

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y ARENA EN UN CAMPO UBICADO EN LA
CUENCA DEL VSM

DIANA MARCELA MALDONADO AMAYA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA

2021

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y ARENA EN UN CAMPO UBICADO EN LA
CUENCA DEL VSM

DIANA MARCELA MALDONADO AMAYA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

DIRECTOR
DIEGO CASTELLANOS
MAGISTER EN INTELIGENCIA ANALÍTICA PARA LA TOMA DE DECISIONES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA

2021

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander y sus profesores por su acompañamiento
y orientación.

A Hocol por dejarme usar los datos y a mi director de tesis Diego Castellanos por
su ayuda, asesoría y compromiso en el desarrollo de la Monografía.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	16
1.1. OBJETIVO GENERAL	16
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. MARCO REFERENCIAL.....	17
2.1. ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	17
2.2. MARCO TEÓRICO	19
2.3. MARCO GEOLÓGICO	24
2.4. MARCO PRACTICO	31
3. METODOLOGÍA	36
3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO.....	36
3.2. CÁLCULO Y RECOPIACIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO.	37
4. RESULTADOS.....	61
4.1. ANÁLISIS DE DATOS ¿PUEDO ENTENDER EL COMPORTAMIENTO? ..	61
4.2. MODELOS PREDICTIVOS ¿PUEDO PREDECIR LAS VARIABLES DE ESTUDIO?	91
4.3. ANÁLISIS PRESCRIPTIVO ¿SE PUEDEN MEJORAR LOS RESULTADOS?	93
5. CONCLUSIONES	110
6. RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFÍA.....	113

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información disponible de registros en los pozos del campo.	37
Tabla 2. Orientación de fractura definida de acuerdo con su dirección preferencial	46
Tabla 3. Tabla final con todas las variables incluidas.	55
Tabla 4. Todas las variables de fracturas vs las de arena. Pozos con información disponible para análisis con respecto a la producción de arena. En azul oscuro se resaltan los pozos que hacen falta.....	56
Tabla 5. Pozos con información disponible para análisis con respecto al IP. En color azul oscuro se resaltan los que hacen falta.	58
Tabla 6. Pozos con información disponible para análisis con respecto a las intervenciones en los primeros 6 meses. En color azul oscuro se resaltan los que hacen falta.	60
Tabla 7. Resultados modelos IP, arena e intervenciones en los WO a ejecutarse este año.	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento típico producción yacimientos naturalmente fracturados. Ejemplo de un pozo en el campo de estudio.	19
Figura 2. Cuenca Valle Superior del Magdalena. Sub-cuenca de Neiva. Columna estratigráfica generalizada del VSM. Tomada de Beltrán y Gallo, 1968; Cediél et al, 1981; Etayo, 1994; Guerrero, 1993; Kroonenberg y Diederix, 1982; Mojica y Macia, 1981;.....	25
Figura 3. 3D del campo mostrando los diferentes bloques estructurales.....	27
Figura 4. Fuente; Informe interpretación de núcleos P-34 Hocol. Fracturas identificadas en el corazón del pozo P-34 y su integración con la tomografía e interpretación de registros de imágenes.	28
Figura 5. Fuente; Informe interpretación de núcleos P-34 Hocol. Sección delgada pozo P-34 e interpretación de microfracturas.	28
Figura 6. Stereonet con datos de dIPazimuth de fractura.....	29
Figura 7. Sistema de fracturas definido para el área de estudio.....	30
Figura 8. Mapa estructural al tope de la Formación Monserrate.....	32
Figura 9. Comportamiento producción pozos P-05, P-23, P-20 y P-21. Evidencias de un yacimiento naturalmente fracturado.	34
Figura 10. Producción de arena en el campo entre los años 2001 y 2010.	34
Figura 11. Fotografías con evidencia de la arena producida en el campo.....	35

Figura 12. Registro pozo P-04ST2, en el primer track intervalos abiertos a Diciembre de 2020, 2 Track GR, 3 track profundidad en MD, 4 track ´profundidad en TVDss, 5 track resistividad. 6 track intervalos abiertos inicialmente en el pozo.	38
Figura 13. Presiones identificadas en MDT tomado en el pozo P-01.	39
Figura 14. BFPD e Índice de Productividad para los primeros meses de producción del pozo P-13.....	40
Figura 15. BFPD y arena para los primeros meses de producción del pozo P-13.	41
Figura 16. Pozo P-01 con información de fracturas (tracks 4 y 5), intervalos abiertos (Tracks6) y valores de intensidad de fractura (track 8) y valores de intensidad de fractura filtrados a los intervalos cañoneados en los primeros 3 meses (track 9). Ejemplo intensidad pozo P-22.	42
Figura 17. Fuente; Ingrain 2014. Imágenes de un mismo intervalo mostrando la extracción de las fracturas del volumen total de roca. En (a) se observa la tomografía de la sección radial vertical del núcleo, en (b) el volumen total de roca y fracturas construido y en (c) el volumen segmentado donde solo están iluminados los elementos estructurales.....	43
Figura 18. Pozo P-23 con información de fracturas (tracks 4 y 5), intervalos abiertos (Tracks 6 y 7) y valores de apertura totales (track 8) y filtrados (track 9), GR (Track1) TVDss(Track 2), MD(Track 3). Ejemplo promedio apertura.....	44
Figura 19. P-19 y P-27 Rosetas con información de DIP y DIP Azimuth para cada pozo filtrados y sin filtrar en los intervalos cañoneados.	45

Figura 20. Pozo P-25 GR (Track 1), MD(Track 2), TVDss (Track 3), resistividad (Track 4), valores fracture porosity (track 5) y filtrados (Track 6). Ejemplo promedio fracture para el pozo P-25.	47
Figura 21. Unidades cañoneadas y su proporción a nivel de campo.....	48
Figura 22. Datos de fracturas en el pozo P-04. Cada color corresponde a una unidad.	48
Figura 23. Calculo ángulo entre fractura y pozo en red estereográfica.....	49
Figura 24. DIP y azimuth de capa filtrado a los intervalos cañoneados.....	50
Figura 25. Calculo ángulo entre capa y pozo en red estereográfica.....	50
Figura 26. Zonas definidas para el estudio de fracturas en el campo.....	52
Figura 27. Ajuste del modelo de permeabilidad grafico XY y versus el registro de pozo P-34.	53
Figura 28. Pozo P-01 GR (Track 1), MD(track 2), TVDss (Track 3), Resistividad (Track 4), Neutron (Track 5), intervalos abiertos (Track 6), K filtrada a intervalos cañoneados (Track7).....	54
Figura 29. Producción de arena en el primer por pozo y mapas de burbuja.....	57
Figura 30. Promedio y pico de IP en los primeros meses de producción por pozo. Mapas de burbuja IP.....	59
Figura 31. Análisis de componentes principales promedio y pico IP.	61
Figura 32. Análisis de componentes principales promedio.	62
Figura 33. Análisis de componentes principales pico 1 mes arena.....	63
Figura 34. Análisis de componentes principales promedio 1 mes arena.	64

Figura 35. Grafica que muestra en colores las unidades abiertas en cada pozo en el campo y su proporción. Las líneas corresponden a Pico y promedio de IP en el 1 mes.	65
Figura 36. Bloque y su proporción cañoneada en cada pozo. Las líneas corresponden a Pico y promedio en el 1 mes de arena.....	66
Figura 37. Dirección preferencial de fracturas y su proporción en cada pozo dentro de los intervalos cañoneados. Las líneas corresponden a Pico 1 mes IP e intensidad de fractura.....	67
Figura 38. Bloque y su proporción cañoneada en cada pozo. Pico y promedio de arena.....	68
Figura 39. Las barras representan el valor de apertura de fractura por pozo, los colores las compañías que las interpretaron y la línea naranja el pico 1 mes IP...	68
Figura 40. Las barras representan el valor de porosidad de fractura y la línea el pico 1 mes de arena por pozo.	69
Figura41. Dirección preferencial e fracturas a nivel del campo.....	69
Figura 42. Dirección preferencial de fracturas y su proporción en los intervalos cañoneados en cada pozo. La línea representa el valor del pico 1 mes de arena.	70
Figura 43. Unidades y su proporción en los intervalos cañoneados por pozo. La línea representa el pico 1 mes de arena.....	70
Figura 44. Porcentaje bloque cañoneado por pozo. Las líneas corresponden con el pico y promedio 1 mes de arena.....	71
Figura 45. Pico 1 mes de arena Vs Pico 1 mes IP.....	72

Figura 46. Pies abiertos Vs Pico 1 mes IP. El tamaño de las burbujas indica Kmatriz.	72
Figura 47. Corrplot promedio 1 mes IP.....	74
Figura 48. Leaps promedio 1 mes IP.....	75
Figura 49. Significancia 1 mes IP.....	76
Figura 50. Corrplot pico 1 mes IP.	78
Figura 51. Leaps pico 1 mes IP.	79
Figura 52. Significancia pico 1 mes IP.....	79
Figura 53. Corrplot promedio 1 mes arena.	81
Figura 54. Leaps promedio 1 mes arena.	82
Figura 55. Significancia promedio 1 mes arena.....	83
Figura 56. Corrplot pico 1 mes arena.....	84
Figura 57. Leaps pico 1 mes arena.....	85
Figura 58. Significancia pico 1 mes arena.	86
Figura 59. Corrplot intervenciones primeros 6 meses.....	88
Figura 60. Leaps intervenciones primeros 6 meses.....	89
Figura 61. Significancia intervenciones primeros 6 meses.	90
Figura 62. Pico 1 mes IP real vs Pico 1 mes IP modelo.	94
Figura 63. Promedio 1 mes IP real vs Promedio 1 mes IP modelo.....	94
Figura 64. Pico 1 mes arena real vs Pico 1 mes arena modelo.....	95
Figura 65. Promedio 1 mes arena real vs Promedio 1 mes arena modelo.	96

Figura 66. Intervenciones primeros 6 meses real vs Intervenciones primeros 6 meses modelo.....	96
Figura 67. Ubicación del pozo a perforarse P35. Dentro del bloque llamado centro.	97
Figura 68. Mapa prescriptivo Pico 1 mes IP pozo P-35.	98
Figura 69. Mapa prescriptivo promedio 1 mes IP pozo P-35.	99
Figura 70. Mapa prescriptivo Pico 1 mes arena pozo P-35.	100
Figura 71. Mapa prescriptivo promedio 1 mes arena pozo P35.....	101
Figura 72. Mapa prescriptivo número de intervenciones en 6 meses pozo P-35.	102
Figura 73. Ubicación del pozo a perforarse P-40. Dentro del bloque llamado sur backlimb.....	103
Figura 74. Mapa prescriptivo pico 1 mes IP pozo P-40.....	104
Figura 75. Mapa prescriptivo promedio 1 mes IP pozo P-40.	105
Figura 76. Mapa prescriptivo pico 1 mes arena pozo P-40.....	106
Figura 77. Mapa prescriptivo promedio 1 mes arena pozo P-40.	107
Figura 78. Mapa prescriptivo intervenciones en los primeros 6 meses pozo P-40.	108

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y ARENA EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DEL VSM*

AUTOR: DIANA MARCELA MALDONADO AMAYA**

PALABRAS CLAVE: IP (ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD), PRODUCCIÓN DE ARENA, FRACTURAS NATURALES, GEOMETRÍA POZO, MODELOS PREDICTIVOS.

El campo de estudio corresponde a un anticlinal que hacia el norte pierde su flanco posterior, es una estructura compartimentalizada en bloques estructurales separados por fallas. Existen evidencias de la presencia de fracturas naturales en los registros eléctricos, en el comportamiento de producción y las pérdidas de circulación. Adicionalmente históricamente ha producido arena lo que ha generado problemas y constantes intervenciones en los primeros meses de producción.

Se han llevado a cabo estudios relacionados con la caracterización de fracturas, y a pesar de tener parte de la producción histórica reportada de arena no se ha integrado esta información. Con el objetivo de mejorar el entendimiento del yacimiento se realiza un análisis estadístico incorporando información estructural del campo, diseño de pozos, propiedades de la formación y la información de fracturas evaluando su impacto en la producción de petróleo y arena. Para el desarrollo del campo es importante establecer con exactitud el índice de productividad con el objetivo de realizar el diseño de la bomba y para calcular la promesa de valor, así mismo es importante saber si el pozo producirá altos volúmenes de arena en su etapa inicial para la definición de tipo, diseño y tamaño de la bomba y los alistamientos en superficie para las pruebas iniciales.

