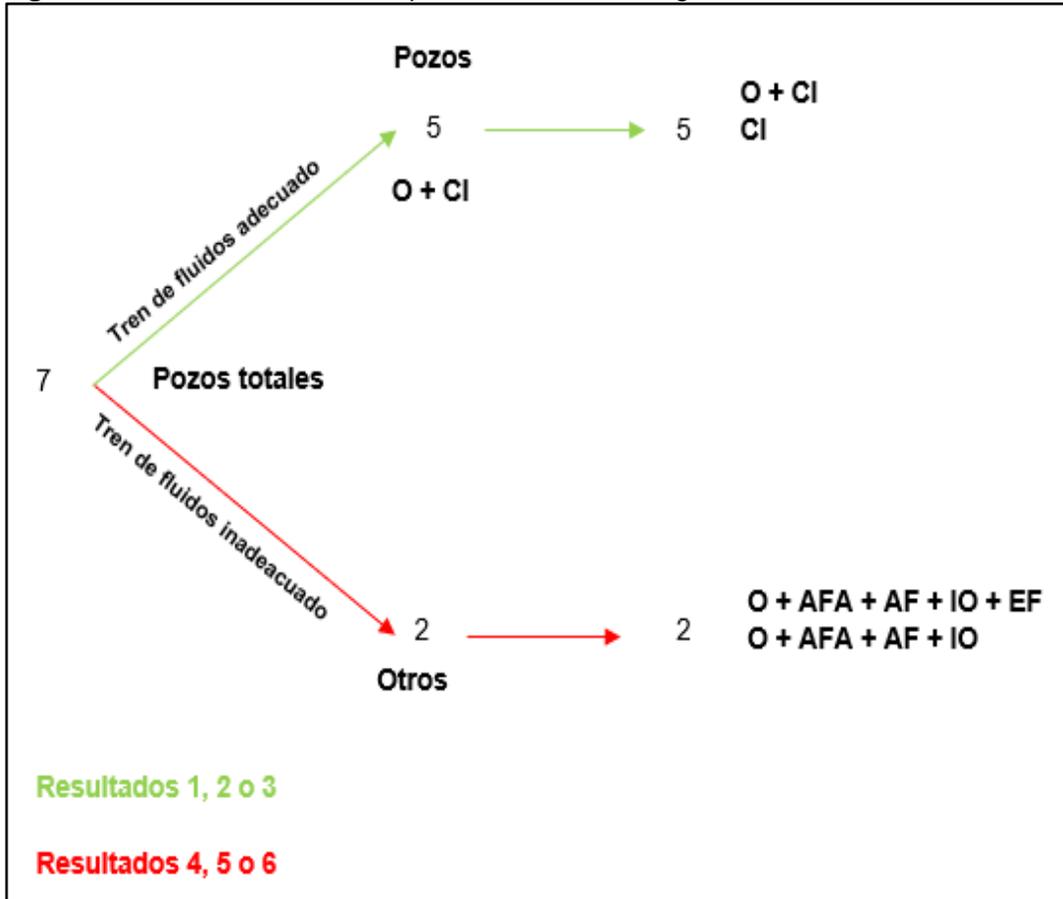
La migración de finos puede resultar de una formación no consolidada inherentemente inestable o de la utilización de un fluido de tratamiento incompatible que libera partículas finas. El daño generado por los finos se localiza generalmente en un radio de 1 a 2 m [3 a 5 pies] del pozo, pero también puede producirse en las terminaciones con empaque de grava²⁹.

Teniendo en cuenta las causas de la migración de finos expresadas en la definición anterior del diccionario Oilfield de Schlumberger y dado a que los pozos en este campo se han completado en un 52% con case hole gravel pack, cómo se puede evidenciar en la **Gráfica 13**, este tipo de completamiento puede ser una de las causas por las que se presenta este problema frecuentemente en el campo.

²⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. Houston. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dead_oil.aspx

3.4.2 Trenes de Fluido. Las Figuras 23-30 muestran los análisis de los trenes de fluidos implementados para contrarrestar el daño de formación (Canalización de agua, Migración de finos, Mojabilidad al aceite, Depósito de orgánicos y daños combinados) presente en los pozos.

Figura 23. Análisis tren de fluidos para canalización de agua.

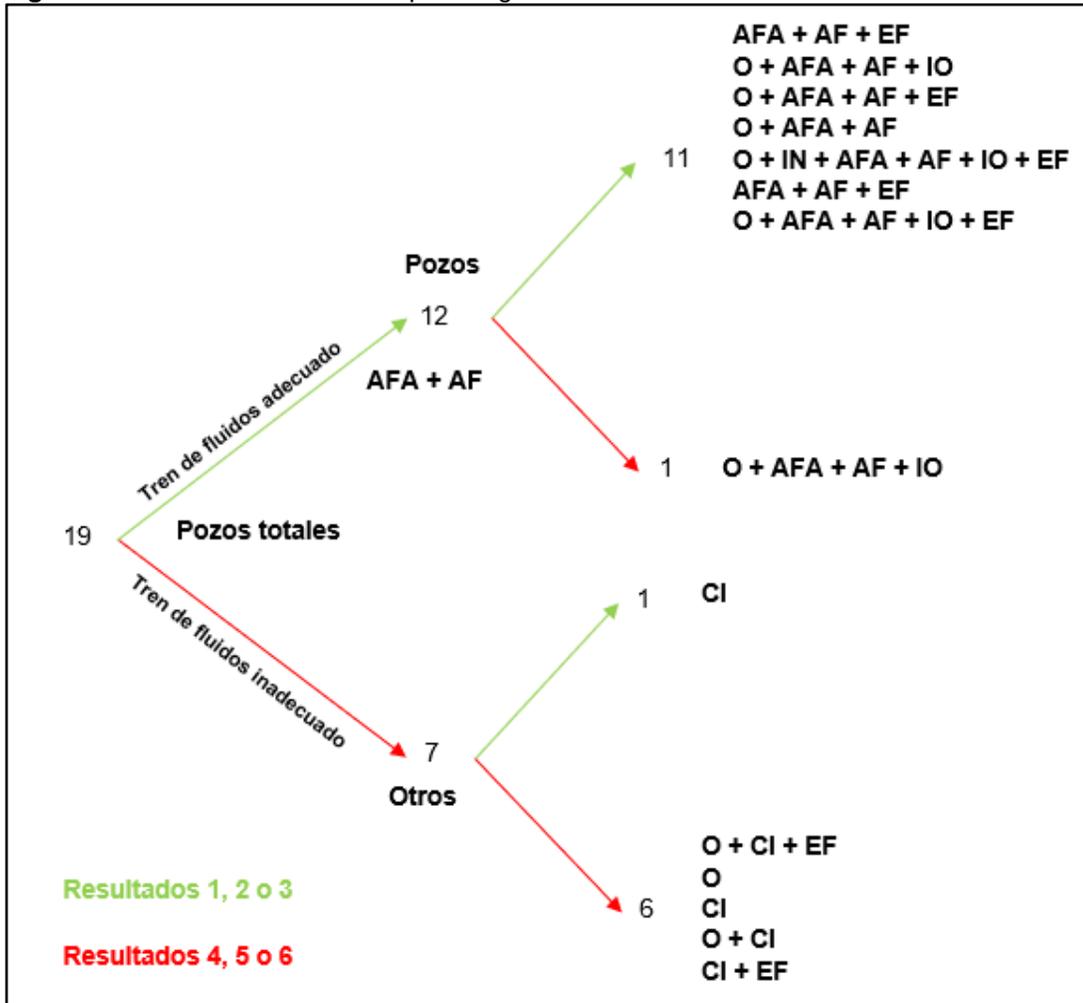


Fuente: Elaboración propia.

Con base en la **Figura 22**, se puede observar qué:

- La canalización de agua se ha tratado en un 71,4% con O y CI, los cuales han tenido resultados 1 y 3, es decir, estos productos pueden contrarrestar este tipo de daño, por otro lado, el 19,6% equivale a la adición de AFA, AF, IO y EF que disminuyen el desempeño del reacondicionamiento dando resultados mayores a 3 (4 y 5).

Figura 24. Análisis tren de fluidos para migración de finos.

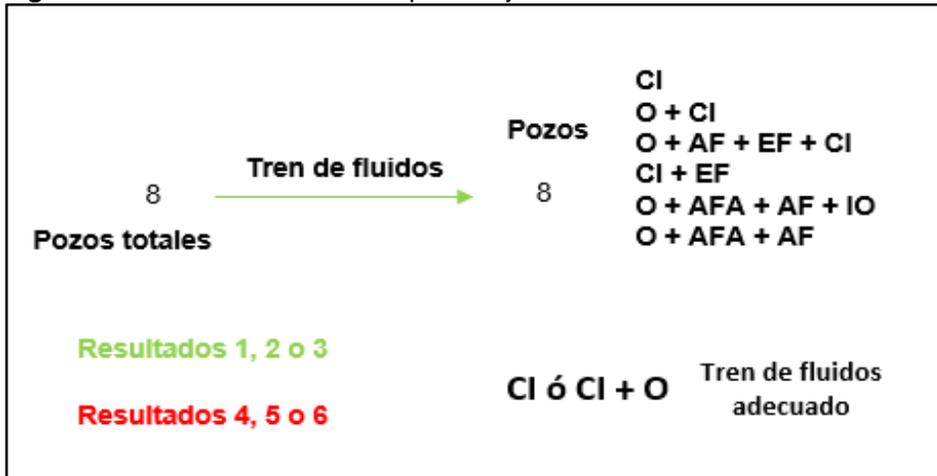


Fuente: Elaboración propia.

Con base en la **Figura 23**, se puede observar qué:

- La migración de finos se ha tratado 63,2% con un tren de fluidos que contenga principalmente AFA + AF, siendo compatible con otros productos, los cuales han tenido resultados 1, 2 y 3, es decir un tren de fluidos que contenga estos productos puede contrarrestar este tipo de daño, por otro lado, el 36,8% equivale a trenes de fluidos compuestos únicamente por O, CI e EF, los cuales han tenido resultados mayores a 3.

Figura 25. Análisis tren de fluidos para mojabilidad al aceite.

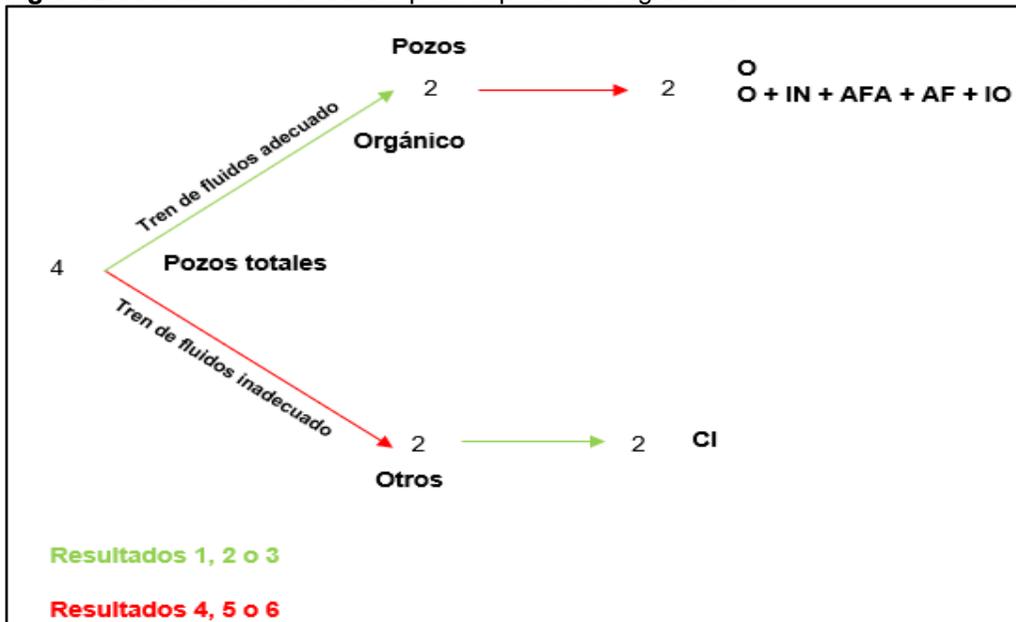


Fuente: Elaboración propia.

Con base en la **Figura 24**, se puede observar qué:

- La mojabilidad al aceite se ha tratado un 77% con compuestos O y un 69% con CI, estando presente en todos los trenes de fluidos de los pozos, teniendo compatibilidad con otros productos (AFA, AF, EF e IO) y generando resultados 1 y 2, lo que indica que la presencia de los dos productos mencionados anteriormente, tienen prioridad en el tren de fluidos para tratar este tipo de daño de formación.

Figura 26. Análisis tren de fluidos para depósito de orgánicos.

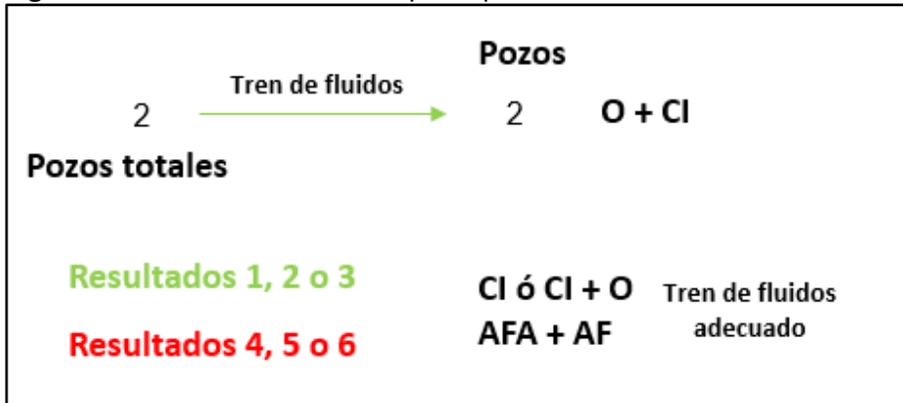


Fuente: Elaboración propia.