En este trabajo se desarrolla una herramienta de análisis que ayudara en la construcción del plan de desarrollo usando modelos predictivos para el índice de productividad y la producción de arena. Estos modelos se validaron con los pozos usados para su construcción, adicionalmente se corrieron en dos pozos del plan, variando el espesor a cañonear y la inclinación del pozo obteniendo mapas prescriptivos que sirven como una guía cualitativa. También se corrieron los modelos en 4 workovers a ejecutar, dándonos una idea de los valores de producción de petróleo y arena.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Diego Andres Castellanos Santamaria, Magister en Inteligencia Analítica para la toma de decisiones.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE IMPACT OF FRACTURES ON OIL AND SAND PRODUCTION IN A FIELD LOCATED IN THE UPPER MAGDALENA VALLEY BASIN.*

AUTHOR: DIANA MARCELA MALDONADO AMAYA.**

KEY WORDS: IP (PRODUCTIVITY INDEX), SAND PRODUCTION, NATURAL FRACTURES, WELL DESIGN, PREDICTIVE MODELS.

The studied field corresponds to an asymmetrical anticlinal that is losing its backside towards the north. It's a complex structure, divided into structural blocks separated by faults. There is multiple evidence of the presence of natural fractures in well logs, in the well's production behavior and the loss of circulation while drilling. Moreover, it has historically produced sand, generating problems and constant interventions in the first months of production of the wells.

Several studies have been carried out related to the field fracture characterization, however, despite having part of the reported sand historical production, this information has not been integrated. To improve the understanding of the reservoir a statistical analysis is performed incorporating field structural information, oil well design, formation properties, and fracture data evaluating its impact in production and sand production. For the correct field development, it is important to establish exactly the productivity index to make the correct pump design and to calculate the promise of value, it is also important to know if the well is going to produce high sand volumes in its initial stage to define pump type, design size, and the surface needs for initial testing.

An analytical tool that is developed in this work will assist us in the construction of the development plan of the future field through predictive models for the productivity index and sand production. These models were validated with the same wells used for their construction, additionally they were run in two planed wells varying the thickness to be open and the inclination of the well, obtaining prescriptive maps of the expected behavior of production and sand production that serve as a qualitative guide. The models were also run on four propose workovers, giving us an idea of the expected values of oil and sand productions in these jobs.

*Degree work

** Physico-Chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director: Diego Andres Castellanos Santamaria, Master in Analytics.

INTRODUCCIÓN

El campo productor de la Formación Monserrate presenta un OOIP (Original Oil in Place) de 111 MMBLS y a la fecha se han perforado con un FR (Factor de recobro) del 4%. A pesar de este OOIP hay varios pozos cerrados por baja producción y otros con muy bajo potencial. Se tienen 8 pozos inyectores de agua, sin embargo, el efecto de la inyección no se ve en todos sus pozos aledaños ni en todos los intervalos abiertos.

El campo comprende una estructura compleja, un anticlinal que hacia su parte norte pierde al flanco posterior y su flanco frontal está invertido quedando sus capas completamente verticales, adicionalmente es un yacimiento fracturado en el que se han probado 26 bloques diferentes separados por fallas. Debido a la gravedad API del crudo 16° producen con bomba ESP y solo se cuenta con información de un PLT (Production log test) y un ILT (Injection log test).

Hay pozos productores que han aumentado su corte de agua y otros que han disminuido su producción, esta condición hace que si no se encuentra la manera de recuperar más aceite en el campo se perderán reservas asociadas a las zonas en las que no hay pozos productores ni efecto de inyección.

Con lo observado en los registros y la producción de los pozos se hace evidente que corresponde a un yacimiento fracturado. En los últimos años se han hecho

varios estudios para identificar y clasificar las fracturas en las unidades del campo, sin embargo, es necesario incluir estas observaciones en los modelos estáticos, petrofísicos y dinámicos para poder caracterizar la producción en los pozos existentes que sirva como base para definir el plan de desarrollo del campo.

El alcance de esta monografía es analizar las fracturas y su impacto en la productividad y producción de arena, buscando establecer relaciones entre estas variables que nos permitan entender el comportamiento y definir modelos construyendo una herramienta de análisis que interrelacione los resultados en la productividad y control de arena de los pozos y nos ayude a mejorar la estrategia de desarrollo del campo.

En esta investigación se examina el comportamiento de las fracturas y su relación con la producción de arena y el Índice de Productividad involucrando diferentes variables que permitan establecer relaciones, por medio del análisis de los datos históricos, incorporándolos a modelos numéricos. A la fecha no se ha llevado a cabo la integración de la información de fracturas con el comportamiento de los índices de productividad y la producción de arena. Usando el software Rstudio por medio de gráficos de correlaciones se analizan las variables y se definen modelos predictivos para cada el índice de productividad y la producción de arena, se validan con los pozos existentes y se presenta la prescripción para dos pozos futuros y cuatro workovers.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto de las fracturas en la productividad y producción de arena en el campo de estudio por medio de análisis estadístico que ayude en la predicción cualitativa del comportamiento por zonas del campo.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Construir base de datos de las fracturas, con todas las variables a evaluar.
- Revisar el índice de productividad inicial y su variación con respecto a diferentes variables del análisis de las fracturas (apertura, intensidad, etc).
- Revisar producción de arena inicial y su variación con respecto a diferentes variables del análisis de las fracturas (apertura, intensidad, etc).
- Identificar el comportamiento de las fracturas por variables y zonas del campo.
- Crear modelos para cada una de las variables objetivo.
- Realizar análisis prescriptivo para cada variable fija.
- Validar modelos con los pozos existentes.
- Predecir comportamiento del Índice de Productividad y de la producción de arena en trabajos futuros (WO y pozos a perforar).

2. MARCO REFERENCIAL

2.1. ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Los yacimientos naturalmente fracturados son de gran interés en la industria del petróleo, un porcentaje importante de la producción mundial proviene de estos, ya que presentan altas permeabilidades en la roca que mejoran la producción de petróleo y en otros en cambio traen gas o agua antes de lo pronosticado. Por lo general presentan una tasa de producción inicial alta que declina rápidamente.

Es importante para el desarrollo de este tipo de yacimientos el entendimiento de las variables que influyen en su correcto desarrollo, por ejemplo, en el piedemonte llanero en el campo denominado complejo Pauto dentro de la Formación Mirador se evaluaron los elementos como porosidad, K de matriz y de fractura, geometría, apertura y espaciamiento de fractura junto con el mejor diseño de pozo y su efecto en el recobro final de hidrocarburos.¹ Demostrando el impacto de la trayectoria del pozo con respecto al plano de fracturas en la producción de los pozos.

¹

Alvarez, J. A. (2017). Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Medellín, Colombia.

Una evidencia y caso de éxito de un yacimiento fracturado es en el offshore al Noroeste de Java en Indonesia, un yacimiento que se consideraba sin porosidad por efecto de la compactación. Sin embargo, presentaba altas pérdidas de circulación durante la perforación de los pozos. Por medio varios estudios que incluyeron interpretación de imágenes de pozos cercanos y la información de corazonas se lograron definir las fracturas y perforar pozos perpendiculares a la orientación principal de estas aumentando así un 60% su producción.²

Un ejemplo de producción de arena por fracturas se presenta en el bloque Lloydminster en Canada, donde se tiene un crudo pesado con un excelente performance en las primeras etapas de producción y en el mismo tiempo alta producción de arena.³

Con este trabajo se integrará la información de fracturas teniendo en cuenta su comportamiento con la producción de arena y de aceite en el campo.

2

Wibowo, I. D., Sobani, L. F., & Luciawaty, M. (2018). Successful story of proving-up a new play, an eocene carbonate as a naturally fractured reservoir in offshore North West Java.

3

Smith, G. E. (1988). Fluid flow and sand production in heavy-oil reservoirs under solution-gas drive. SPE Production Engineering, 3(02), 169-180.

2.2. MARCO TEÓRICO

Generalidades de los yacimientos fracturados. Los yacimientos naturalmente fracturados son aquellos en los que su producción proviene principalmente de las fracturas, presentando en ocasiones doble porosidad, primaria de la matriz y secundaria de la red de fracturas que actúa como unidad de flujo. Son heterogéneos. En la Figura 1 se presenta el comportamiento típico de producción de un yacimiento naturalmente fracturado.

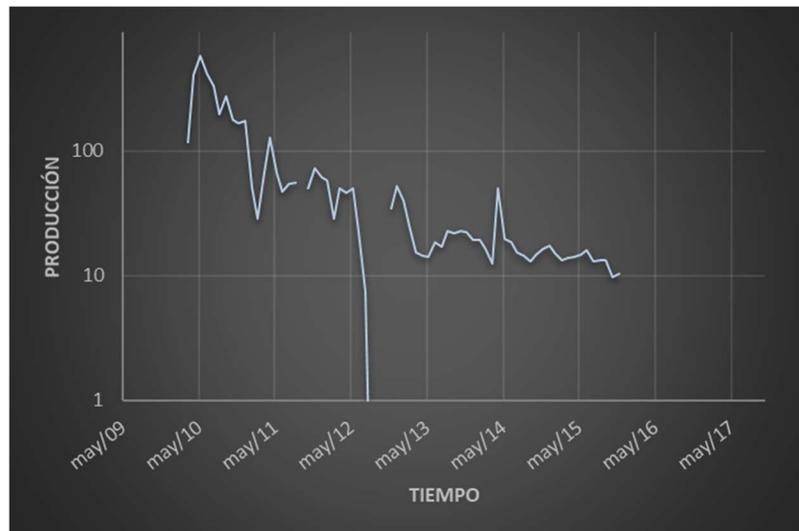


Figura 1. Comportamiento típico producción yacimientos naturalmente fracturados. Ejemplo de un pozo en el campo de estudio.

Según Nelson (2001) se pueden clasificar por tipo de yacimiento: Tipo I, donde el aporte de hidrocarburos proviene de la porosidad y permeabilidad de las fracturas y no de la matriz; Tipo II, donde el aporte de hidrocarburo proviene principalmente de la permeabilidad de las fracturas aunque también hay aporte de la matriz de la roca

y Tipo III, donde la producción de hidrocarburos proviene de la matriz de la roca sin embargo ayuda la permeabilidad de fractura y, Tipo IV, donde la producción proviene 100% de la matriz de la roca y las fracturas generan barreras.

Las fracturas son planos de discontinuidad en las rocas. Según Catalan (2002) existen dos tipos de fracturas de acuerdo con la dirección de los esfuerzos que las generan:

- Shear (Cizalla), esfuerzo principal σ_1 , ocurre desplazamiento de la roca paralelo al plano de fractura.
- Tensión: Se producen en superficies casi perpendiculares a la dirección de aplicación del esfuerzo tensional. Las dos partes se separan generando un hueco, que puede rellenarse posteriormente.

Características importantes de las fracturas:

- La Intensidad de fractura corresponde a la superficie abarcada por unidad de volumen se mide a través de la frecuencia de diaclasamiento. Esta última es el número de diaclasas atravesadas por una recta perpendicular a cada sistema de diaclasas. Se mide en número de diaclasas por unidad de longitud. Depende del espesor de las capas y la intensidad de la deformación.
- Apertura: Se refiere a la distancia entre las paredes de la fractura. Da información del estado de las fracturas y los procesos posteriores a estas como cementación por procesos diagenéticos o fluidos circundantes en la Formación (abierta,

cerrada, semiabierta). Generalmente se mide en micras. Depende de la profundidad, del tipo de roca, de la presión de poro, los esfuerzos que la generaron y el entorno actual del yacimiento.

- Orientación: Direcciones dominantes que se puedan identificar y relacionar. Se mide en azimut y buzamiento de fractura. Da información de los eventos que las generaron.
- Longitud: Distancia en línea recta entre los dos puntos límites de una fractura. Dependiendo de su posición con respecto a la estratificación y de características de la formación puede variar desde micras a metros.
- Morfología de las fracturas: Conectividad de fracturas naturales: Distribución en el yacimiento, solo en algunas unidades o bloques.

El tipo de fracturas que se evaluarán corresponden a las relacionadas con las fallas y los pliegues del campo, en este caso un anticlinal tumbado cortado por varios sets de fallas inversas. Según Hancock (1985) se pueden identificar diferentes tipos de fracturas de acuerdo con su posición con respecto a la estratificación y eje de los pliegues. Las primeras normales al eje por la extensión de este y las segundas paralelas al eje y perpendiculares a la estratificación, se encuentran en los ejes de los pliegues. Con respecto a las fallas se pueden diferenciar: las generadas por el mismo campo de esfuerzos de la falla, y las generadas por tensión local.

Según Fossen (2010) las propiedades de fractura que afectan el comportamiento del reservorio son:

- Permeabilidad de fractura
- Porosidad de fractura
- Saturación de fluidos dentro de las fracturas
- Factor de recobro esperado en el sistema de fracturas

índice de productividad. Corresponde al volumen de petróleo producido por unidad de tiempo por diferencial de presión. Es decir, es una medida que indica la capacidad de producción de cada pozo.

Esta dada por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Koh}{\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} + S \right)} = \frac{Q}{p_e - p_w} \quad (1)$$

Donde:

J= Índice de productividad

Ko= Permeabilidad efectiva

h= Espesor

μ = Viscosidad

r_e = Radio de drenaje

r_w = Radio pozo

S= Daño

Q= Caudal

Pe= Presión estática

Pwf= Presión fondo fluyente

Producción de arena. La arena no consolidada dentro de la Formación es removida y transportada por los fluidos presentes, generando acumulación en el pozo o producción de esta. Puede llegar a interferir con la productividad del pozo o dañar sus componentes. Este efecto se da cuando se modifica la fuerza de confinamiento debilitando las formaciones y generando pérdida de cohesión entre los granos de arena y a su vez cuando los fluidos presentes superan la velocidad en la que pueden mover los granos no cementados.

Se atribuye la producción de arena a la inestabilidad de las paredes del pozo o de los intervalos perforados. Los principales factores que influyen en la producción de arena son:

- Geología:
 - Estado de esfuerzos en el yacimiento.
 - Deformación roca.
 - Grado de consolidación natural de la roca.
 - Grado de cementación de la formación.
 - Presión de poro.
 - Permeabilidad.

- Flujo de fluidos:
 - Cantidad de fluidos producidos.
 - Depletamiento yacimiento.
 - Gradiente presión, número y espesor de perforados, área y velocidad de flujo.
 - Flujo de fluidos, fuerzas de arrastre, viscosidad y velocidad, cohesión roca.

- Inducidos:
 - Operaciones de perforación, cementación, y completamiento.
 - Operaciones cíclicas y condiciones operacionales.
 - Caída de presión en los alrededores del pozo.
 - Esfuerzos inducidos en alrededores pozo durante perforación, completamiento y producción.
 - Debilitamiento por intrusión de agua.
 - Tasa de producción y efecto en caídas de presión.

2.3. MARCO GEOLÓGICO

Geología regional. El campo estudio se encuentra localizado en la cuenca del VSM (Valle superior del Magdalena) que corresponde a una cuenca intramontaña desarrollada entre la cordillera central el oeste y la cordillera oriental al este. El VSM

es una depresión elongada con rumbo SSW-NNE. El campo de estudio se encuentra dentro de la denominada Subcuenca de Neiva.

Estratigrafía. En la figura 2 se presenta la columna estratigráfica generalizada para la subcuenca de Neiva con la nomenclatura usada en la industria del petróleo para esta zona. El campo de estudio produce de La Formación Cretácica Monserrate que corresponde a un evento regresivo depositado en un ambiente de plataforma marina somera.

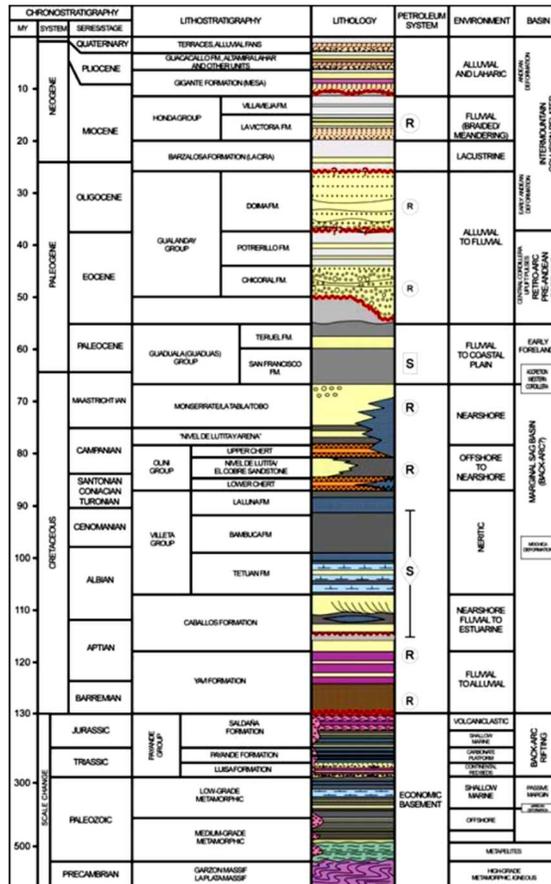


Figura 2. Cuenca Valle Superior del Magdalena. Sub-cuenca de Neiva. Columna estratigráfica generalizada del VSM. Tomada de Beltrán y Gallo, 1968; Cediél et al, 1981; Etayo, 1994; Guerrero, 1993; Kroonenberg y Diederix, 1982; Mojica y Macia, 1981; Mojica y Bayer, 1987.

Para términos del campo la Formación Monserrate se ha dividido operacionalmente en cuatro unidades que de base a tope son Km4, Km3, Km2 y Km1.

Geología estructural. La estructura el campo de estudio corresponde a un anticlinal asimétrico elongado que hacia el norte va perdiendo su flanco trasero debido a la falla que lo limita. Se encuentra altamente compartimentalizado y atraviesa varias fallas que lo dividen en 28 bloques diferentes. Las fallas que dividen el campo en la vertical corresponden a cabalgamientos y las que lo dividen en la horizontal con fallas de desgarre.

Como se ve en la figura 3 dependiendo de la zona del campo se tienen buzamientos de hasta 90° hacia el norte de la estructura. El tope del yacimiento varía entre 1488ft TVDss y – 797ft TVDss. También se han perforado pozos que atraviesan varios bloques estructurales o incluso ambos flancos del anticlinal, encontrando la secuencia normal e invertida dependiendo de su ubicación. Debido a la complejidad estructural del campo no es posible identificar la estructura en la sísmica, razón por la cual el modelo se construyó usando la información de dipmeter.

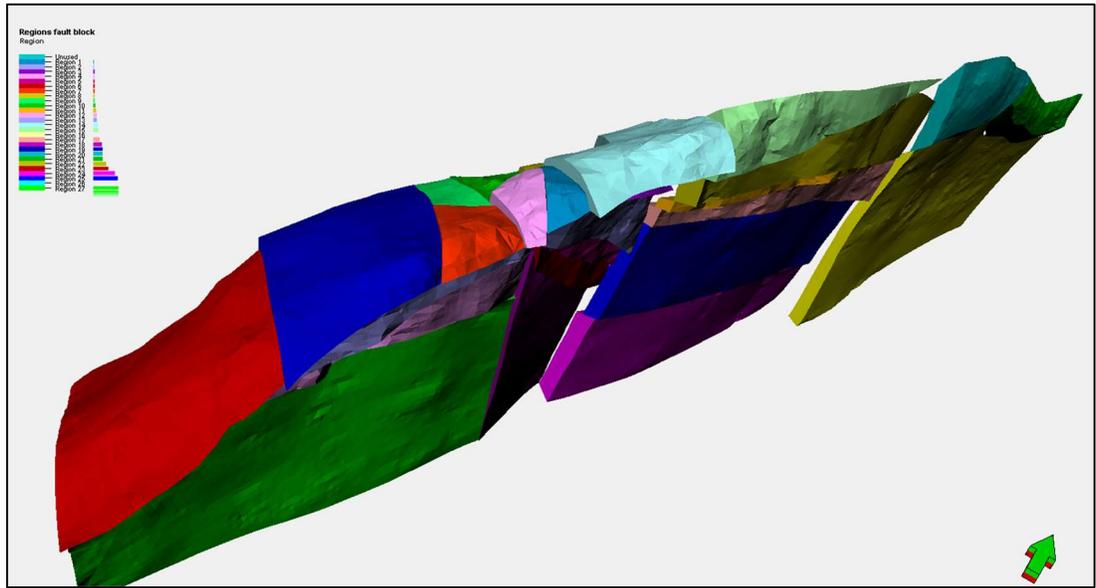


Figura 3. 3D del campo mostrando los diferentes bloques estructurales

Interpretación fracturas en registros de imágenes. En el año 2013 se perforó el pozo P-34 en la zona de las capas verticales. En este pozo se adquirió un corazón recuperando casi 180ft de Formación, se tomó todo el set de registros (GR-RES, DEN-NEUT, Imágenes, Presiones) y con base en esta información se realizó un análisis de las fracturas naturales observadas en el corazón y las microfracturas en las secciones delgadas, adicionalmente se adquirió tomografía obteniendo una imagen 3D del corazón donde también se caracterizaron fracturas y se interpretaron en conjunto con las fracturas identificadas en los registros de imágenes. Como se ve en las figuras 4 y 5:

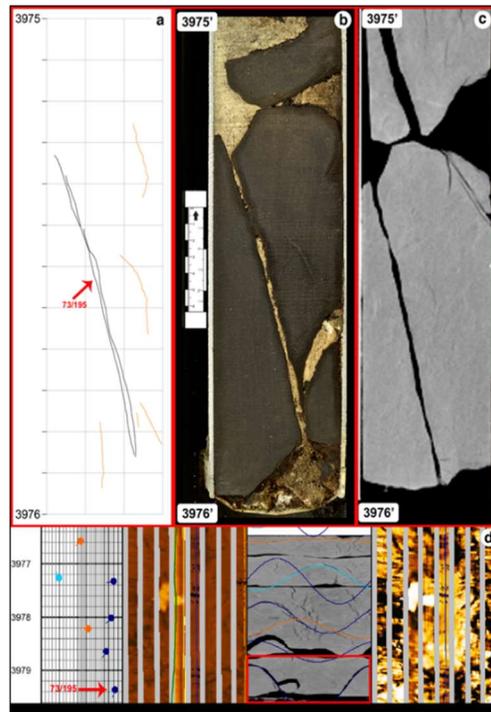


Figura 4. Fuente; Informe interpretación de núcleos P-34 Hocol. Fracturas identificadas en el corazón del pozo P-34 y su integración con la tomografía e interpretación de registros de imágenes.

Con este ajuste entre Core, registro de imágenes y tomografía se realizó una caracterización de fracturas para el pozo P-34 que posteriormente se usó como base para reinterpretar las fracturas en los demás pozos del campo con información disponible.

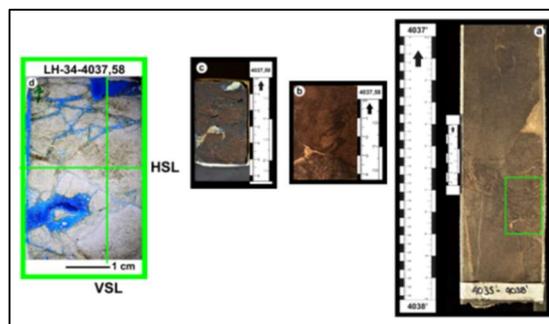


Figura 5. Fuente; Informe interpretación de núcleos P-34 Hocol. Sección delgada pozo P-34 e interpretación de microfracturas.