Con base en la **Figura 25**, se puede observar qué:

- El depósito de orgánicos generalmente se trata con compuestos O, sin embargo, en los trenes de fluidos que tuvieron presencia de este producto los resultados obtenidos fueron mayores a 3, por el contrario, los trenes de fluido con crudo inhibido tuvieron buenos resultados, donde se podría suponer que los pozos tuvieron un diagnóstico equivocado o el pozo presenta otros problemas desconocidos.

Figura 27. Análisis tren de fluidos para tipo 1-2.

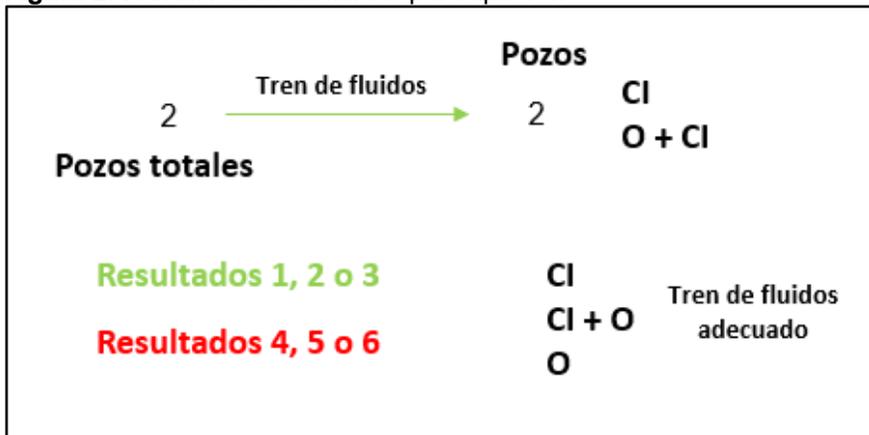


Fuente: Elaboración propia.

Con base en la **Figura 26**, se puede observar qué:

- Los pozos con diagnóstico combinado 1-2, se han tratado 100% de manera adecuada, estando O y Cl presente en todos los trenes de fluidos de los pozos, generando resultados iguales o menores a 3, es decir estos dos productos pueden contrarrestar la migración por finos combinada con la canalización de agua.

Figura 28. Análisis tren de fluidos para tipo 1-4.

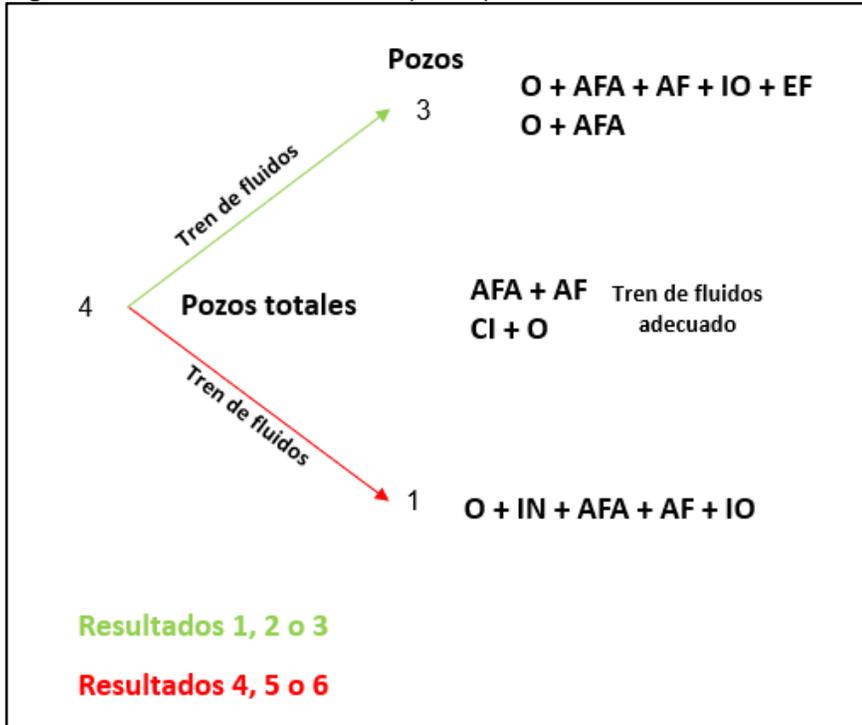


Fuente: Elaboración propia.

Con base a la **Figura 27**, se puede observar qué:

- Los pozos con diagnóstico combinado 1-4, se han tratado 100% de manera adecuada, estando O y CI presente en todos los trenes de fluidos de los pozos, generando resultados iguales o menores a 3, es decir estos dos productos pueden contrarrestar la canalización de agua combinada con el depósito de orgánicos.

Figura 29. Análisis tren de fluidos para tipo 2-3.

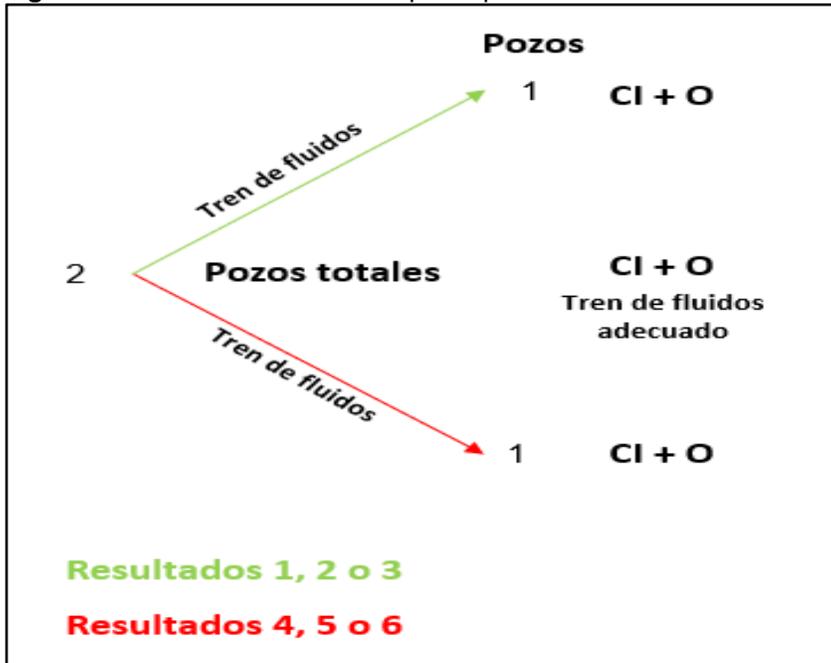


Fuente: Elaboración propia.

Con base a la **Figura 28**, se puede observar qué:

- Los pozos con diagnóstico combinado 2-3, se han tratado 75% con trenes de fluidos que contengan productos adecuados para los daños de formación presentes, sin embargo, el 25% tuvo presencia de IN, lo cual generó un resultado desfavorable.

Figura 30. Análisis tren de fluidos para tipo 3-4.



Fuente: Elaboración propia.

Con base a la **Figura 29**, se puede observar qué:

- Los pozos con diagnóstico combinado 3-4, se han tratado 50% con trenes de fluidos que contengan productos adecuados para los daños de formación presentes, sin embargo, el 50% obtuvo resultados desfavorables con los mismos productos, donde se podría suponer que los pozos tuvieron un diagnóstico equivocado o el pozo presenta otros problemas desconocidos.

Con el objetivo de asignar un tipo de remediación a cada uno de los diagnósticos con base en todos los resultados de la **Sección 3.4**, se construyó la siguiente tabla en la que se presentan los componentes que mejor remediación los diagnósticos de daño de formación expuestos. **Tabla 8.**

Tabla 8. Remediación para los pozos según el daño de formación.

Grupos diagnóstico	Diagnóstico	Observaciones	Remediación
1	Canalización Agua	Influencia del Acuífero	Crudo solo o acompañado con O o RM
2	Migración de finos	Altos Velocidades	AFA + AF +EF
3	Mojabilidad al aceite	Depósitos o Emulsiones	Orgánico + CI
4	Depósitos Orgánicos	IC, Cambios de Presión	Orgánico
5	Depósitos Inorgánicos	IS, Cambios P y T	AFA

Fuente: Elaboración propia.

3.4 ANÁLISIS NODAL

Se muestra a continuación la tabla exportada del programa R-Studio, la cual muestra las distancias euclidianas respectivas entre los pozos estimulados (ID) y los pozos prospectos a estimular (A a U). **Tabla 9.** Donde las celdas de color fucsia corresponden a los pozos con las distancias euclidianas más pequeñas.

Tabla 9. Distancias Euclidianas.

IDENTIFICACIÓN					DISTANCIAS EUCLIDIANAS					
Pozo ID	Fecha	Código	Clúster	Resultado (grupo)	A	B	C	D	E	F
11	3/11/2009	O_AFA_AF_IO	V	5	13.127	10.059	10.257	13.210	10.264	10.121
22	24/04/2012	O_AFA_AF_IO_EF	V	2	13.445	9.478	9.688	13.454	9.947	9.576
45	22/09/2009	O_AFA_AF_IO	V	5	8.097	7.219	7.356	8.091	7.182	6.856
10	12/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO_EF	Am	2	7.101	6.547	6.255	7.239	6.384	4.222
18	18/09/2014	O_IN_AFA_AF_IO_EF	Am	2	9.804	9.835	9.641	9.874	9.731	9.047
44	10/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO_EF	Am	2	5.800	6.418	6.181	5.885	6.179	5.401
3	1/10/2018	AFA_AF_EF	R	1	2.747	3.545	3.055	2.649	3.424	4.813
6	20/11/2009	O_AFA_AF_IO	R	1	5.854	6.421	6.237	5.982	6.186	4.578
7	2/05/2010	O_AFA_AF_IO	R	2	5.794	6.376	6.149	5.880	6.082	4.520
8	2/09/2013	O_AFA	R	1	8.039	7.197	7.179	7.844	7.314	5.252
9	3/07/2013	O_AFA_AF_EF	R	1	8.592	8.161	8.029	8.352	8.225	6.140
12	4/09/2013	O_AFA_AF_EF	R	1	7.490	7.885	7.833	7.553	7.883	7.146
13	19/08/2015	O	R	6	7.350	7.733	7.694	7.370	7.806	6.873
14	13/04/2010	O_AFA_AF	R	2	7.033	7.094	6.853	7.117	6.858	6.187
19	5/12/2013	O_AFA_AF_IO_EF	R	4	10.315	9.875	10.120	10.210	10.034	9.425
21	15/08/2013	O	R	1	7.198	6.596	6.178	7.230	6.241	5.275
23	28/08/2013	O	R	6	7.046	6.128	6.041	7.047	6.187	3.709
25	4/10/2018	AFA_AF_EF	R	2	5.281	5.476	5.235	5.213	5.472	2.976
42	12/09/2009	O_AFA_AF_IO	R	1	7.995	8.700	8.297	8.147	8.190	8.251
43	21/05/2010	O_AFA_AF	R	2	6.537	6.909	6.888	6.634	6.797	6.125
48	6/05/2015	O_IN_AFA_AF_IO	R	5	5.786	5.691	5.556	5.705	5.689	4.709
1	30/09/2018	AFA_AF_EF	Az	2	5.527	3.676	3.305	2.577	3.557	4.935
5	13/10/2017	O_CI_EF	Az	5	3.225	4.896	4.436	3.380	4.599	5.541
31	19/06/2017	O_AF_EF_CI	Az	1	7.184	8.210	7.853	7.229	7.892	7.028
32	10/10/2018	O_AFA_AF_EF_CI	Az	1	7.118	8.140	7.767	7.170	7.813	6.974
34	12/06/2016	CI_EF	Az	2	5.594	6.284	5.998	5.602	6.068	3.916
35	20/08/2016	CI_EF	Az	1	5.472	6.196	5.862	5.499	5.951	3.920
36	17/04/2018	CI	Az	2	7.599	6.165	6.233	7.501	6.379	5.862
41	21/08/2016	CI_EF	Az	5	5.374	6.450	6.108	5.442	6.197	4.053
49	23/08/2016	CI_EF	Az	2	5.566	5.833	5.497	5.543	5.535	4.801
2	18/06/2017	O_CI	M	3	2.426	3.943	3.575	2.477	3.865	4.942
4	2/10/2018	O_CI	M	3	4.970	3.282	2.862	4.960	3.193	4.618
15	4/08/2013	CI	M	2	9.852	9.819	9.233	9.620	8.722	8.803
16	14/06/2017	O_CI	M	6	6.945	6.554	6.371	6.927	6.571	5.533
20	17/10/2018	O_CI	M	3	6.953	7.802	7.486	6.959	7.632	6.590
24	17/06/2017	O_CI	M	2	4.991	5.813	5.404	4.962	5.587	3.039
26	13/04/2018	CI	M	2	11.101	9.136	9.648	11.023	9.905	9.719
27	15/06/2017	O_CI	M	1	6.589	6.970	6.650	6.647	6.763	5.603
28	22/04/2018	CI	M	3	6.736	6.557	6.160	6.714	6.208	5.466
29	17/04/2018	CI	M	5	5.490	6.261	5.879	5.519	5.997	3.946
30	28/08/2017	O_CI	M	3	6.499	6.642	6.297	6.512	6.388	5.359
33	29/08/2017	O_CI	M	6	7.351	7.233	6.813	7.357	6.789	5.614
37	12/10/2018	O_CI	M	1	6.892	6.196	5.919	6.830	6.032	5.309
38	15/10/2018	O_CI	M	5	7.119	6.112	5.925	7.042	6.066	5.457
39	19/10/2018	O_CI	M	2	7.164	6.810	6.708	7.144	6.856	4.819
40	17/04/2018	CI	M	2	7.704	8.490	8.110	7.552	8.261	7.541
46	20/04/2018	CI	M	4	7.673	6.389	6.482	7.591	6.742	5.976
47	20/04/2018	CI	M	2	5.007	5.899	5.564	5.007	5.717	4.319
50	22/10/2018	O_CI	M	3	5.154	5.537	5.370	5.125	5.519	4.262
51	26/09/2018	O_CI	M	1	9.067	8.786	8.723	8.994	8.910	8.327

Fuente: Elaboración propia

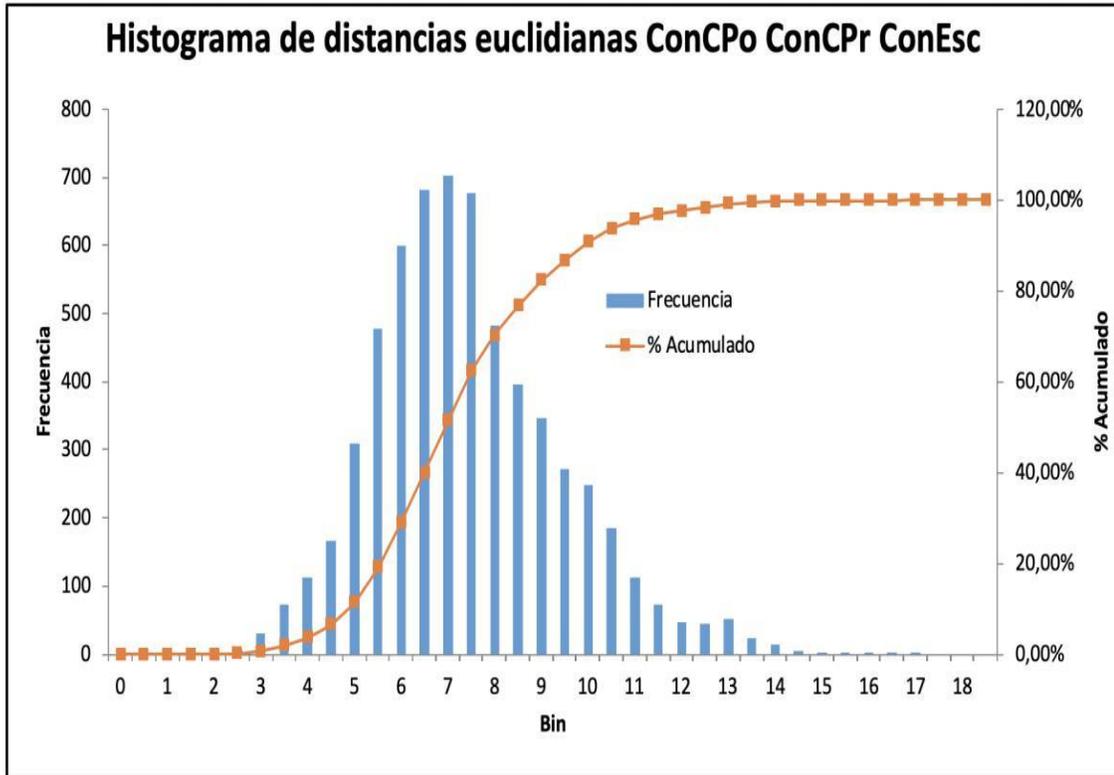
Tabla 9 (Continuación)

DISTANCIAS EUCLIDIANAS														
G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
12.828	8.310	11.928	9.492	11.739	10.054	14.895	12.998	13.241	9.554	13.542	8.840	10.172	9.508	12.294
12.846	7.691	12.498	9.578	11.023	9.235	15.026	12.627	14.261	9.388	13.953	9.905	9.794	8.386	13.283
7.971	6.319	6.748	6.762	8.691	6.770	9.864	7.517	7.110	6.994	8.431	4.843	7.815	6.943	5.590
7.689	6.580	3.028	3.157	6.974	4.163	10.154	5.730	7.202	5.892	8.048	7.539	5.248	4.145	6.502
10.036	10.339	9.142	9.167	7.331	8.966	12.484	9.264	8.387	6.373	7.827	10.935	5.926	9.033	9.792
6.130	6.393	4.642	4.822	7.693	5.130	9.355	4.903	6.758	6.196	7.585	5.040	6.284	5.258	2.234
5.599	7.055	6.003	5.951	7.763	4.711	8.877	4.498	7.849	7.024	8.239	8.527	6.687	4.950	6.316
6.354	5.254	5.610	5.729	7.957	4.299	8.945	4.129	7.931	5.824	7.630	7.147	6.370	4.541	5.965
6.259	5.220	5.516	5.670	7.900	4.172	8.731	3.957	7.897	5.756	7.359	7.006	6.294	4.420	5.888
8.271	7.209	4.808	5.037	7.521	5.691	8.408	7.180	8.269	7.141	7.783	8.831	6.547	5.713	7.694
9.364	8.474	5.733	5.881	9.000	6.721	8.524	7.851	8.708	7.975	8.296	9.921	7.386	6.755	8.476
7.697	7.411	7.290	7.433	8.922	7.043	10.392	7.134	8.793	7.749	9.041	8.528	7.862	6.989	7.087
7.526	7.736	7.134	7.225	8.675	6.911	9.992	6.990	8.678	7.837	9.976	8.987	7.730	6.859	7.142
6.421	6.717	5.330	5.527	8.387	5.899	10.309	6.430	5.546	6.752	7.932	6.784	6.788	5.905	5.985
9.835	11.172	10.196	10.013	9.289	9.836	10.771	9.876	11.376	10.592	11.382	11.748	10.562	9.904	10.357
7.683	7.336	4.353	4.522	7.755	5.063	10.192	6.344	6.152	6.517	8.120	7.145	6.149	5.177	6.481
7.576	5.818	3.065	3.147	7.076	4.059	9.024	5.901	7.235	5.525	7.674	7.338	5.326	4.226	6.406
4.884	5.808	4.805	4.663	6.614	2.739	8.075	2.587	7.636	5.876	7.447	8.140	5.567	3.196	5.938
8.149	7.171	7.180	7.536	9.842	7.379	12.154	7.307	8.646	7.674	9.169	5.038	8.304	7.441	5.086
7.052	6.208	5.694	5.821	8.547	6.079	9.439	6.040	7.409	6.453	8.081	4.895	7.100	6.234	3.376
5.506	6.269	6.230	6.060	7.894	4.614	8.547	4.668	8.018	6.488	8.177	6.657	6.802	5.000	4.748
5.660	6.699	5.927	6.014	7.761	4.817	9.020	4.626	7.748	6.989	8.138	8.307	6.661	4.969	6.158
6.741	7.749	4.781	4.930	8.173	5.591	9.374	5.094	6.710	6.937	7.996	7.917	6.556	5.739	5.197
7.975	8.770	6.919	7.162	9.173	6.956	10.089	6.532	8.405	7.992	8.545	9.072	7.727	6.949	7.079
7.893	8.623	6.859	7.095	9.163	6.854	10.161	6.458	8.344	7.856	8.528	8.913	7.660	6.857	6.961
6.166	6.572	3.210	3.189	6.988	3.979	8.102	3.413	6.550	5.579	6.811	7.170	5.356	4.205	4.683
5.890	6.085	2.928	3.023	6.885	3.680	8.462	3.188	6.455	5.370	6.772	6.811	5.163	3.895	4.384
5.989	7.327	7.278	7.016	7.095	5.595	9.912	6.528	8.039	7.490	7.948	8.513	7.640	5.951	7.872
6.129	6.419	2.731	3.075	7.013	3.956	8.494	3.284	6.301	5.692	6.735	7.230	5.189	4.059	4.480
5.411	6.378	5.947	5.922	7.713	4.383	8.903	4.162	7.821	6.425	7.831	6.209	6.574	4.700	4.382
5.877	7.042	5.890	6.011	7.912	4.971	8.905	4.690	7.679	7.193	8.148	8.700	6.696	5.091	6.278
7.063	6.728	5.786	5.806	7.616	4.567	9.838	6.247	8.337	6.859	8.729	8.329	6.530	4.778	7.541
8.880	10.172	8.766	8.745	10.498	9.191	8.558	9.411	8.811	9.873	9.889	9.849	9.603	9.007	9.394
5.655	7.283	5.140	5.006	7.588	5.441	9.826	6.142	5.572	6.917	8.202	7.835	6.525	5.522	6.251
7.526	8.529	6.675	6.787	8.763	6.578	9.915	6.295	8.245	7.812	8.682	9.268	7.439	6.582	6.960
5.412	6.154	4.494	4.513	7.098	2.856	8.036	2.072	7.334	5.902	7.128	8.170	5.465	3.211	5.779
7.057	9.684	10.024	9.777	8.227	9.423	12.881	10.540	10.580	10.454	12.021	10.678	10.489	9.596	10.395
7.338	7.631	4.689	4.901	8.079	5.604	9.782	5.930	2.777	6.999	7.795	7.896	6.459	5.631	5.991
6.856	7.247	6.355	6.383	8.247	5.126	9.693	5.626	7.052	7.080	6.749	8.034	7.002	5.341	7.089
5.885	6.274	2.932	3.040	6.934	3.651	8.617	3.120	6.467	5.456	6.895	6.975	5.194	3.911	4.436
5.860	7.191	6.154	6.283	8.399	5.228	9.578	5.704	7.842	7.138	6.721	8.345	6.937	5.351	6.997
7.456	6.859	4.799	4.933	7.846	5.038	9.912	5.554	7.570	6.183	5.794	6.759	6.351	5.246	6.235
6.400	7.071	6.519	6.390	7.786	4.958	9.705	5.706	7.297	7.033	7.169	8.113	7.044	5.284	7.215
6.241	6.915	6.764	6.563	7.724	5.062	9.806	5.942	7.554	7.030	7.391	8.016	7.194	5.409	7.346
7.505	7.024	4.731	4.492	7.686	5.100	9.048	5.814	7.372	6.309	6.552	8.079	6.328	5.345	6.509
8.112	8.479	8.004	8.176	10.227	7.289	10.162	7.174	8.426	8.683	9.235	9.730	8.681	7.442	8.090
6.172	7.261	6.056	5.799	6.853	5.762	10.128	6.810	6.665	7.273	8.896	7.048	7.116	6.007	5.694
5.605	6.960	5.459	5.492	7.717	4.368	8.497	3.861	7.316	6.724	7.802	7.374	6.324	4.583	4.403
5.110	6.236	5.591	5.594	7.355	4.217	8.443	4.091	7.520	6.522	7.837	6.918	6.329	4.468	4.293
8.180	9.540	9.273	9.132	9.810	8.153	11.272	8.263	10.680	9.713	10.898	10.750	9.605	8.366	9.390

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, se realizó un histograma en el cual se identificó el rango máximo de distancia euclidiana que se utilizará para la selección de los pozos prospectos. **Gráfica 27.**

Gráfica 27. Histograma Distancias Euclidianas



Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 27**, se identificó que los valores más pequeños en magnitud corresponden al 3% de los datos, dichos valores corresponden a datos menores que 4.

A continuación, se presentan los pozos que fueron seleccionados (**Tabla 10**) para realizar el respectivo análisis nodal según los criterios: un pozo candidato a estimular para cada uno de los clústers, con distancias más pequeñas entre el pozo ya estimulado y el pozo candidato a estimular y finalmente que pertenezcan a grupos con resultados de estimulaciones 1, 2 y 3.

Tabla 10. Pozos prospectos a estimular.

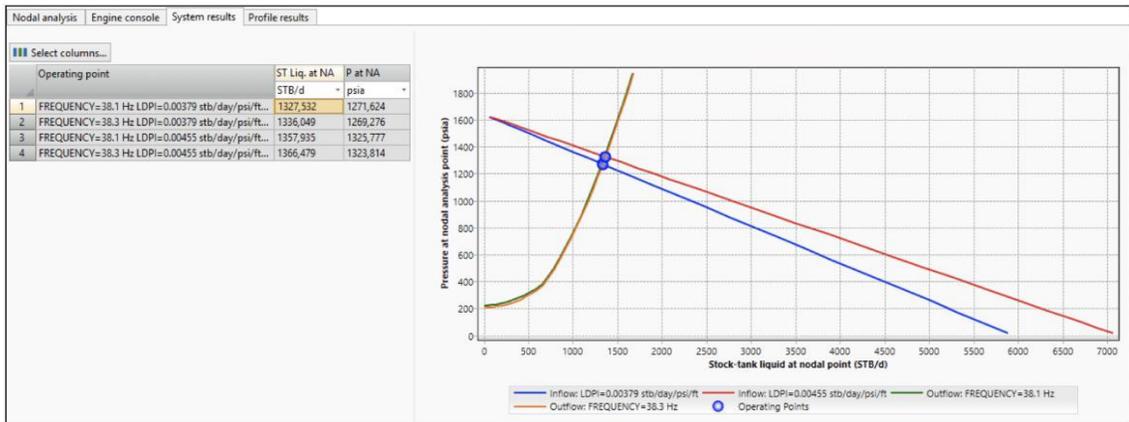
NOMBRE DEL POZO PROSPECTO					
ID Pozo	Código	Resultado (grupo)	Clúster	Diagnóstico (DF)	Distancia
H					
22	O_AFA_AF_IO_EF	2	V	2	7.691
U					
44	O_IN_AFA_AF_IO_EF	2	Am	2-3`	2.234
D					
3	AFA_AF_EF	2	R	2	2.739
A					
1	AFA_AF_EF	2	Az	2	2.527
N					
24	O_CI	2	M	3	2.072

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, se puede observar que el candidato H, tiene una distancia euclidiana mayor a la establecida ($7,691 > 4$), esto se debe a que es el único pozo del clúster V que tuvo un resultado aceptable, perteneciendo al grupo resultado 2.

3.4.1 Análisis Nodales para Pozos Estimulados. Posteriormente, para realizar el cotejo histórico, se realizaron análisis nodales de aquellos pozos que se tomaron como ejemplo de cada clúster para próximas estimulaciones, estos fueron los resultados de las curvas IPR y VLP, que se obtuvieron.

Gráfica 28. Análisis nodal Pozo ID 22.