Representación gráfica de planos de fracturas. En este informe los datos de fracturas se representan usando el software petrel en el stereonet por medio de la proyección de Schimdt como se muestra en la siguiente figura:

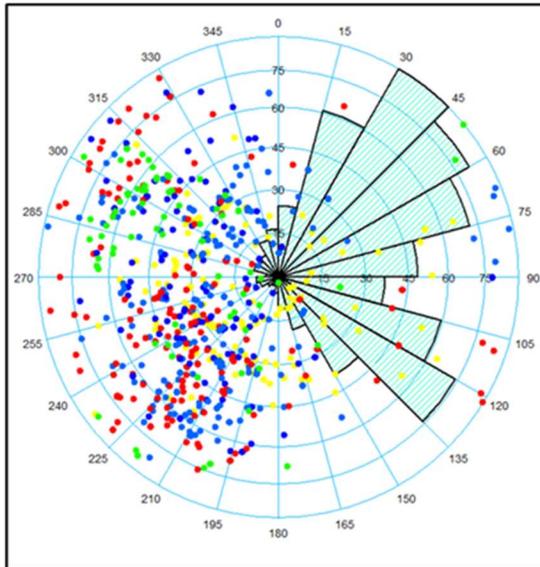


Figura 6. Stereonet con datos de dIPazimuth de fractura.

Esfuerzos, familias de fracturas y breakouts. Con la interpretación de fracturas, la información de fracturas inducidas y breakouts se realizó un análisis que ayudo en la definición de los esfuerzos en el campo, indicando un esfuerzo regional máximo NO-SE que coincide con el interpretado a nivel regional.

Con base en este esfuerzo y el estilo estructural del campo se define el sistema de fracturas representado en la siguiente figura:

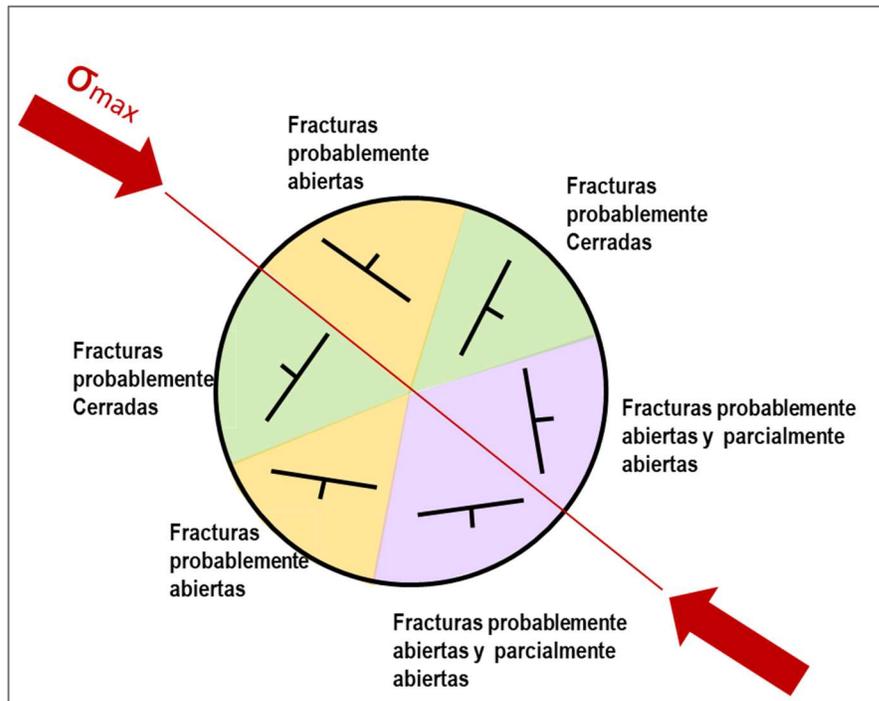


Figura 7. Sistema de fracturas definido para el área de estudio.

En donde las flechas en color rojo indican el esfuerzo regional máximo conocido como σ_1 , dentro de cada división se presenta la orientación de fracturas que se esperan y a su vez si estas son abiertas o cerradas.

2.4. MARCO PRACTICO

El campo se encuentra en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Su estructura corresponde a un anticlinal tumbado asimétrico y alargado que hacia el norte por acción de la falla que lo limita pierde su flanco trasero quedando únicamente el flanco frontal (Figura 8). Se encuentra dividido en 3 bloques principales en la horizontal, y en la vertical dependiendo de la zona se evidencian hasta cinco compartimientos diferentes. Se han perforado 36 pozos de los cuales 8 son inyectores. El OOIP calculado para el campo es de 111MMBLS, produce de la Formación Cretácica Monserrate dividida operacionalmente en 4 unidades, de tope a base Km1, Km2, Km3 y Km4. De acuerdo con lo observado la producción de aceite del campo proviene de la matriz de las arenas en km2 y Km3, sin embargo hay evidencias de producción por fracturas asociadas a los intervalos calcáreos de las cuatro unidades. A la fecha se tienen interpretadas las fracturas en cuatro corazones junto con la información de 16 pozos con registros de imágenes que abarcan toda el área del campo.

En algunos pozos es evidente el efecto de la inyección de agua, sin embargo, en otros sectores del campo no se ha visto incremento en producción, incluso se cree hay zonas en las que el agua de inyección se está canalizando y el corte de agua ha aumentado en los pozos.

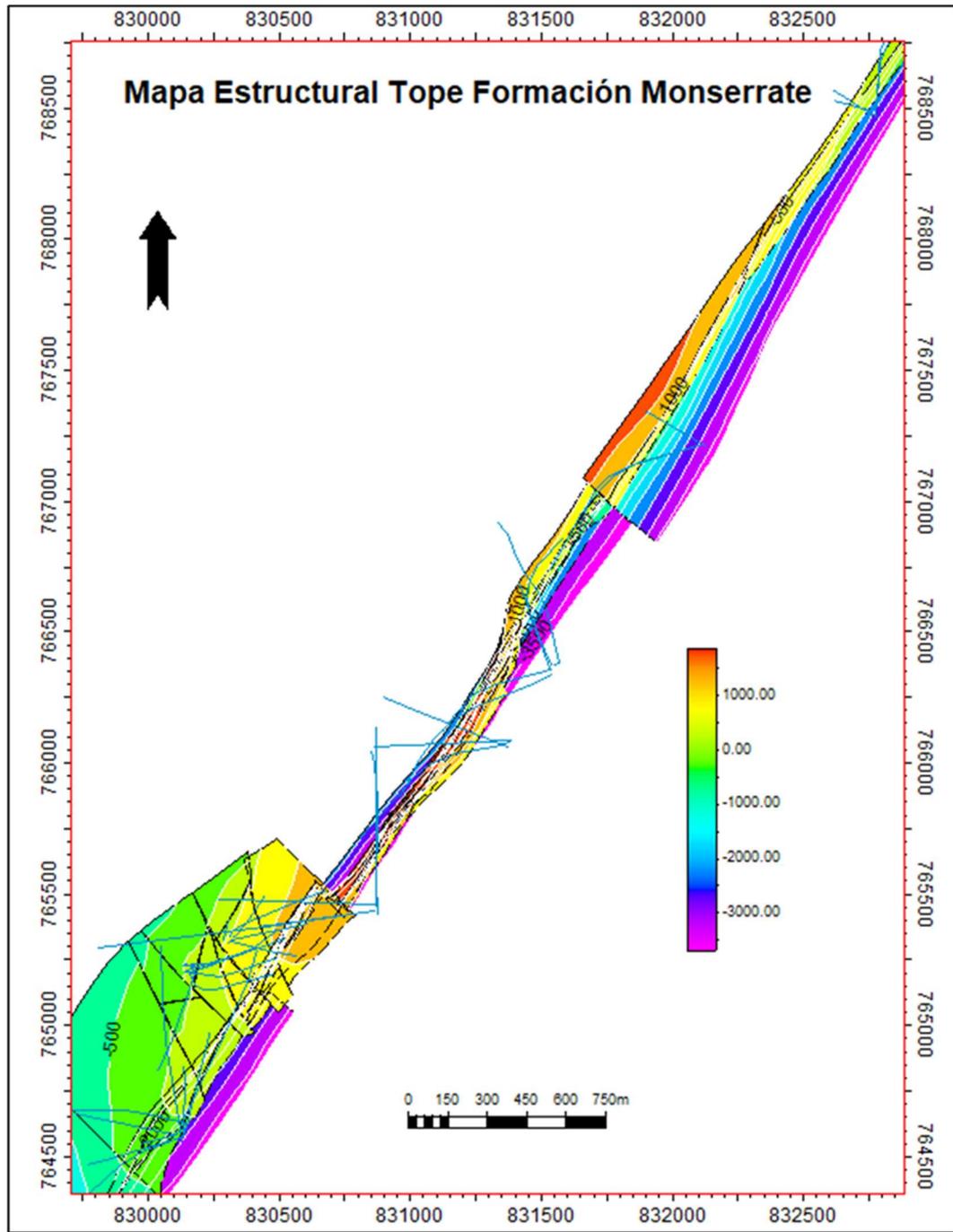


Figura 8. Mapa estructural al tope de la Formación Monserrate.

Existe evidencia de la presencia de fracturas en los registros de imágenes de los 16 pozos con información, datos de núcleos, comportamiento de las curvas de producción, la alta producción de arena, las pérdidas de circulación en los pozos al perforarse y la conexión de fluidos entre pozos evidenciada por la inyección de agua, trazadores y trabajos donde se han puesto químicos en la formación que rápidamente aparecen en otro pozo. A continuación, se listan algunos casos con estas evidencias en el campo:

Al perforarse el pozo P-31 se presentaron pérdidas de circulación, se intentó controlar con cemento que después de unos días taponó por completo el pozo P-02, llenando un hueco formado posiblemente por la producción en conjunto de petróleo y arena de este pozo. Años después al perforarse otro pozo llamado P-100 en la misma zona se presentaron pérdidas de circulación por 7 días, en los intervalos correlacionables con las pérdidas en el P-31. Trazadores que llegan de un pozo a otro en una ubicación estructural diferente.

En la siguiente figura se muestra el comportamiento de las curvas de producción en 4 pozos del campo. Evidenciando la presencia de fracturas naturales. Se puede observar cómo después de unos meses la producción cae.

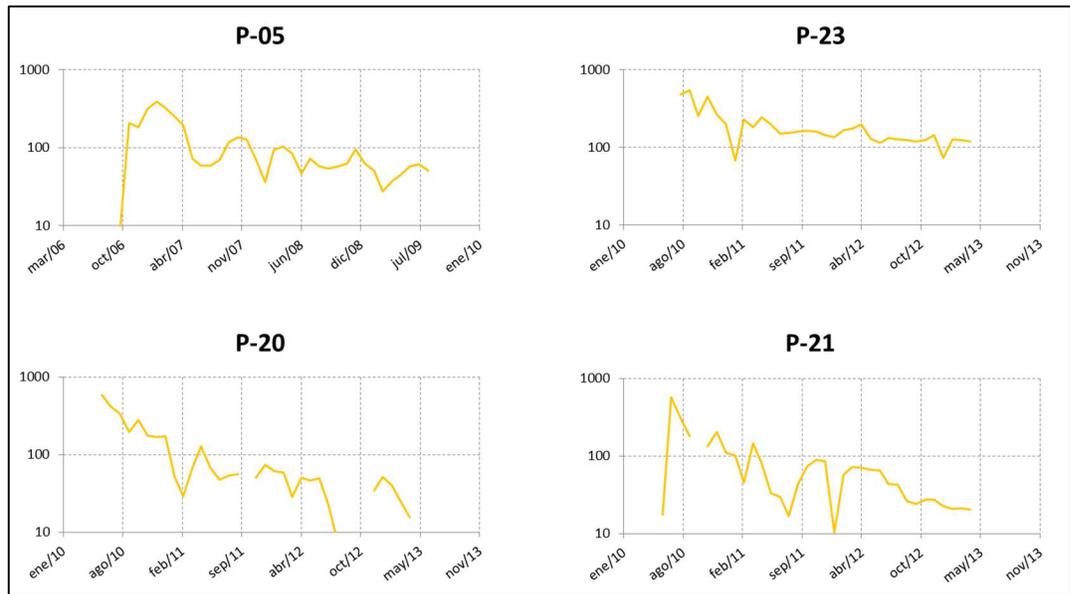


Figura 9. Comportamiento producción pozos P-05, P-23, P-20 y P-21. Evidencias de un yacimiento naturalmente fracturado.

En las figuras 10 y 11 se presentan algunas evidencias de la producción de arena en el campo:

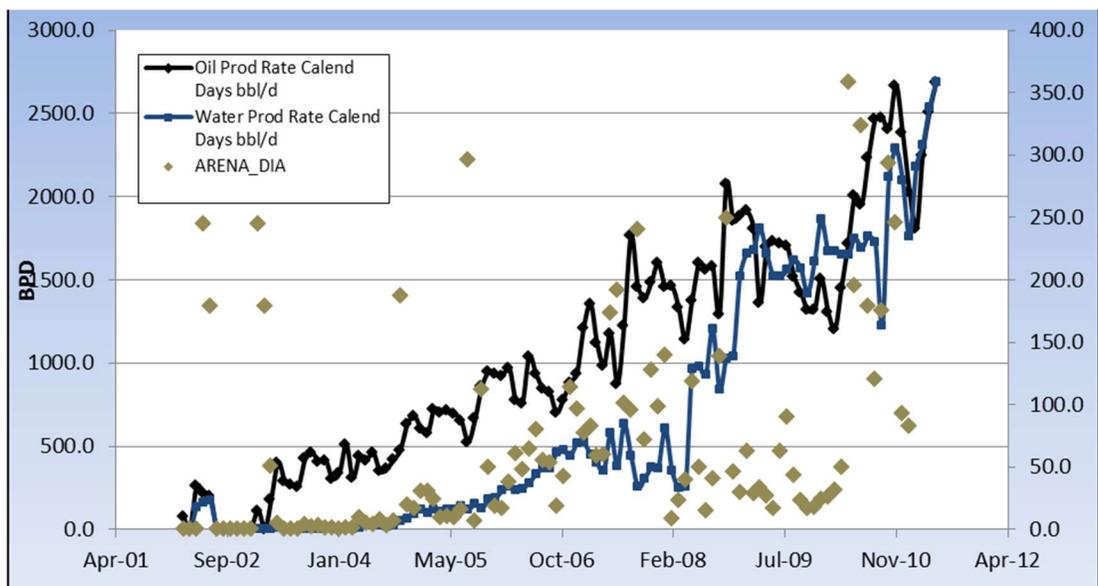


Figura 10. Producción de arena en el campo entre los años 2001 y 2010.



Figura 11. Fotografías con evidencia de la arena producida en el campo.

3. METODOLOGÍA

3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO.

Es importante para el desarrollo del campo establecer con la mejor exactitud el índice de productividad para calcular la promesa de valor y para el diseño de la bomba. Por otra parte, es necesario establecer si el pozo producirá altos volúmenes de arena en su etapa inicial para el diseño de la bomba, su ubicación, tipo y los alistamientos en superficie para las pruebas iniciales

3.1.1. Recopilación datos de producción fluidos y arena del campo. Se cuenta con archivos que evidencian los eventos en los pozos relacionados con arenamiento, los estados mecánicos iniciales de los pozos, una matriz para el cálculo del Índice de Productividad y los archivos de pruebas hasta 2008 que incluyen los pozos P-01, P-02, P-03, P-04, P-05, P-06, P-07, P-08, P-09, P-10, P-11, P-12, P-13, P-14, P-15, P-16, P-17, P-18. También información de un monitoreo llevado a cabo en 2012-2013 con datos de producción inicial de arena en los pozos P-27 y P-28ST.

3.1.2. Caracterización de fracturas en los intervalos productores. Se cuenta con modelo estático del campo, los registros eléctricos de la tabla 1 y la interpretación de fracturas en los pozos P-01, P-02, P-04ST2, P-8, P-13, P-19, P-20, P-21, P-22, P-20, P-23, P-25, P-26, P-27, P-28ST, P-31, P-33ST, P-34, P-36ST y P-100i, P-

18, P-10, P-11, P-05ST, hecha con base en el análisis y la caracterización de fracturas en el Core del pozo P-34. En la mayoría de los pozos se tienen datos de apertura y en 11 porosidad asociada a las fracturas.

Pozos	Caliper	SP	GR	Nucleares	Resistivos	Sónico	Imágenes	Presión
P-01	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-02	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-03	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-04	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
P-05	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-06	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
P-07	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
P-08	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
P-09	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
P-010	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
P-011	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
P-012	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
P-013	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
P-014	No	No	Si	No	Si	No	No	No
P-015	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
P-016	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
P-017	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
P-018	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
P-019	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-020	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No
P-021	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-022	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-023	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-024	No	No	Si	No	Si	No	No	No
P-025	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-026	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-027	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-028	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-031	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-033	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-034	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
P-036	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si

Tabla 1. Información disponible de registros en los pozos del campo.

3.2. CÁLCULO Y RECOPIACIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO.

Para el presente análisis se construyó una base de datos con la información de fracturas y producción. A continuación, se describe la metodología para calcular cada una de las variables, separándolas por variables relacionadas con el Índice de Productividad, con la producción de arena, con las fracturas y las estructurales.

Como herramienta para identificar, seleccionar y visualizar algunas de estas variables se usó el software Petrel cuya licencia fue suministrada por Hocol.

3.2.1. Producción y cálculo índice de productividad. Para calcular el Índice de Productividad se revisaron los estados mecánicos por pozo verificando los intervalos perforados en los primeros tres meses de producción de cada uno. Se calculó el punto medio de perforados usando únicamente los intervalos cañoneados de los primeros tres meses (Figura12).

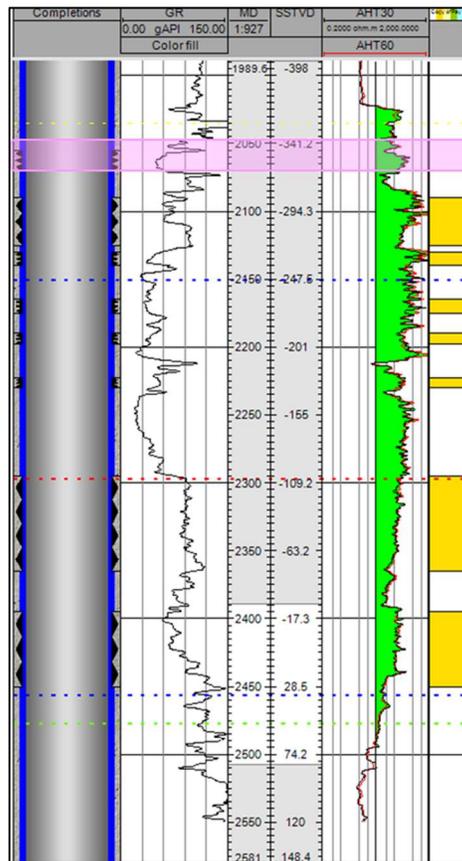


Figura 12. Registro pozo P-04ST2, en el primer track intervalos abiertos a Diciembre de 2020, 2 Track GR, 3 track profundidad en MD, 4 track profundidad en TVDs, 5 track resistividad. 6 track intervalos abiertos inicialmente en el pozo.

Usando los datos de MDT para cada pozo y el punto medio de perforados se calculó la presión de yacimiento original encontrada en cada pozo como se observa en la figura13. Para los pozos sin información de MDT se usó un análogo en el mismo bloque, y fecha.

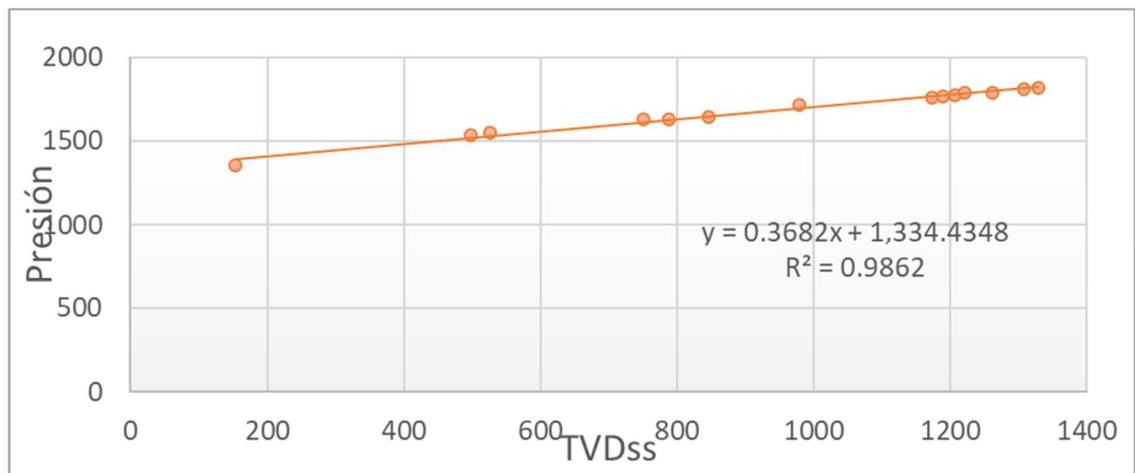


Figura 13. Presiones identificadas en MDT tomado en el pozo P-01.

Con el cálculo de la presión de yacimiento, PWF (presión de fondo fluyente) y los datos de las pruebas de producción en BFPD (Barriles de fluido producidos por día) se calculó el índice de productividad para el primer mes de producción en cada uno de los pozos del campo, usando la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q}{p_e - p_w} \quad (2)$$

Como variables se escogieron promedio de Índice de Productividad en el primer mes de producción para cada pozo, pico de Índice de Productividad en el dentro de

este primer mes y cuántos días pasaron para ese pico. En la siguiente figura se presenta BFPD en color azul e Índice de Productividad en color amarillo, se resalta el valor del pico del Índice de Productividad en el primer mes para este pozo. Los datos son intermitentes debido a la inconstante periodicidad de toma de niveles en los pozos y toma de pruebas.

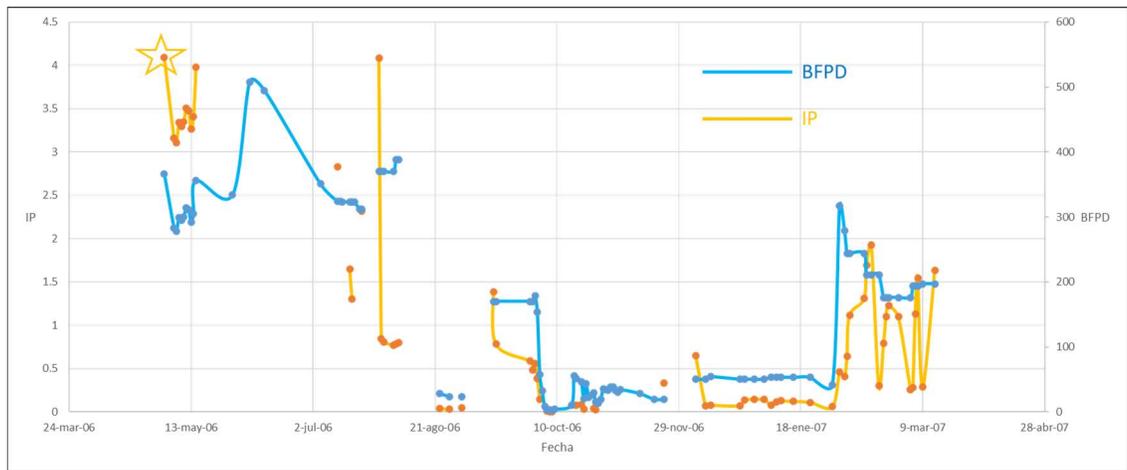


Figura 14. BFPD e Índice de Productividad para los primeros meses de producción del pozo P-13.

3.2.2. Producción Arena. De los archivos de pruebas y algunos de producción se obtuvieron los datos en PTB (libras cada mil barriles) de arena. Al igual que en Índice de Productividad se tomaron las variables para cada pozo correspondientes a promedio en el primer mes de producción de arena, pico de arena en el primer mes de producción y cuántos días pasaron para llegar a ese pico.

En la siguiente figura se presenta en azul BFPD y en rojo la producción de arena en PTB para el pozo P13. Se resalta con una estrella el valor del pico de arena en el primer mes de producción del pozo.