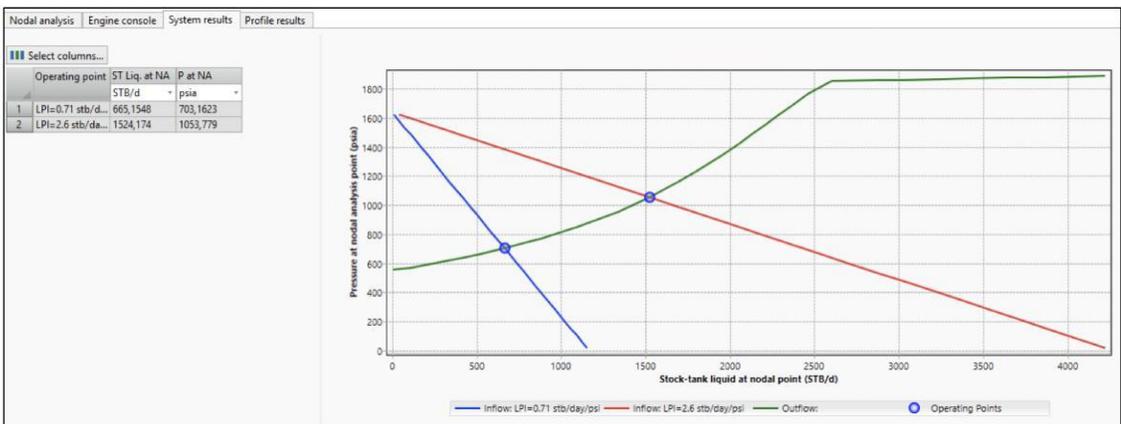
Fuente: Análisis nodal pozo ID 22, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

Tabla 11. Resultados análisis nodal del Pozo ID 22.

22		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	1328	1367
Pwf (psi)	1271	1324
IP (bbl/psi)	3,623	4,35
LDIP (bbl/psi*ft)	0,00379	0,00455
Frecuencia	38,1	38,3

Fuente: Elaboración propia de los resultados obtenidos del análisis nodal con PipeSim.

Gráfica 29. Análisis nodal Pozo ID 44.



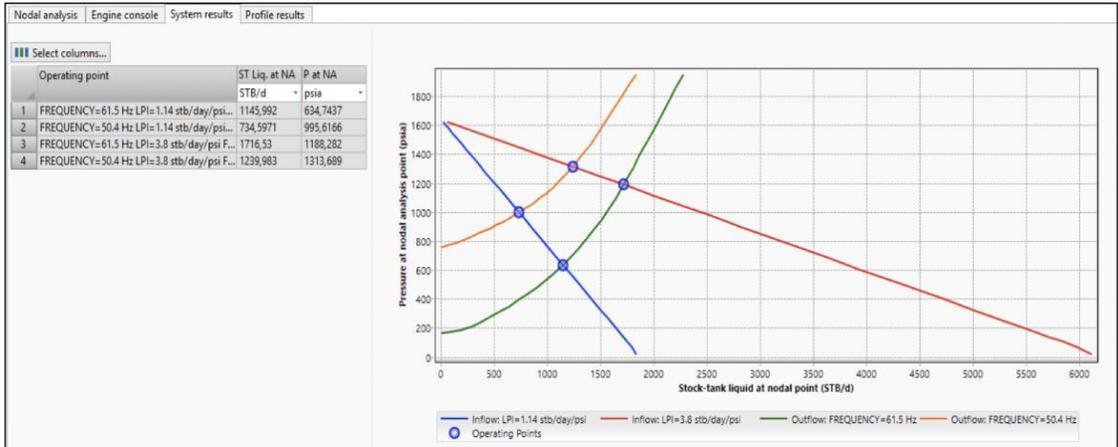
Fuente: Análisis nodal pozo ID 44, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

Tabla 12. Resultados análisis nodal del Pozo ID 44.

44		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	666	1524
Pwf (psi)	703	1053
IP (bbl/psi)	0,714	2,594
LDIP (bbl/psi*ft)	0,714	2,594
Frecuencia	57,6	45,6

Fuente: Elaboración propia de los resultados obtenidos del análisis nodal con PipeSim.

Gráfica 30. Análisis nodal Pozo ID 1.



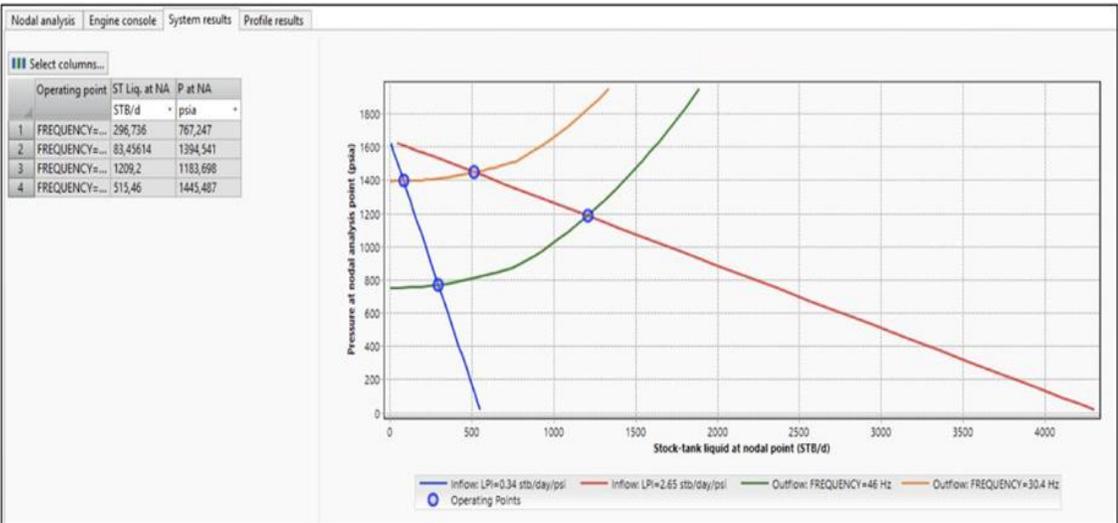
Fuente: Análisis nodal pozo ID 1, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

Tabla 13. Resultados análisis nodal del Pozo ID 1.

1		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	1146	1240
Pwf (psi)	635	1314
IP (bbl/psi)	1,135	3,803
Frecuencia	61,5	50,4

Fuente: Elaboración propia de los resultados obtenidos del análisis nodal con PipeSim.

Gráfica 31. Análisis nodal Pozo ID 24.



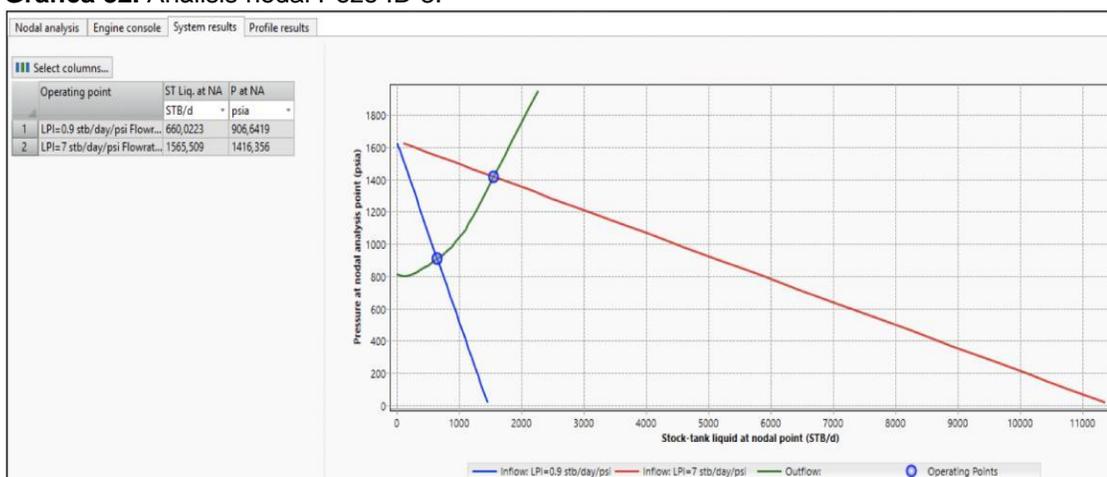
Fuente: Análisis nodal pozo ID 24, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

Tabla 14. Resultados análisis nodal del Pozo ID 24.

24		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	296	515
Pwf (psi)	767	1445
IP (bbl/psi)	0,343	2,658
Frecuencia	46	30,4

Fuente: Elaboración propia de los resultados obtenidos del análisis nodal con PipeSim.

Gráfica 32. Análisis nodal Pozo ID 3.



Fuente: Análisis nodal pozo ID 3, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

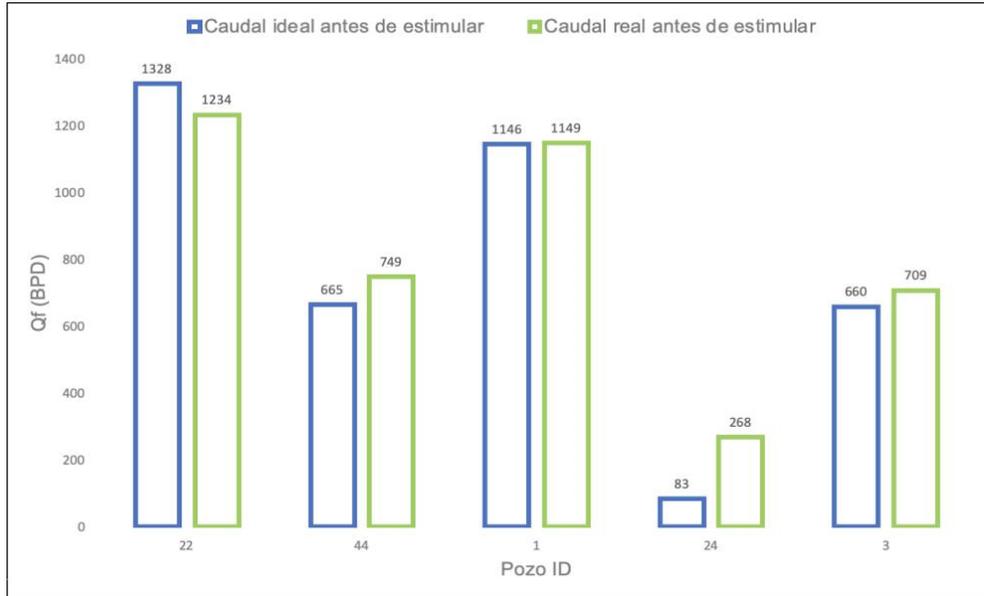
Tabla 15. Resultados análisis nodal del Pozo ID 3.

3		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	660	1565
Pwf (psi)	906	1416
IP (bbl/psi)	0,9	7
Frecuencia	45	30

Fuente: Elaboración propia de los resultados obtenidos del análisis nodal con PipeSim.

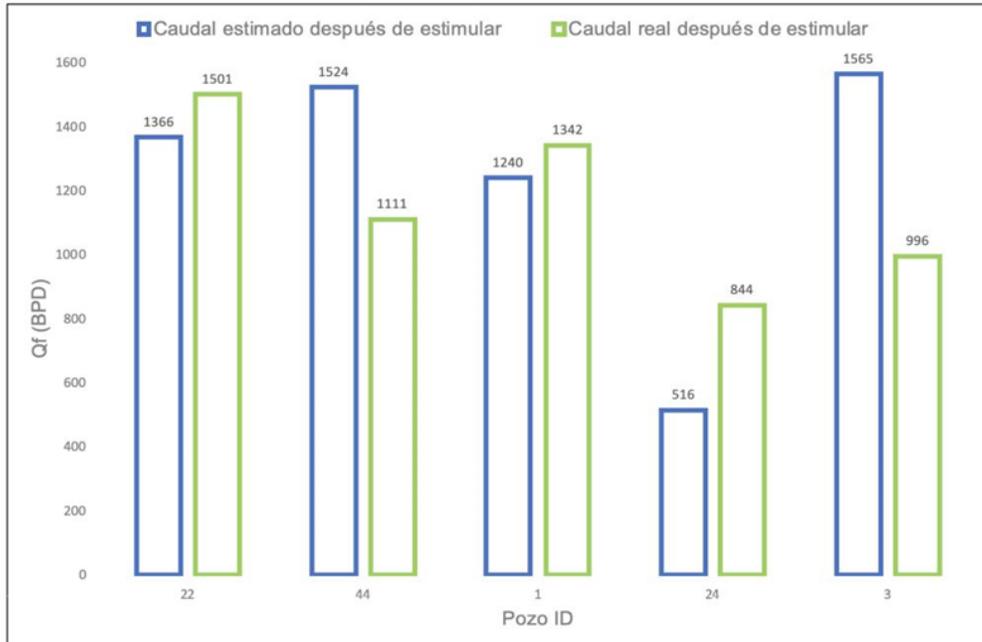
Con base en los resultados obtenidos en los análisis nodales de los pozos ya estimulados, se procedió a realizar las **Gráficas 33, 34, 35 y 36**, con el fin de identificar cambios en el caudal ideal y el caudal real, antes y después de la estimulación.

Gráfica 33. Caudal ideal y real antes de la estimulación.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 34. Caudal estimado y real después de la estimulación.



Fuente: Elaboración propia.

Se puede analizar a partir de las **Gráficas 33 y 34** qué:

- El Pozo ID 22, tuvo un caudal ideal antes de la estimulación de 7,6% mayor al real y posterior al tratamiento tuvo un caudal ideal 9% menor al real, es decir, la estimulación implementada aumentó la producción esperada.
- Los Pozos ID 44 e ID 3 tuvieron un caudal ideal antes de la estimulación menor al real, 11,2% y 6,9% respectivamente, después de la estimulación tuvieron un caudal ideal mayor al real, 27% y 36,4% lo cual es un escenario que no se quiere obtener.
- El Pozo ID 1 tuvo un caudal aproximadamente igual al real, sin embargo, después de la estimulación el caudal real fue 7,6% mayor al ideal, teniendo un comportamiento similar al del Pozo ID 22 y por ende un buen escenario.
- El Pozo ID 24 tuvo un caudal ideal del 69% y del 38,9% menor al real, tanto previo como posterior a la estimulación respectivamente, siendo este pozo el de mejor desempeño con respecto al aumento de producción tanto de fluido como de petróleo.
- Estas variaciones observadas en los caudales ideales y reales se deben a que los análisis nodales fueron elaborados bajo las condiciones actuales del pozo, debido a que las condiciones pasadas en cuanto a factores de potencia o componentes internos, requieren de un constante proceso de iteración. Además, se pueden presentar variaciones convencionales de la THP y factores de fricción, tasa y cabeza de bombas de levantamiento artificial.

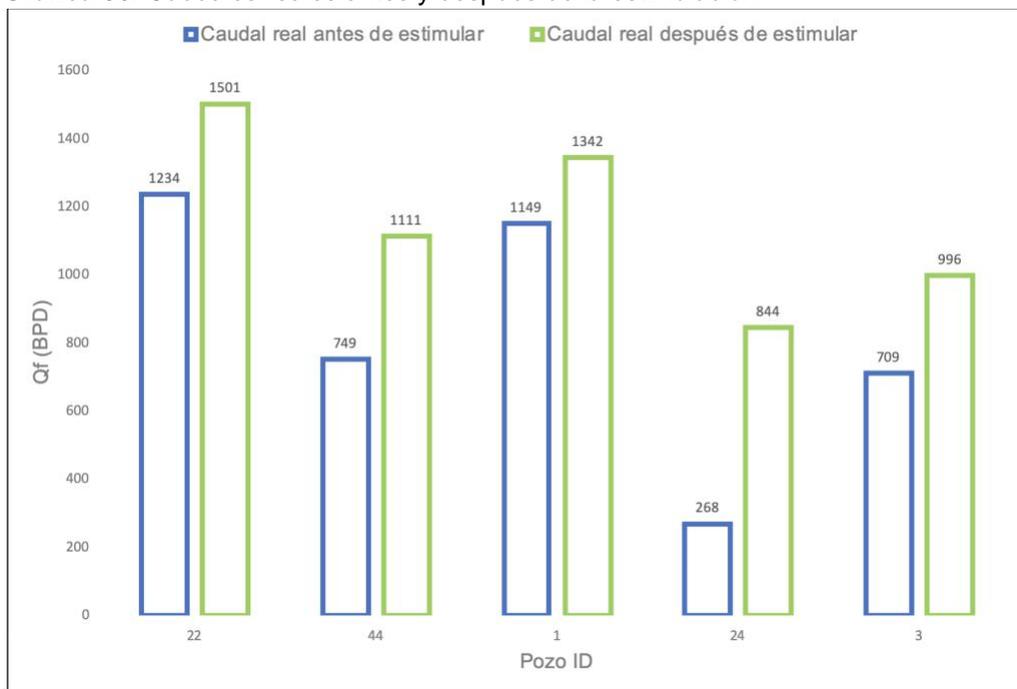
A continuación, se muestra la respectiva comparación de los caudales ideales antes y después de la estimulación (según el software) y los caudales reales antes y después de la estimulación.

Gráfica 35. Caudales ideales antes y después de la estimulación.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 36. Caudales reales antes y después de la estimulación.



Fuente: Elaboración propia.

Se puede analizar a partir de las **Gráficas 35 y 36** qué:

- Todos los pozos se comportaron de manera similar en las condiciones ideales y las condiciones reales, es decir, el caudal de fluidos después del reacondicionamiento aumentó, por lo cual estos análisis nodales se

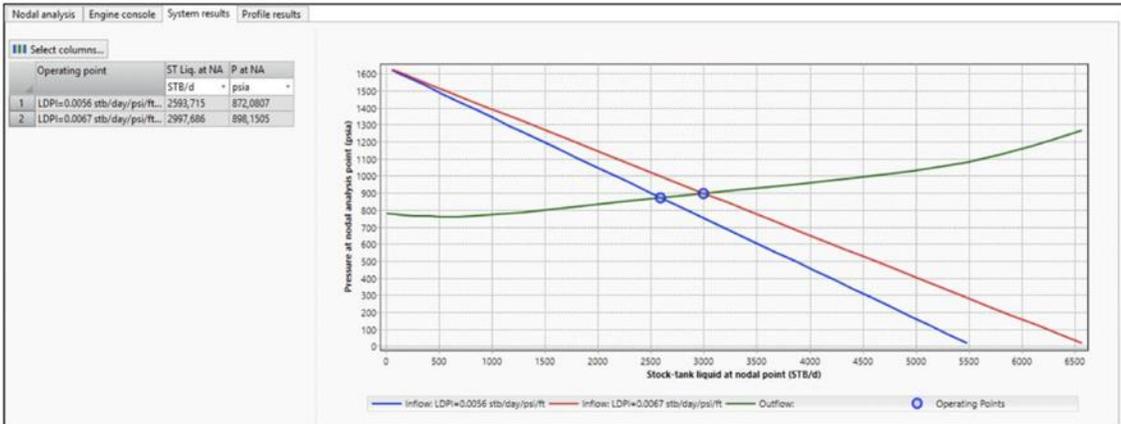
pueden tomar como una buena aproximación del incremento en el IP y los caudales obtenidos en las estimulaciones.

- Hay escenarios relevantes respecto a la producción estimada por el software y la obtenida realmente, por ejemplo, para los Pozos ID 22 e ID 1, se estimó que el caudal de fluidos totales aumentaría en un 2,8% y un 8,2% respectivamente, no obstante, la producción real aumentó en un 17,8% y 14,4%.

3.4.2 Análisis Nodales para Pozos Prospectos a Estimular

- Pozo H: Este pozo pertenece al clúster V y presentó una distancia euclidiana de 7,69 con el Pozo ID 22.

Gráfica 37. Análisis nodal Pozo H.



Fuente: Análisis nodal pozo H, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

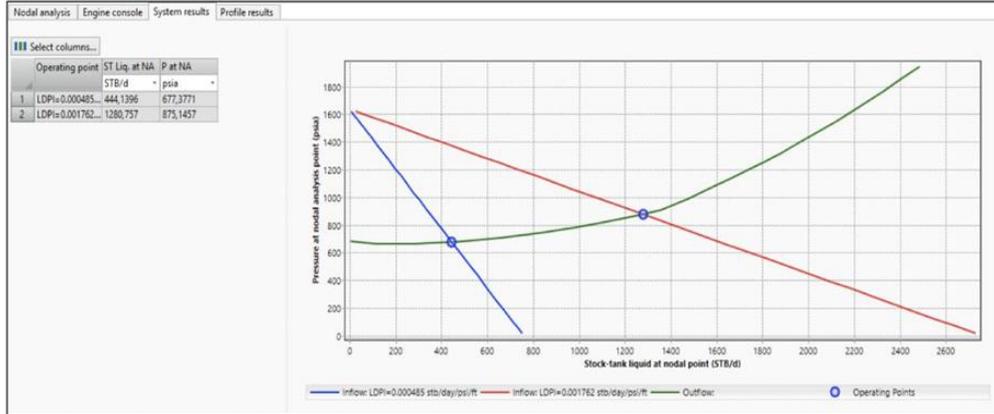
Tabla 16. Resultados análisis nodal del Pozo H.

H		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	2593	2997
Pwf (psi)	872	898
IP (bbl/psi)	3,36	4,03
LDIP (bbl/psi*ft)	0,0056	0,0067

Fuente: Elaboración propia.

- Pozo U: Este pozo pertenece al clúster Am y presentó una distancia euclidiana de 2,23 con el Pozo ID 44.

Gráfica 38. Análisis nodal Pozo U.



Fuente: Análisis nodal pozo U, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

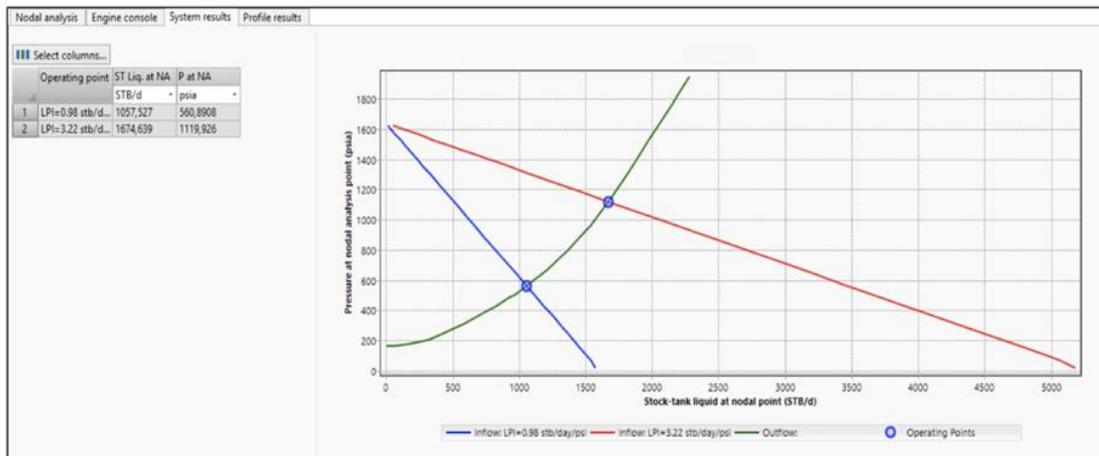
Tabla 17. Resultados análisis nodal del Pozo U.

U		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	444	1280
Pwf (psi)	677	875
IP (bbl/psi)	0,4635	1,683
LDIP (bbl/psi*ft)	0,000485	0,001762

Fuente: Elaboración propia.

- Pozo A: Este pozo pertenece al clúster Az y presentó una distancia euclidiana de 2,53 con el Pozo ID 1.

Gráfica 39. Análisis nodal Pozo A.



Fuente: Análisis nodal pozo A, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

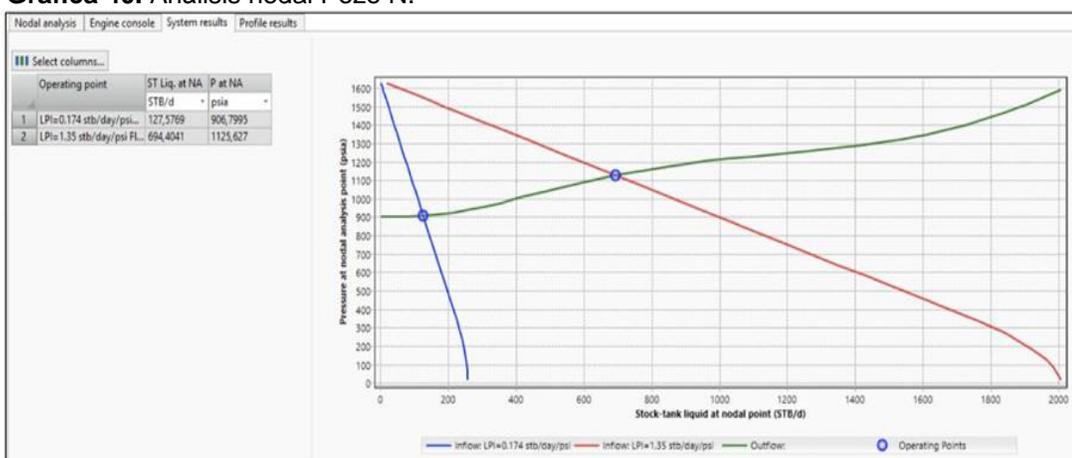
Tabla 18. Resultados análisis nodal del Pozo A.

A		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	1057	1674
Pwf (psi)	561	1120
IP (bbl/psi)	0,96	3,22

Fuente: Elaboración propia.

- Pozo N: Este pozo pertenece al clúster M y presentó una distancia euclidiana de 2,08 con el Pozo ID 24.

Gráfica 40. Análisis nodal Pozo N.



Fuente: Análisis nodal pozo N, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

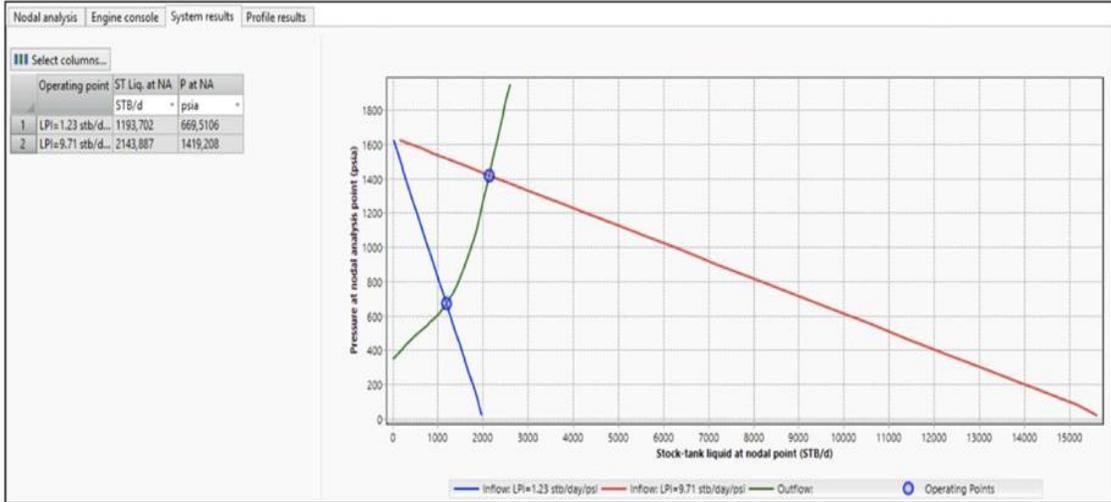
Tabla 19. Resultados análisis nodal del Pozo N.

N		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	128	694
Pwf (psi)	906	1125,6
IP (bbl/psi)	0,174	1,35

Fuente: Elaboración propia.