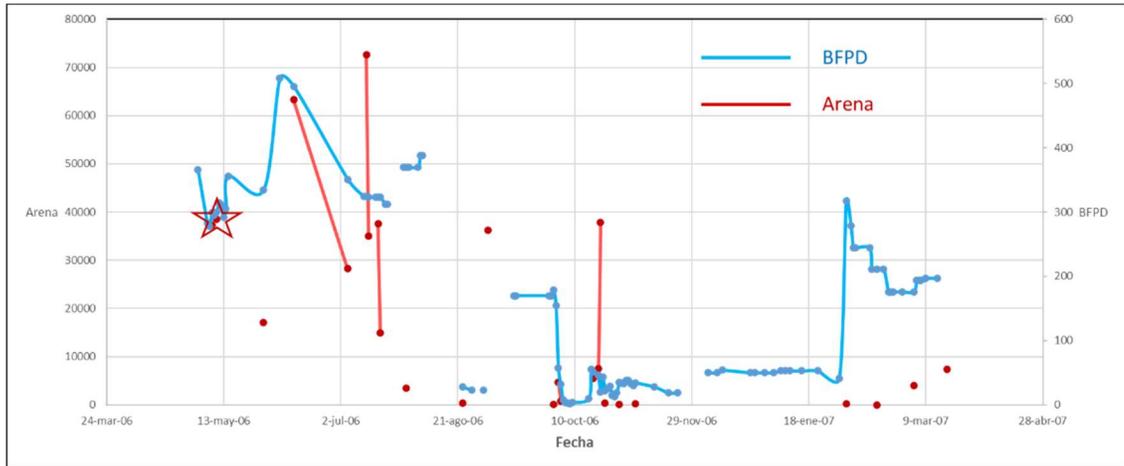


Figura 15. BFPD y arena para los primeros meses de producción del pozo P-13.

Usando la información histórica de los pozos se decide incluir la variable intervenciones en los primeros 6 meses de producción relacionadas con arenamiento en los pozos.

3.2.3. Fracturas. Para incluir las variables relacionadas con las fracturas se usó el software Petrel donde ya se cuenta con una grilla y un modelo estático. Se crea un tadpole track para las fracturas y cada variable se carga como un atributo que permite su posterior visualización y evaluación:

- Intensidad.** Aunque la mayoría de los pozos cuentan con un cálculo de intensidad, se decide usar para todos la intensidad calculada en Petrel evitando diferencias en las compañías que la interpretaron o en los intérpretes. Después de cargar la interpretación de fracturas se crea un registro de intensidad (# de fracturas/pie) para todas las unidades. Luego se filtra ese registro de intensidad a los intervalos cañoneados en los primeros tres meses de producción del pozo y finalmente de este filtro se escoge un valor promedio de intensidad para cada pozo (Figura 16).

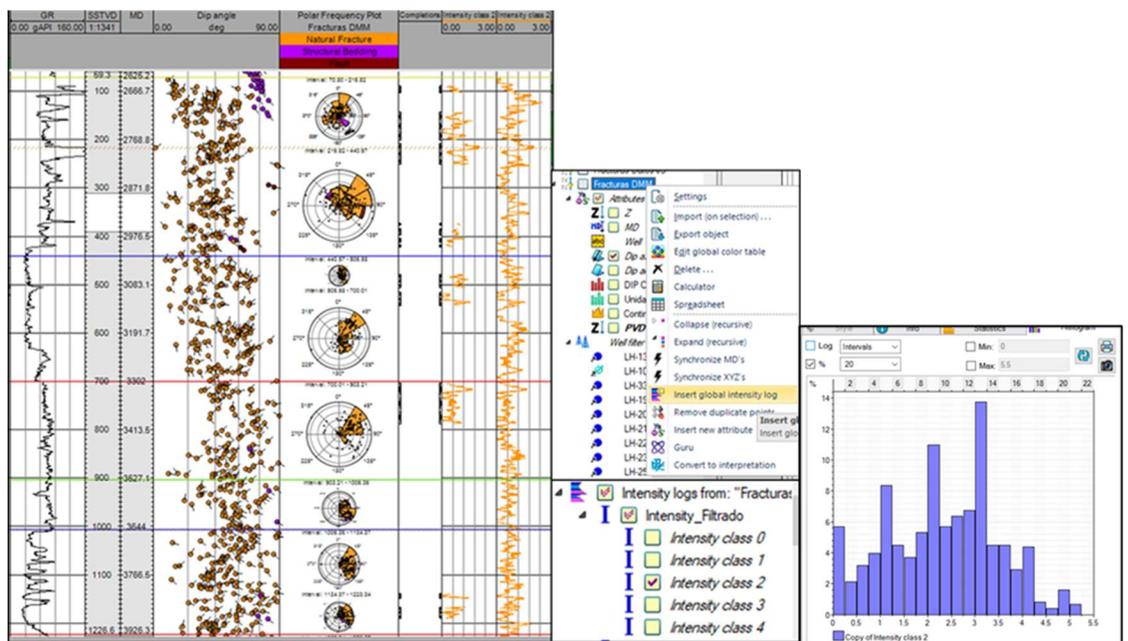


Figura 16. Pozo P-01 con información de fracturas (tracks 4 y 5), intervalos abiertos (Tracks6) y valores de intensidad de fractura (track 8) y valores de intensidad de fractura filtrados a los intervalos cañoneados en los primeros 3 meses (track 9). Ejemplo intensidad pozo P-22.

- **Apertura.** La apertura corresponde a la distancia medida entre las paredes de la fractura, generalmente esta medición se realiza con un calibrador electrónico en los núcleos. Para el presente estudio el cálculo de apertura se realizó con la interpretación de buzamiento y rumbo de los planos de fracturas identificados en los corazones del P-34, luego con la construcción de los volúmenes de los núcleos a partir de la información de la tomografía de alta resolución, se segmentó y atenuó la respuesta de la roca iluminando de esta forma el espacio entre los planos de fractura con el cual se realizó el cálculo de la apertura (Figura17). Estos valores se llevaron a la interpretación de las fracturas en las imágenes de pozo y se extrapoló el comportamiento a los demás pozos del campo.

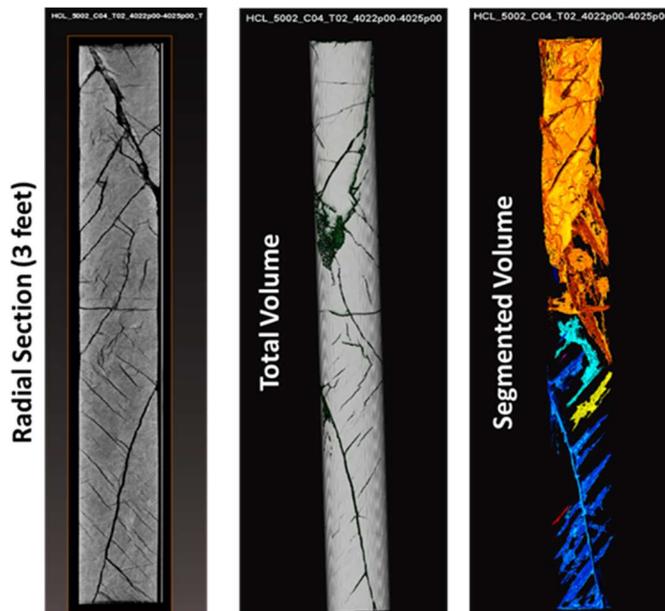


Figura 17. Fuente; Ingrain 2014. Imágenes de un mismo intervalo mostrando la extracción de las fracturas del volumen total de roca. En (a) se observa la tomografía de la sección radial vertical del núcleo, en (b) el volumen total de roca y fracturas construido y en (c) el volumen segmentado donde solo están iluminados los elementos estructurales.

Usando Petrel se incluyeron los valores de apertura reportados en la interpretación de los registros de imágenes como se ve en la siguiente figura. La curva color rosado en el track 8 corresponde a la apertura, la cual se filtró únicamente dentro de los intervalos cañoneados dentro de los primeros tres meses de producción de cada pozo (track 7 en color verde) dando como resultado los valores de las curvas del track 9. Se sacó un promedio de estos valores por pozo y fue el valor utilizado para el análisis.

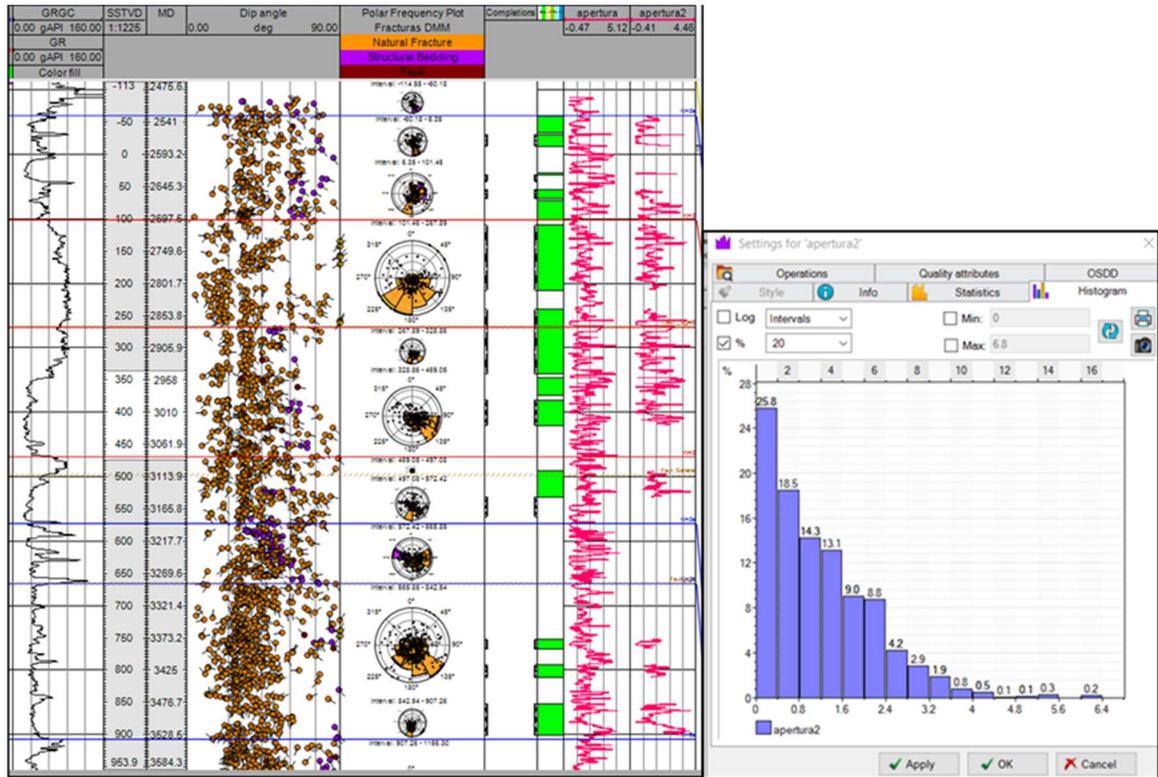


Figura 18. Pozo P-23 con información de fracturas (tracks 4 y 5), intervalos abiertos (Tracks 6 y 7) y valores de apertura totales (track 8) y filtrados (track 9), GR (Track1) TVDss(Track 2), MD(Track 3). Ejemplo promedio apertura.