- Pozo D: Este pozo pertenece al clúster R y presentó una distancia euclidiana de 2,74 con el Pozo ID 3.

Gráfica 41. Análisis nodal Pozo D.



Fuente: Análisis nodal pozo D, PipeSim, empresa contratista, Hocol S.A, 2020.

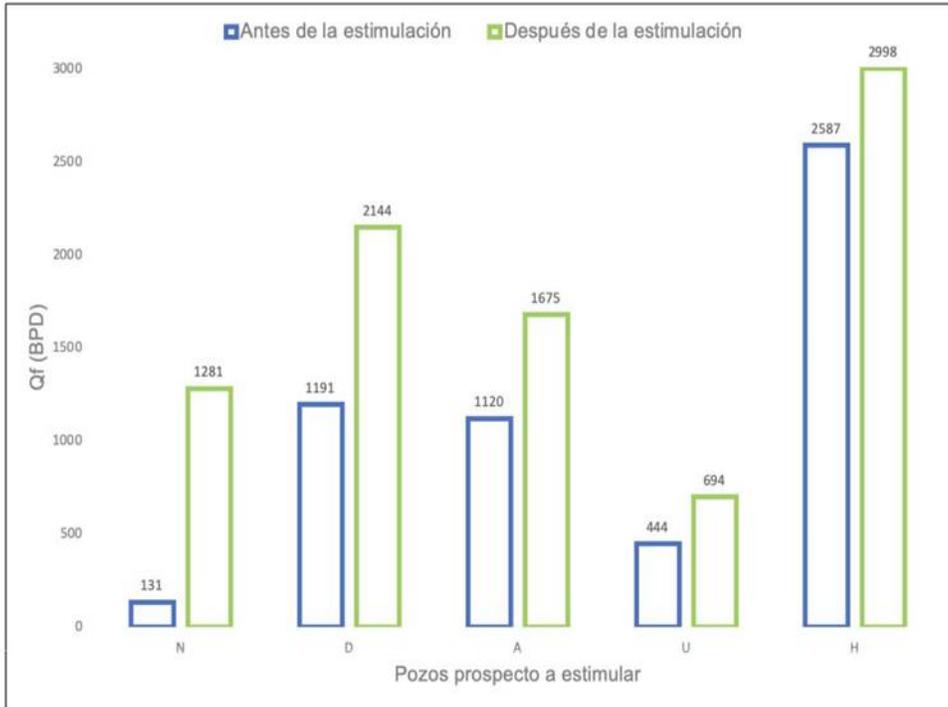
Tabla 20. Resultados análisis nodal del Pozo D.

D		
Variables	Condición actual	Después estimulación
Q (BFPD)	1193	2143
Pwf (psi)	669	1419
IP (bbl/psi)	1,23	9,71

Fuente: Elaboración propia.

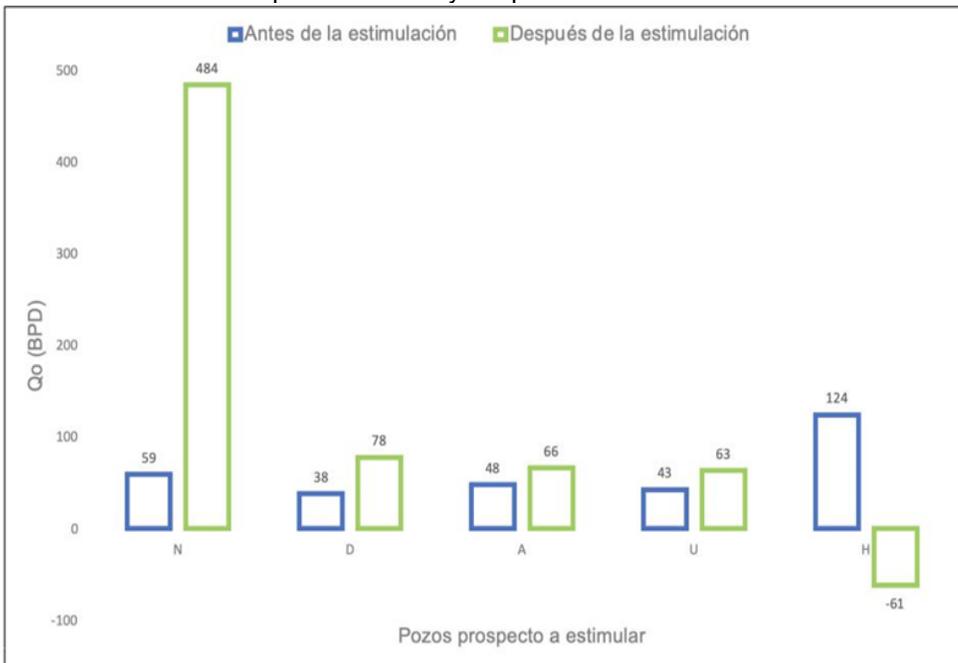
En seguida se presentan las **Gráficas 42, 43, 44 y 45**, en las cuales se plasmaron las variables estudiadas teniendo en cuenta las condiciones actuales del pozo, donde los valores de Qf e IP se obtuvieron por medio del software PipeSim, y Qo y %BSW, fueron calculados mediante las **Ecuaciones 3 y 4**.

Gráfica 42. Caudal de fluidos antes y después de la estimulación.



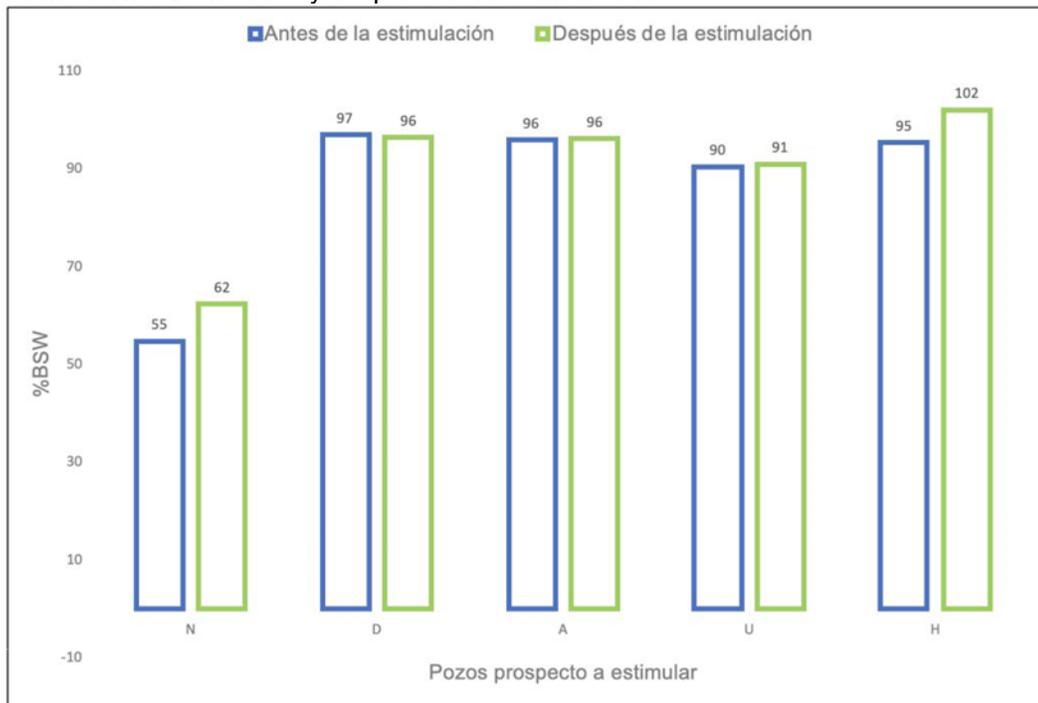
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 43. Caudal de petróleo antes y después de la estimulación.



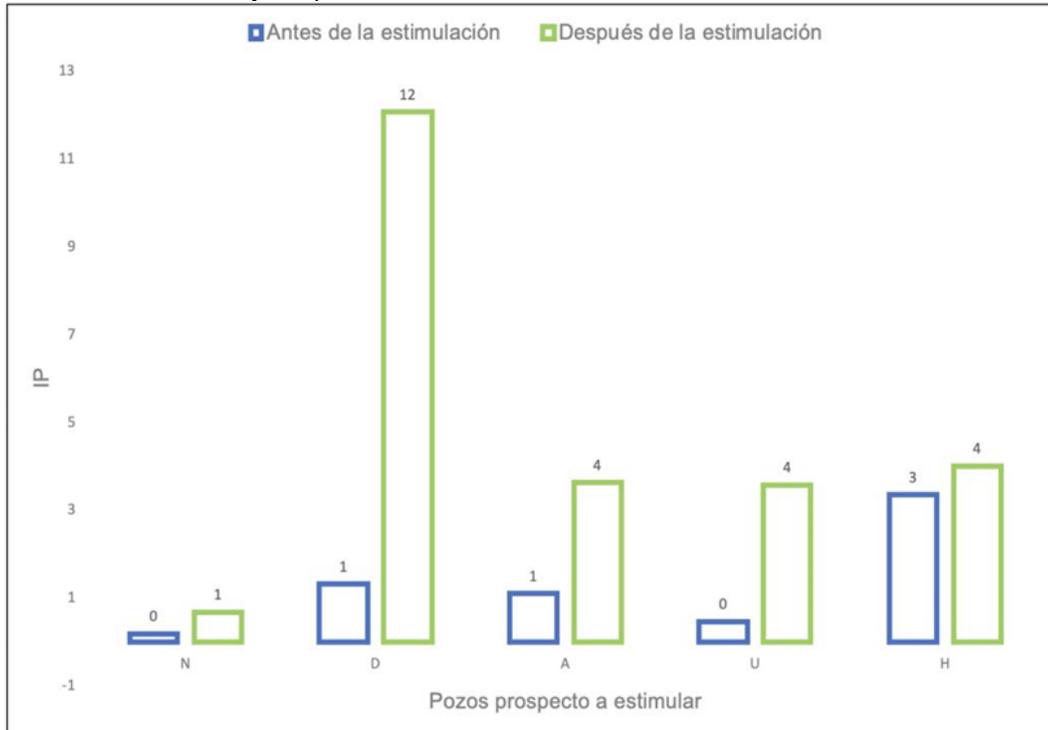
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 44. %BSW antes y después de la estimulación.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 45. IP antes y después de la estimulación.



Fuente: Elaboración propia.

De las gráficas anteriores se puede analizar qué:

- Para el pozo U, prospecto a estimular, se observa que Q_f aumenta un 36%, el %BSW aumenta un 0,6% y teniendo en cuenta que el Q_o aumenta un 87,7% este pozo sería un buen candidato para hacerle una evaluación económica y así definir qué tanto éxito tendría su tratamiento.
- Para el pozo D, prospecto a estimular, se observa que Q_f y Q_o , aumentan un 44,4% y 51,4% respectivamente, el %BSW disminuye un -0,5% y el IP tendría el mayor aumento de todos los pozos en estudio 89,2% respecto a la condición actual, sin estimular, indicativo valioso de que la estimulación sería una excelente opción para este caso, puesto que, la producción mejoraría y después de hacerle un reacondicionamiento quedaría en un escenario ideal con grupo resultado 1.
- Para el pozo A, prospecto a estimular, se observa que Q_f aumenta un 33,1% y Q_o un 28%, el %BSW aumenta un 0,3% y el IP aumenta un 70,1%, estos resultados indican que este pozo podría ser un buen candidato a estimular.
- Para el pozo N, prospecto a estimular, se observa que el IP aumentó un 72,5%, Q_f aumentó un 89,8%, Q_o un 87,7%, sin embargo, tiene el mayor aumento en el %BSW de 12,1% razón por la cual sería mejor estudiar su rentabilidad para así poder concretar la viabilidad de su tratamiento.
- Para el pozo H, prospecto a estimular, se observa que Q_f aumenta un 13,7%, lo cual es un indicio de que la formación está aportando más fluidos al pozo, el %BSW aumenta un 6,7%, después de la estimulación su valor sobrepasaría el 100%, teniendo un Q_w mayor a Q_f , generando un valor analítico negativo de Q_o de -61 BPOD. Estos resultados son un indicador de que este pozo no es un buen candidato a estimular, razón por la cual no será evaluado económicamente.

3.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los cálculos de los costos para cada una de las estimulaciones en los pozos prospectos se muestran en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Costos por estimulación.

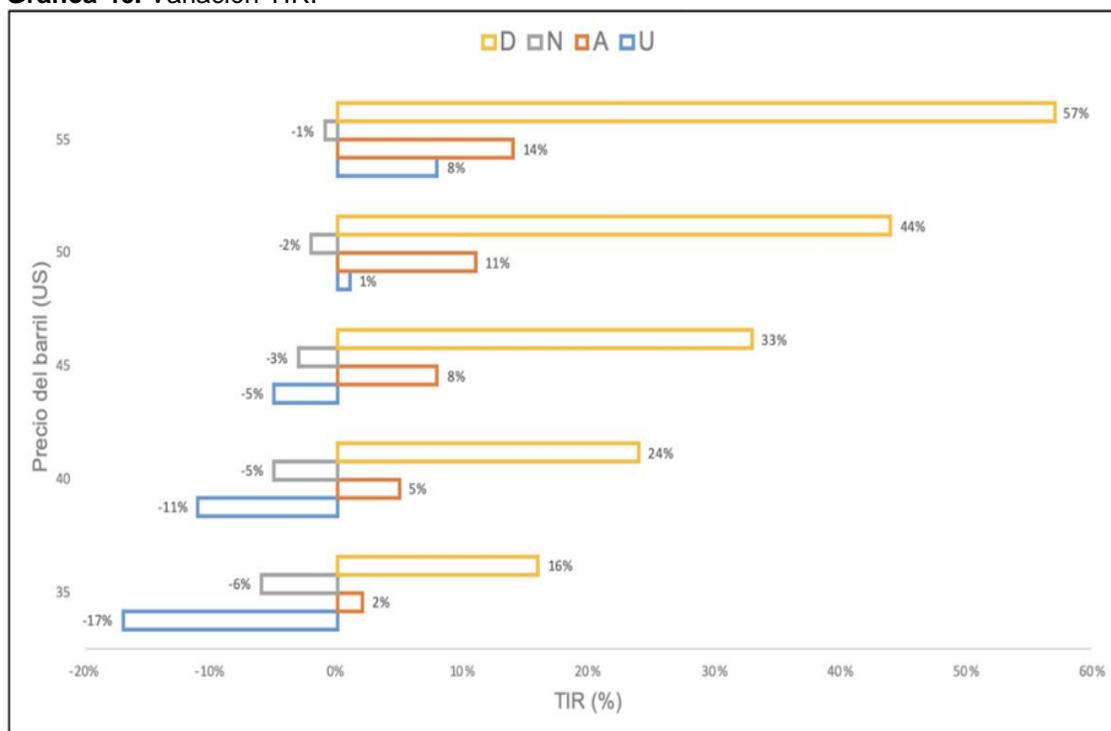
POZO CANDIDATO	COSTOS POR ESTIMULACIÓN		
	PRODUCTOS	SERVICIOS	TOTAL
U	805106,54	56820,58	861927,13
D	20468,25	56820,58	77288,84
N	38569,54	56820,58	95390,12
A	21186,09	56820,58	78006,67

Fuente: Elaboración propia con base en: costos operacionales Hocol S.A.

Los indicadores financieros utilizados para evaluar la viabilidad de las estimulaciones son TIR (Tasa interna de retorno) y PayOut, estos indicadores fueron evaluados en cinco posibles escenarios del precio por barril, variándolos desde 35 US hasta 55 US, durante 2 años a partir de enero del 2021, con el fin, de observar el escenario óptimo para que el proyecto sea viable.

3.5.1 TIR. Para realizar el análisis de la rentabilidad y conocer la viabilidad, se debe comparar con una tasa mínima aceptable para la empresa, es decir, la mínima ganancia que se espera obtener de dicho proyecto o inversión. En la siguiente gráfica se evidencia el indicador TIR en los escenarios establecidos.
Gráfica 46.

Gráfica 46. Variación TIR.



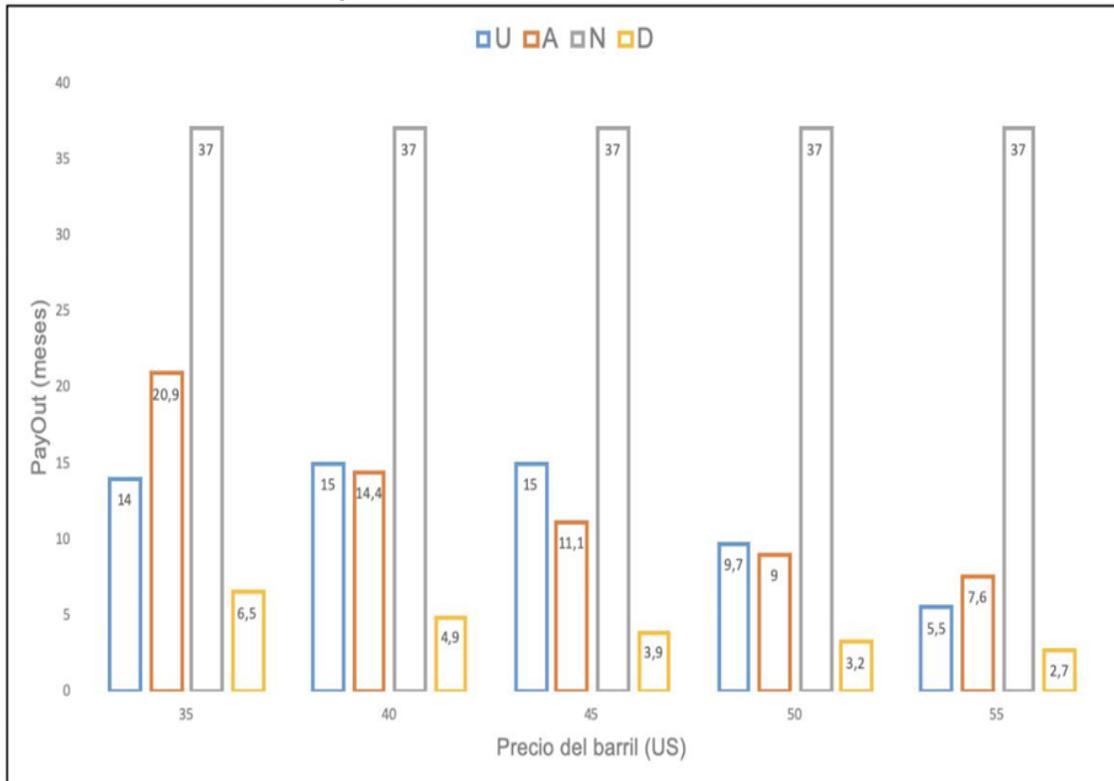
Fuente: Elaboración propia.

De la **Gráfica 46**, se puede analizar qué:

- El proyecto de estimulación para el pozo D, tendría una buena rentabilidad y viabilidad puesto que sus valores son $TIR > TIO$, a cualquier precio del barril.
- El pozo N no sería económicamente rentable a ningún precio del barril debido a que, en todos los escenarios evaluados, la TIR tiene un valor negativo.
- Para el pozo A, todos los valores de la TIR son positivos, sin embargo, al compararlos con la TIO (10%) solo cuando el barril se encuentre en un precio de mercado igual o superior a los 50 US sería viable.
- El proyecto de reacondicionamiento para el pozo U no tendría rentabilidad en ningún escenario.

3.5.2 PayOut. En esta sección se observa la variación de PayOut obtenida en los diferentes precios de barril establecidos. **Gráfica 47.**

Gráfica 47. Variación del PayOut.



Fuente: Elaboración propia.

De la **Gráfica 47**, se puede analizar qué:

- El pozo que mejor PayOut presenta en todos los escenarios, es el pozo D, ninguna de sus tasas de retorno tomaría más de 7 meses, lo cual es un valor de gran relevancia para la empresa, debido a que su estrategia consiste en hacer proyectos con tasa de retorno menores o igual a 6 meses.
- El pozo N según el indicador financiero bajo ningún escenario es rentable para la compañía, puesto que, la inversión en cualquiera de los casos tomaría 37 meses (3 años y 1 mes) en retornar.
- El pozo A presenta tasas de retorno aceptables con precios de barril por encima de los 50 US, sin embargo, al tener un rango muy variable de tasas de retorno de 7,6 meses a 20,9 meses, no sería un indicador 100% confiable.
- El proyecto de estimulación para el pozo U, solo tendría una buena tasa de retorno si el precio del barril fuera igual o superior a los 55 US, de no ser así no estaría dentro de la estrategia de Hocol S.A.

3.5 ESTIMULACIÓN ÓPTIMA POR CATEGORÍA

Teniendo en cuenta todos los resultados obtenidos se procedió hacer el respectivo análisis de los parámetros de categorización de pozos, daño de formación presente, análisis nodal, evaluación económica, y tren de fluidos implementado en el pozo análogo. **Tabla 22.**

Tabla 22. Estimulación óptima por categoría.

Clúster	Pozo		Daño	Estado del pozo con respecto a la estimulación	Análisis Nodal (Datos reales)				Análisis Económico										Costo de la estimulación (US)	Estimulación Óptima							
									TIO (%)	TIR (%)					PayOut (meses)						Tren de fluidos						
					Qf (BFPD)	IP	Qo (BOPD)	%BSW		35US	40US	45US	50US	55US	35US	40US	45US	50US			55US	Código	Resultado				
V	Estimulado	ID 22	Tipo 2	Antes	1234	3.6	456	62	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	O_AFA_AF_IO_EF	2	-	O_AFA_AF_IO_EF				
				Después	1501	4.3	492	67		No se evaluó económicamente debido a los resultados presentados en el análisis nodal										-	-						
	Prospecto	H		Antes	2587	3	124	95		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
				Después	2998	4	-61	102		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
Am	Estimulado	ID 44	Tipo 2	Antes	749	0.7	208	72		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	O_IN_AFA_AF_IO_EF	2	861927	O_IN_AFA_AF_IO_EF			
				Después	1111	2.6	199	81		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-
	Prospecto	U		Antes	444	0	43	90		-17	-11	-5	1	8	15	15	15	9.7	5.5	-	-	-			-	-	-
				Después	694	4	63	91		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-
R	Estimulado	ID 3	Tipo 2	Antes	709	1	15	98		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	AFA_AF_EF	1	77288	AFA_AF_EF			
				Después	916	9.5	27	97.5		16	24	33	44	57	6.5	4.9	3.9	3.2	2.7	-	-	-			-		
	Prospecto	D		Antes	1191	1	38	97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	
				Después	2144	12	78	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-
Az	Estimulado	ID 1	Tipo 2	Antes	1149	1	72	94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	AFA_AF_EF	2	78006	AFA_AF_EF				
				Después	1342	3.8	77	94	2	5	8	11	14	20.9	14.4	11.1	9	7.6	-	-	-			-			
	Prospecto	A		Antes	1120	1	48	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	
				Después	1675	4	66	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-
M	Estimulado	ID 24	Tipo 1	Antes	268	0.3	10	95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	O_CI	2	95390	O_CI				
				Después	844	2.7	22	96	-6	-5	-3	-2	-1	37	37	37	37	37	-	-	-			-			
	Prospecto	N		Antes	131	0	59	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	
				Después	1281	1	484	62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

De la **Tabla 22**, se puede inferir que:

- Clúster V: Este clúster está conformado por solo 3 pozos, al cual se le propone una estimulación que contenga el siguiente tren de fluidos O + AFA + AF + IO + EF, sin embargo, es una categoría donde su pozo prospecto no fue evaluado económicamente debido a el Q_0 negativo obtenido posterior a la estimulación. Por ende, se propuso el mismo tren de fluidos del único pozo en esta categoría que obtuvo buenos resultados.
- Clúster Am: El pozo prospecto obtuvo buenos resultados en los análisis nodales a excepción de un ligero aumento en el %BSW, por otro lado, en la evaluación económica el único escenario rentable sucede en el PayOut a 55 US, esto se debe al elevado precio que tiene la estimulación, por ende se selecciona O + IN + AFA + AF + IO + EF como el tren de fluidos adecuado debido a que todos sus pozos contienen el mismo tren de fluidos y obtuvieron buenos resultados, cabe destacar que se utilizaron 84 bls de cada producto, lo cual puede causar la baja rentabilidad.
- Clúster R: Para este clúster el 73% corresponde a daño por migración de finos, por ende, fue el daño asignado, podemos observar del pozo prospecto buenos resultados tanto en el análisis nodal como en la evaluación económica, siendo AFA + AF + EF el tren de fluidos óptimo para un pozo con las características presentadas.
- Clúster Az: Para este clúster se presentan dos tipos de daño, donde un 56% equivale a migración de finos, por ser el predominante fue el daño generalizado, se obtuvieron buenos resultados en los análisis nodales y en algunos escenarios del precio del barril tanto en el TIR (50 US en adelante) como en el PayOut (55 US) sería económicamente rentable. Teniendo en cuenta lo anterior y los resultados obtenidos menores a 3, el tren de fluidos óptimo seleccionado es AFA + AF + EF.
- Clúster M: El pozo prospecto obtuvo buenos resultados en los análisis nodales a excepción de un aumento en el %BSW, por otro lado, en la evaluación económica no tuvo rentabilidad en ningún escenario, esto podría estar ligado al precio del tratamiento, por ende, se selecciona O + CI como el tren de fluidos adecuado debido a que todos sus pozos contienen estos productos.

4. CONCLUSIONES

- Con base en el análisis multivariable, se concluyó que el escenario post estimulación ideal está compuesto por un aumento en el IP y simultáneamente una disminución en el % BSW, en el cual se encuentra el 30% de los pozos estimulados, por otro lado, el 49,6% tiende a aumentar el IP y el % BSW, el 16,3% tiende a disminuir el IP y el %BSW, y por último el 8,1%, corresponde a los pozos donde el IP disminuye y %BSW aumenta, siendo este el peor escenario.
- Se concluyó que a través de la metodología de análisis clúster por el método de K-means se pueden identificar agrupaciones y separaciones entre si más legibles y organizadas en comparación con el método de k-medoids y el método de agrupamiento jerárquico, debido a que los mediods (K-mediods) abarcan un rango menor de similitud en que los centroides (K-means) y por ende excluye pozos (10%) en su agrupamiento, por otro lado la falta de relación en la agrupación jerárquica en el dendograma, hace que el agrupamiento jerárquico no sea tan viable.
- Haciendo uso de la matriz, se concluyó que el daño de formación con mayor frecuencia en los clústers V, Am, R y A es migración de finos, debido a que el 52% de los pozos se completaron con case hole (gravel pack). por la presencia de formaciones no consolidadas o por uso de fluidos incompatibles. Por otro lado, en el clúster M, fue el que presentó mayor variación de diagnóstico, sin embargo, el más frecuente fue canalización de agua.
- Según los análisis nodales realizados a los pozos prospectos, se validaron cuatro escenarios posibles para implementar una estimulación, donde se encuentran los clústers Am, R, Az y M, por otro lado, en el clúster V el proceso de estimulación no es productivo, debido a que el Q_0 es negativo el cual lo hace un escenario no óptimo para evaluar el reacondicionamiento.
- Con base en los análisis nodales se concluyó el aumento en la producción de petróleo para los pozos prospectos, el cual fue para el pozo N de 87,8%, para el pozo A de 28%, para el pozo U de 87,7% y para el pozo D 89,2%.