- **DIP y azimuth de fractura.** Como se mencionó al principio del capítulo estos datos se cargaron como atributos dentro de un tadpole track. Usando las rosetas pozo por pozo se filtraron únicamente los datos dentro de los intervalos cañoneados en los primeros tres meses y se asignaron estos valores tal como se observa en la siguiente figura:

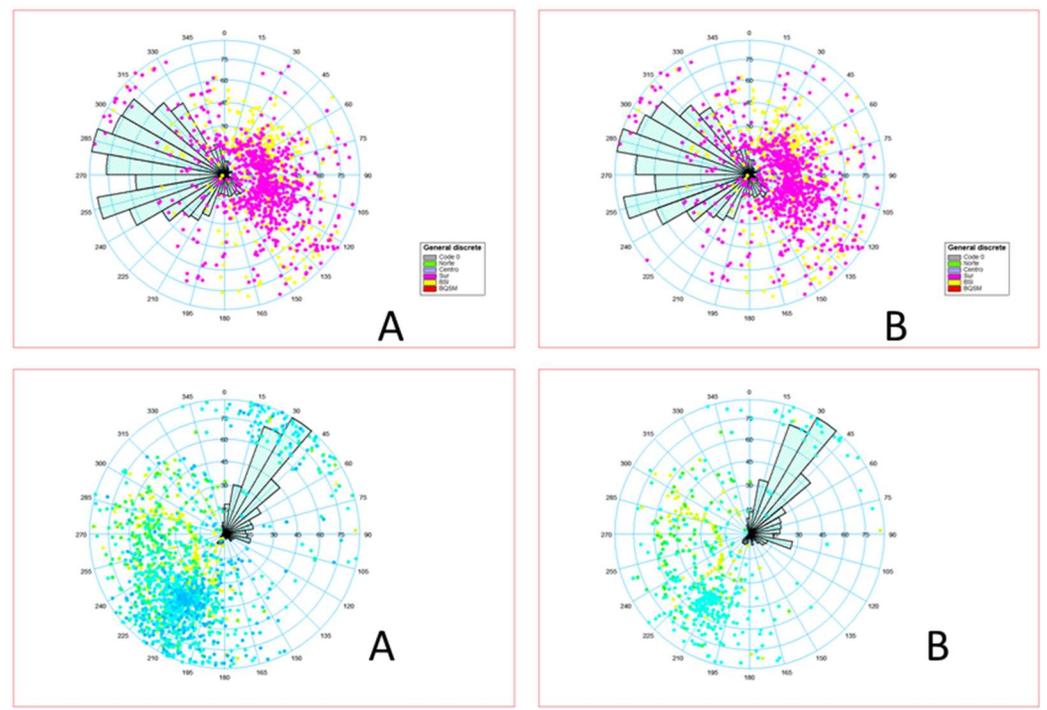


Figura 19. P-19 y P-27 Rosetas con información de DIP y DIP Azimuth para cada pozo filtrados y sin filtrar en los intervalos cañoneados.

Con estos datos se obtuvieron las siguientes variables:

- Valor de orientación de fractura y de buzamiento. En valores entre 0°-90° para el buzamiento y 0°-360° para la dirección de buzamiento.

- Orientación de fractura de acuerdo con su dirección preferencial (N, S, E, W, NW, NE, SE, SW). El rango de la orientación definido se presenta en la Tabla 2:

Rango Orientación	Orientación definida
345-15	N
15-75	NE
75-105	E
105-165	SE
165-195	S
195-255	SW
255-285	W
285-345	NW

Tabla 2. Orientación de fractura definida de acuerdo con su dirección preferencial

- Orientación de fractura en porcentaje % dentro de cada dirección preferencial.
- **Compañía.** Se incluyó esta variable para ver las diferencias en la interpretación de fracturas y/o las variables a evaluar.
- **Fracture porosity:** Corresponde a la porosidad calculada en 13 pozos del campo con la interpretación de imágenes calibrada con la tomografía del núcleo el pozo P-34. Se puede observar la porosidad asociada a las fracturas en la figura 17.

Al igual que en el cálculo de la apertura se cargó esta información como un registro en petrel y se filtró a los intervalos cañoneados dentro de los primeros tres meses de producción de cada pozo (Figura 20). De estos datos filtrados se sacó un promedio de fracture porosity que se usó como dato puntual en cada pozo.

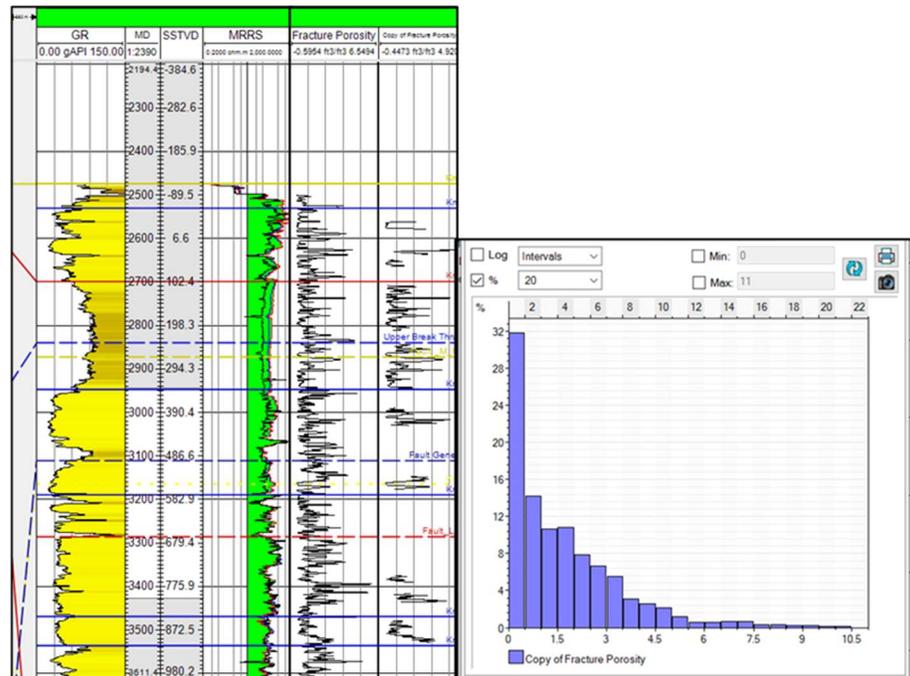


Figura 20. Pozo P-25 GR (Track 1), MD(Track 2), TVDss (Track 3), resistividad (Track 4), valores fracture porosity (track 5) y filtrados (Track 6). Ejemplo promedio fracture para el pozo P-25.

- **Porcentaje de las fracturas dentro de cada unidad:** Como se mencionó en el capítulo 2.3 la Formación Monserrate se divide en 4 unidades operacionales que de tope a base corresponden a Kkm1, Km2, Km3 y Km4. En la siguiente figurase puede ver en proporción los intervalos cañoneados a nivel de campo dentro de cada unidad.

Km1, Km2, Km4 y Km3

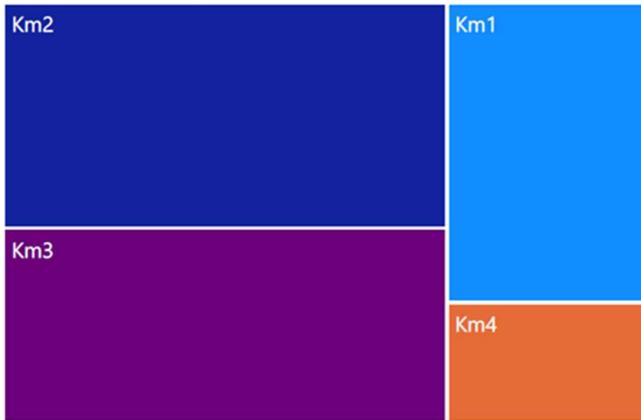


Figura 21. Unidades cañoneadas y su proporción a nivel de campo.

Con la información de fracturas y topes de las unidades en cada pozo, se calcularon los porcentajes de fracturas dentro de cada unidad en cada pozo filtrados a los intervalos cañoneados en los primeros tres meses. En la siguiente figura se presentan las fracturas para el P-04 diferenciadas en colores de acuerdo con la unidad en la que se encuentran.

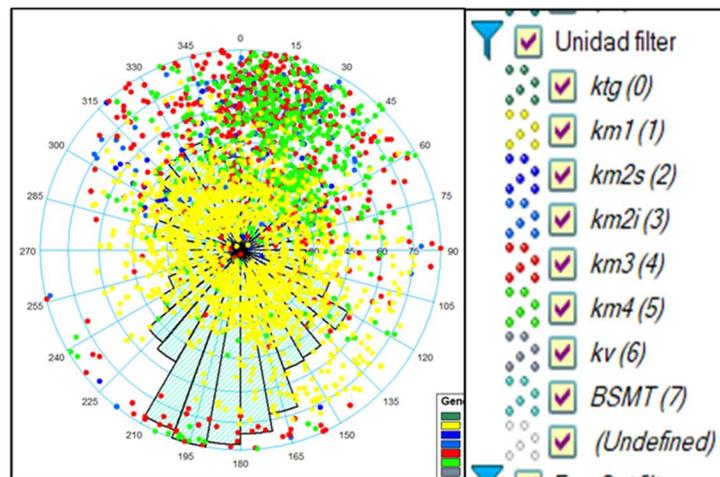


Figura 22. Datos de fracturas en el pozo P-04. Cada color corresponde a una unidad.

3.2.4. Estructurales. Corresponden con las variables que dependen de la geometría de las capas, del pozo, las fracturas y la zona del campo.

- **Angulo entre fractura y pozo.** Usando la red estereográfica se grafican como planos las fracturas y el dato de Dip y azimuth de pozo en los intervalos cañoneados. Luego se calcula el ángulo entre estos dos planos como se muestra en la siguiente figura:

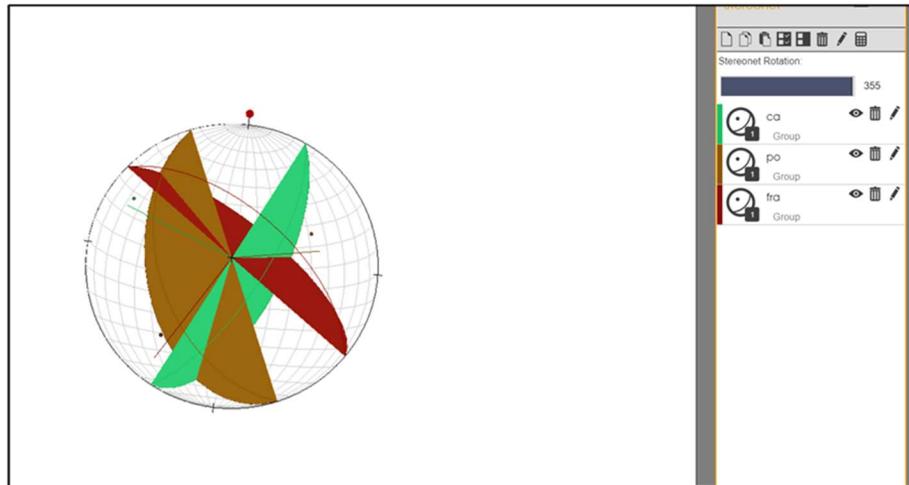


Figura 23. Calculo ángulo entre fractura y pozo en red estereográfica.

- **Dip y azmimuth capa zona productora.** Al igual que los Dip y azimuth de fractura se crea un atributo dentro del tadpole track y se filtran los datos los intervalos cañoneados en los primeros tres meses. Se grafica en una roseta y se escoge el dato preferencial de cada caso en cada pozo como se muestra en la siguiente figura:

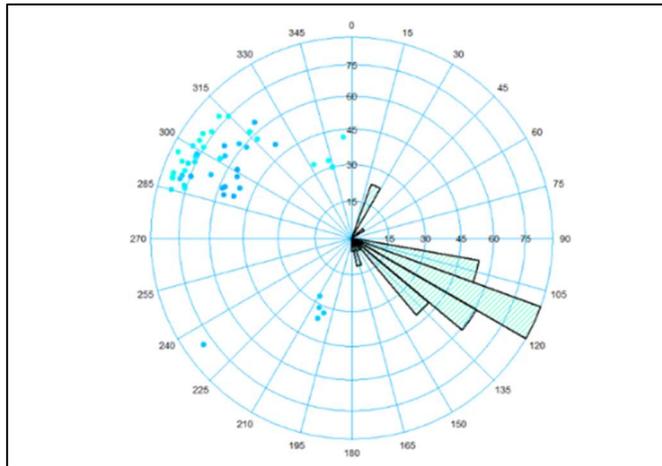


Figura 24. DIP y azimuth de capa filtrado a los intervalos cañoneados.