- Con base en los análisis nodales se concluyó que el Pozo ID 24 tuvo el mayor incremento en su producción posterior a su estimulación el cual fue 576 BFPD, perteneciendo al grupo resultado 2, el Pozo N, el cual se correlacionó con este mediante distancia euclidiana (2,072) y el clúster M al cual pertenecen ambos, los análisis nodales demostraron que su producción podría aumentar en 1150 BFPD y 425 BOPD, sin embargo, al ser evaluado económicamente se puede concluir que este pozo no sería rentable para un tratamiento de reacondicionamiento, puesto que sus valores de TIR en cualquier precio del barril serían negativos y sus tasas de retorno no bajan de 37 meses.
- Con base en los análisis nodales se concluyó que el pozo ID 22, fue el que tuvo mayor incremento en su producción real, la cual fue del 17,8% (267 BOPD), sin embargo, su pozo de correlación, el pozo H, al ser estudiado mediante análisis nodal demostró ser un candidato a estimular no aceptable debido a que $Q_w > Q_o$, siendo un escenario no rentable, debido a que no es viable producir más agua que hidrocarburo.
- A partir de los indicadores económicos TIR y PayOut se concluyó que el pozo D presenta la mayor rentabilidad, no supera los 7 meses de recuperación en su inversión y el indicador TIR tiene un valor superior al TIO, en cualquiera de los precios evaluados haciéndolo un pozo óptimo a estimular.
- Se resalta que el costo de la estimulación para el pozo U, es el más costoso, 861927,13 US, esto se debe a que la sección de interés es mayor a los 100 pies y el tren de fluidos que se utilizó en el pozo análogo contiene todos los productos (orgánico, inorgánico, ácido fluorhídrico, ácido fórmico acético, inhibidor de orgánicos, inhibidor de finos), en la misma proporción (84 bls).
- Con base al objetivo general del proyecto se concluyó que, para el clúster V se recomienda utilizar un tren de fluidos O_AFA_AF_IO_EF, para el clúster Am se recomienda utilizar un tren de fluidos O_IN_AFA_AF_IO_EF en menores cantidades por producto, para el clúster R y Az se recomienda utilizar un tren de fluidos AFA_AF_EF, para el clúster M se recomienda utilizar un tren de fluidos O_CI.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la operadora Hocol S.A, correlacionar más pozos para el clúster V, debido a la poca cantidad de pozos (3) pertenecientes a este grupo y a los resultados negativos del análisis nodal del pozo H.
- Se recomienda a la compañía analizar el índice de scale con el fin de identificar componentes de carbonato o sales en el agua de formación, los cuales pueden causar taponamientos en los poros de la formación, generando depósito de inorgánicos.
- Se recomienda probar otros métodos de análisis clúster cómo, por ejemplo: árboles de decisión y redes bayesianas, con el objeto de observar un mejor agrupamiento de los pozos.
- Se recomienda para próximos agrupamientos de clustering tener en cuenta variables como cercanía entre pozos, factor skin y termodinámica, qué identifiquen al pozo y generen resultados más reales en los procesos de estimulación.
- Se recomienda a la compañía operadora Hocol S.A, evaluar más pozos para los clústers V y Am, debido a que tienen muy poca cantidad de integrantes.
- Se recomienda estudiar los pozos I, L, y O, puesto que, estos pozos también tienen distancias euclidianas pequeñas con respecto a pozos análogos, es decir, tienen características similares.
- Se recomienda evaluar otros métodos de medidas de similaridad cómo, por ejemplo: método de manhattan y distancia de minkowski con el fin de observar variaciones en los resultados.
- Se recomienda evaluar el parámetro, volumen de shale para diagnosticar los daños de formación debido a que los pozos pueden ser más propensos a tener problemas con finos por su cantidad de arcilla.
- Se recomienda volver a analizar el daño de formación presente en el pozo ID 36 debido a que el tren de fluidos aplicado en su estimulación, crudo inhibido, no concuerda con el diagnóstico de migración de finos.

BIBLIOGRAFÍA

ABDOU, Mahmoud. Formation Damage Caused by Oil-Well Drilling Fluids. [en línea]. Pág. 25.

academia. edu. [en línea]. 2008. Consultado 4, noviembre, 2019. Disponible en: https://www.academia.edu/16702097/06-ESTIMULACION_DE_POZOS

ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.com/>

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Capítulo 2. 8 Ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p.23.

BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 3.

CANALES SECTORIALES. [sitio web]. España: INTEREMPRESAS, Conceptos que hacen más fácil la vida en la planta de inyección. [13-05-20]. Disponible en: <https://www.interempresas.net/Plastico/Articulos/153911-Conceptos-que-hacen-mas-facil-la-vida-en-la-planta-de-inyeccion.html>

DICCIONARIO DE ECONOMÍA. Definición de Pay-out. [Sitio web]. España. [11, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.eleconomista.es/diccionario-de-economia/payout>

Elaboración propia, con base en: DE LA FUENTE FERNANDEZ, Santiago. Análisis conglomerados. Universidad autónoma de Madrid. Madrid, España: 2011. p. 7

Evaluación petrolera y métodos de explotación en la Cuenca de Burgos. [sitio web]. Disponible en: http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1349/A7_CAP%C3%8DTULO_4.pdf?sequence=7

FARUK, CIVAN. Classification and order of the common formation damage mechanism reservoir formation damage. [Libro] university of Oklahoma.14 dic 2002.

GONZALEZ MAYA, Lilia Simona. Universidad Nacional Autónoma de México. [En línea] 2005. Consultado 4, noviembre, 2019. Disponible en: <http://132.248.9.34/pd2005/0600961/0600961.pdf>

H. DALE BEGGS. Production. Optimization Using NODAL Analysis. 1991 http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

LIZASO, R. E. (Marzo 2013). Matrices de decisión. Obtenido de WordPress: <https://bibliocausa.files.wordpress.com/2013/03/decision-matrices-de-decision.pdf>.p.1

Manuel, V. Muestreo Estadístico Diseño y Aplicaciones. 2005. p.203

MARQUEZ, Gustavo. Análisis Nodal y Explotación de Petróleo. [En línea]. Pág. 11-12.

MENESES, Julio. Introducción al análisis multivariante. [en línea]. Barcelona.:2019. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/336232083_Introduccion_al_analisis_multivariante

MICHEL J. NOLTE, KENNETH G. Major components of various clay and fines particles. [en línea]. Tercera edición. Pág. 14-14. Marzo 2013.

NWABUEZE, Vicent O (SPE), ONIKOVE, Abiolsa S (SPE), OKORO, Félix O (SPE) A, AJIENKA, Prof. L.A. (SPE). Sanding in Oil Well Reservoir Completions. SPE 163010. Obtenido en: https://www.researchgate.net/publication/266665859_Sanding_in_Oil_Well_Reservoir_Completions

RAMIREZ CHACON, Julián José, REYES PIRAJON, Santiago José. Lumieres. [en línea]. Febrero 19 del 2019. [Consultado 4, noviembre, 2019]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/7364>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. Houston. [Consultado 6, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/field.aspx>

Terminación y mantenimiento de pozos.[sitios web]. Disponible: http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

VICTORIANO, Begoña. mat.ucm.es. [en línea]. Julio 2017.Consultado4, noviembre, 2019. Disponible en: http://www.mat.ucm.es/~bvitoria/Archivos/a_dt_UCM.pdf.

Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution–Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

WONG, Jeffrey. Package 'pdist'. [sitio web]. Enero 31 del 2013. [Consultado 14, mayo, 2020]. Disponible en: <https://cran.r-project.org/web/packages/pdist/pdist.pdf>

ANEXOS

ANEXO A

CÓDIGO CLUSTERING METODO K-MEANS

```
library(readxl)
library(factoextra)
library(ggplot2)
library(ggpubr)
library(devtools)
library(purrr)
library("corrplot")
library(dplyr)
library(caret)
library(broom)
library(ggrepel)
library(plotly)

#-----
#carga de datos y simplificación de la tabla a datos numéricos + escalamiento
#-----

DB <- read_excel("C:/Users/luisa/Downloads/BD_ESTIMULACIONES.xlsx",
col_types = c("numeric", "text", "numeric",
"text", "text", "numeric", "numeric",
"numeric", "numeric", "numeric",
"numeric", "numeric", "numeric",
"numeric"))
View(DB)
row.names(DB) <- DB$ID
DB
DB=as.data.frame(DB)
```

```

head(DB)
dim(DB)
str(DB)
summary(DB)
summary(DBN)
DBN= DB[,6:13]
View(DBN)
sum(DBN)
datos<-scale(DBN)
View(datos)
row.names(datos)<-DB$ID
#-----
###.....
#Distancias euclidiana
#-----
mat_dist <- dist(x = datos, method = "euclidean")
round(as.matrix(mat_dist)[1:5, 1:5], 2)
####-----
##cluster estimaciones
##-----
library(cluster)
library(factoextra)
fviz_nbclust(x = datos, FUNcluster = pam, method = "wss", k.max = 15, diss =
dist(datos, method = "euclidean"))
library(factoextra)
mat_dist <- get_dist(x = datos, method = "pearson")

```

```

round(as.matrix(mat_dist)[1:5, 1:5], 2)
fviz_dist(dist.obj = mat_dist, lab_size = 8) +
theme(legend.position = "none")

library(tidyverse)
library(ggpubr)
library(cluster)
library(factoextra)

fviz_nbclust(x = datos, FUNcluster = pam, method = "wss", k.max = 15, diss =
dist(datos, method = "euclidean"))

seed(100)

km_clusters <- kmeans(x = datos, centers = 5, nstart = 50)

Las funciones del paquete factoextra emplean el nombre de las filas del
dataframe que contiene los datos como identificador de las observaciones.

Esto permite añadir labels a los gráficos.

fviz_cluster(object = km_clusters, data = datos, show.clust.cent = TRUE,
ellipse.type = "euclid", star.plot = TRUE, repel = TRUE) +
labs(title = "Resultados clustering K-means") + theme_bw() +
theme(legend.position = "none")

```

ANEXO B

CÓDIGO CLUSTERING METODO K-MEDIOS

```
library(readxl)
library(factoextra)
library(ggplot2)
library(ggpubr)
library(devtools)
library(purrr)
library("corrplot")
library(dplyr)
library(caret)
library(broom)
library(ggrepel)
library(plotly)

#-----

#carga de datos y simplificación de la tabla a datos numericos + escalamiento
#-----

DB <- read_excel("C:/Users/luisa/Downloads/BD_ESTIMULACIONES.xlsx",
col_types = c("numeric", "text", "numeric",
"text", "text", "numeric", "numeric",
"numeric", "numeric", "numeric",
"numeric", "numeric", "numeric",
"numeric"))
View(DB)
row.names(DB) <- DB$ID
DB
```

```

DB=as.data.frame(DB)
head(DB)
dim(DB)
str(DB)
summary(DB)
summary(DBN)
DBN= DB[,6:13]
View(DBN)
sum(DBN)
datos<-scale(DBN)
View(datos)
row.names(datos)<-DB$ID
#Cluster
library(cluster)
library(factoextra)
fviz_nbclust(x = datos, FUNcluster = pam, method = "wss",
k.max = 15, diss = dist(datos, method = "manhattan"))
set.seed(123)
pam_clusters<-pam(x=datos,k=5,metric="manhattan")
pam_clusters
fviz_cluster(object = pam_clusters, data = datos, ellipse.type = "t", repel = TRUE) +
theme_bw() +
labs(title = "Resultados clustering PAM") +
theme(legend.position = "none")

```

ANEXO C

CÓDIGO CLUSTERING MÉTODO DE AGRUPAMIENTO JERÁRQUICO

```
library(readxl)
library(factoextra)
library(ggplot2)
library(ggpubr)
library(devtools)
library(purrr)
library("corrplot")
library(dplyr)
library(caret)
library(broom)
library(ggrepel)
library(plotly)

#-----

#carga de datos y simplificación de la tabla a datos numericos + escalamiento
#-----

DB <- read_excel("C:/Users/luisa/Downloads/BD_ESTIMULACIONES.xlsx",
col_types = c("numeric", "text", "numeric",
"text", "text", "numeric", "numeric",
"numeric", "numeric", "numeric",
"numeric", "numeric", "numeric",
"numeric"))
View(DB)
row.names(DB) <- DB$ID
DB
```

```

DB=as.data.frame(DB)
head(DB)
dim(DB)
str(DB)
summary(DB)
summary(DBN)
DBN= DB[,6:13]
View(DBN)
sum(DBN)
datos<-scale(DBN)
View(datos)
row.names(datos)<-DB$ID
pairs(DBN)
# cALCULAR LA DISTANCIA
Mmat_dist<-dist(x=datos,method="euclidean")
round(as.matrix(mat_dist)[1:5,1:5],2)
#Clusterinf denogram
hc.l<-hclust(mat_dist)
plot(hc.l)
#clustering denogrampromedio hc.laverage<-hclust
(mat_dist,method="average") plot(hx.laverage) #separacion de clusters
cut_avg<-cuttree(hc.laverage,k=5)
plot(hc.laverage)
rect.hclust(hc.laverage,k=5,border=2:6)
abline (h=5,col=red)

```

ANEXO D

CÓDIGO PARA EL CALCULO DE DISTANCIAS EUCLIDIANAS

```
library(readxl)

actuales <- read_excel("C:/Users/luisa/Documents/Tesis FUA/POZOS A
ANALIZAR actuales y estimulados con características pozo.xlsx",
sheet = "actuales")

estimulados <- read_excel("C:/Users/luisa/Documents/Tesis FUA/POZOS A
ANALIZAR actuales y estimulados con características pozo.xlsx",
sheet = "estimulados")

library(pdist)

Actualesscale<-scale(actuales[,-1])
Estimuladosscale<-scale(estimulados[,-1])
dists <- pdist((Actualesscale), (Estimuladosscale))
a=as.matrix(dists)
View(a)
row.names(a)=actuales$ID
colnames(a)=estimulados$ID
View(a)
setwd("C:/Users/luisa/Documents/Tesis FUA")
write.csv(a, file="Dist Eucl pozos actuales y nuevos ConCPo ConCPr ConEsc",
row.names = F
```