- **Inclinación y azimuth pozo.** Se usa el dato puntual de cada pozo que atraviesa los intervalos cañoneados dentro de los primeros tres meses de producción.
- **Angulo entre capa y pozo.** Por medio de la red estereográfica se calcularon los ángulos entre la capa y el pozo tomándolos como planos. El proceso se ilustra en la siguiente figura:

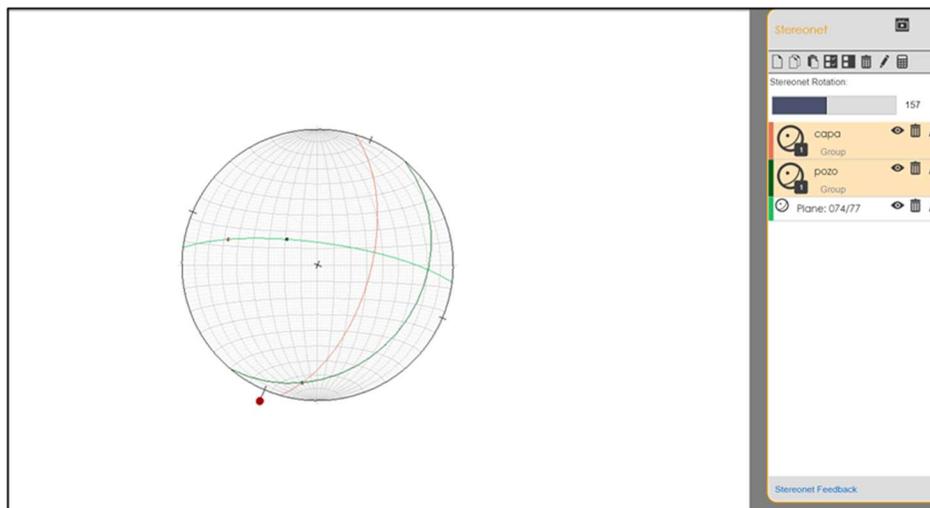


Figura 25. Calculo ángulo entre capa y pozo en red estereográfica.

Al correr el análisis de datos no se observó relación alguna con esta variable ya que dependiendo de la zona del campo (la inclinación de las capas) los pozos se perforan en la misma dirección, pero con ángulo diferente, razón por la cual se calculó también el ángulo entre la dirección de buzamiento del pozo y la dirección de buzamiento de la capa. Con esto y realizando un análisis de la ubicación de cada pozo se creó otra variable llamada pseudohorizontalidad que dependiendo de la zona del campo y del pozo incluye el ángulo entre los dos planos o el ángulo entre los rumbos de pozo y capa.

También se incluyeron dos variables adicionales relacionando la inclinación de pozo y la capa. La primera es una resta entre estos valores y la segunda la división de estos valores.

- **Bloque estructural.** El campo se encuentra altamente compartimentalizado, para efectos prácticos y de acuerdo con lo observado se dividió en 6 bloques estructurales principales con comportamientos diferentes de las fracturas y límites definidos por fallas como se ve en la siguiente figura:

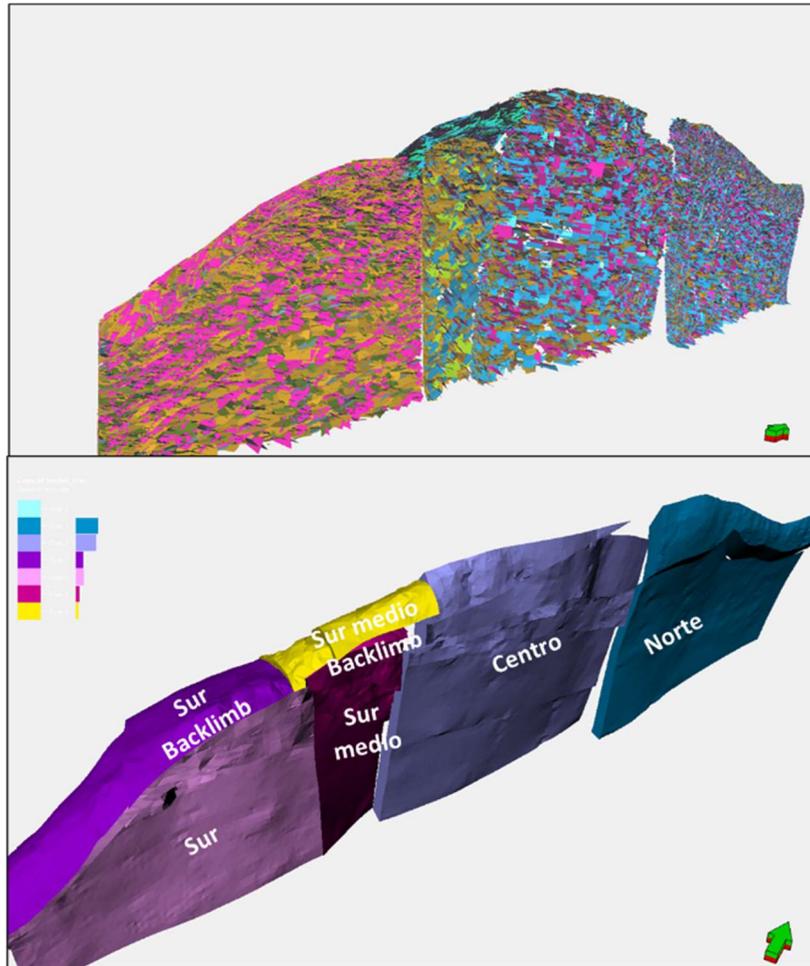


Figura 26. Zonas definidas para el estudio de fracturas en el campo.

3.2.5. Otras

- **Ft abiertos.** Se incluyó una variable con el espesor total cañoneado en cada pozo.
- **Unidades cañoneadas.** De la columna perforada por cada pozo se calculó el porcentaje de los pies abiertos que se encuentra dentro de cada unidad de la

Formación Monserrate (Km1, Km2, Km3 y Km4) en los intervalos cañoneados en los primeros tres meses.

- **K Matriz.** Para el dato de permeabilidad de matriz se usó la permeabilidad calculada en el modelo petrofísico del campo (Figura 27). La permeabilidad se calculó por medio de una regresión Multilinear a partir de la relación entre los datos de núcleos y los registros GR, Densidad y PEF usando la siguiente ecuación:

$$K = 10^{(-0.01328739*GR - .36397*DEN + 0.001446839*PEF + 1.90935)} \quad (3)$$

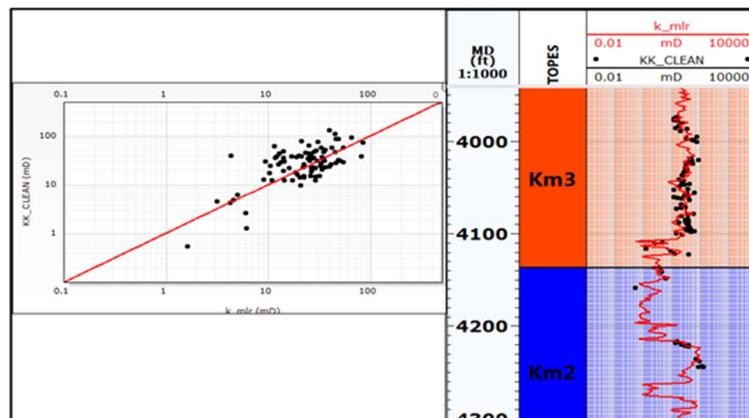


Figura 27. Ajuste del modelo de permeabilidad grafico XY y versus el registro de pozo P-34.

Al igual que en los puntos anteriores este registro de K de matriz se filtró en cada pozo en los intervalos cañoneados y se sacó un promedio como se observa en la figura 28.

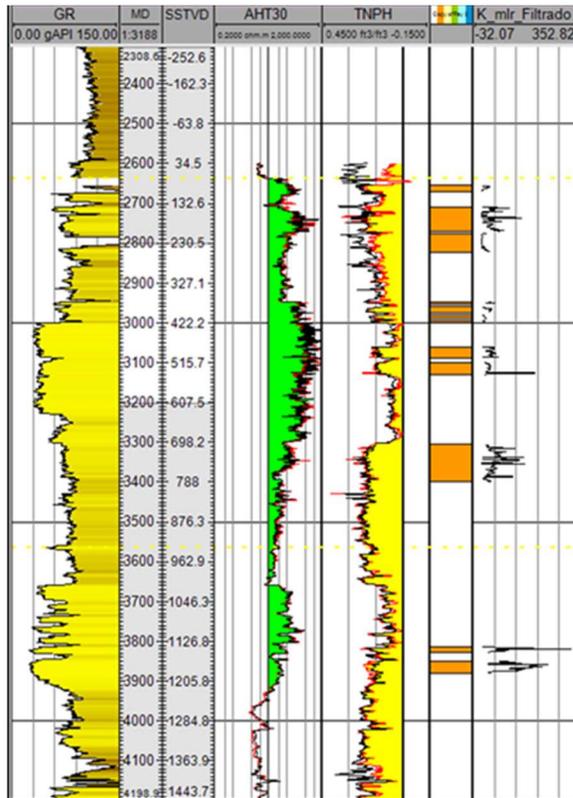


Figura 28. Pozo P-01 GR (Track 1), MD(track 2), TVDss (Track 3), Resistividad (Track 4), Neutron (Track 5), intervalos abiertos (Track 6), K filtrada a intervalos cañoneados (Track7).

- **Unidades cañoneadas:** Para esta variable se utilizaron los cañoneos solo de los primeros tres meses de producción de cada pozo y se calculó el porcentaje de cada cañoneo en cada unidad dentro de la Formación Monserrate (%Km1, %km2, %Km3, %km4).

3.2.6. Tabla final para análisis de datos: Con todos los elementos descritos en el capítulo anterior se creó una base de datos que incluye 31 pozos y 51 variables, se muestran algunas en la tabla 3.

Pozo	Fracturas	K matriz	Ft abiertos	Variables IP	Intervenciones	Variables arena	Información estructural
01	x	x	x				x
-02	x	x	x	x	x	x	x
-03		x	x	x	x	x	x
4ST	x	x	x	x	x	x	x
5ST	x	x	x	x	x	x	x
-06		x	x		x		x
-07		x	x	x	x	x	x
08	x	x	x	x	x	x	x
09		x	x	x	x	x	x
10_1	x	x	x	x	x	x	x
10_2	x	x	x	x	x	x	x
11		x	x	x	x	x	x
12ST		x	x	x	x	x	x
-13	x	x	x	x	x	x	x
14		x	x	x	x	x	x
14ST			x				x
15		x	x	x	x	x	x
16		x	x	x	x	x	x
17		x	x	x	x	x	x
-18	x	x	x	x	x	x	x
-19	x	x	x			x	x
-20	x	x	x	x	x		x
21	x	x	x	x	x		x
22	x	x	x	x	x		x
-23	x	x	x	x	x		x
-24			x			x	x
25	x	x	x	x	x		x
-26	x	x	x	x	x		x
-27	x	x	x		x	x	x
-28ST	x	x	x	x		x	x
-29	x	x	x	x		x	x
31	x	x	x	x	x		x
-33ST	x	x	x	x			x
-34	x	x	x	x	x		x
36ST	x	x	x	x	x		x

Tabla 3. Tabla final con todas las variables incluidas.

Sin embargo, la base de datos presenta varios gaps por falta de información ya sea de fracturas, producción o arena. Adicionalmente no se incluyeron los pozos P-01, P-06, P-24, P100i por falta de información que no deja realizar ninguna correlación entre las fracturas, el Índice de Productividad y la producción de arena.

De los 25 pozos con fracturas interpretadas solo se usaron 23. Para el presente análisis y como metodología definida se dividieron los datos en dos grupos, el

primero arena Vs variables de fracturas y el segundo Índice de Productividad Vs variables de fracturas. Las tablas 4, 5 y 6 muestran los pozos que se usaron en cada caso.

Pozo	Fracturas	Arena
P-02	x	x
P-04ST	x	x
P-05ST	x	x
P-08	x	x
P-10_1	x	x
P-10_2	x	x
P-11	x	x
P-13	x	x
P-18	x	x
P-19	x	x
P-20	x	
P-21	x	
P-22	x	
P-23	x	
P-25	x	
P-26	x	
P-27	x	x
P-28ST	x	x
P-29	x	x
P-31	x	
P-33ST	x	
P-34	x	
P-36ST	x	

Tabla 4. Todas las variables de fracturas vs las de arena. Pozos con información disponible para análisis con respecto a la producción de arena. En azul oscuro se resaltan los pozos que hacen falta.

En la tabla 4 donde se presentan los pozos usados en el análisis de arena se puede ver que de estos 23 pozos solo hay 13 con datos de producción de arena, hacen

falta 10 pozos que en su mayoría se encuentran ubicados en el bloque centro y y todos los pozos del bloque sur dejándonos sin análisis de esta zona del campo.

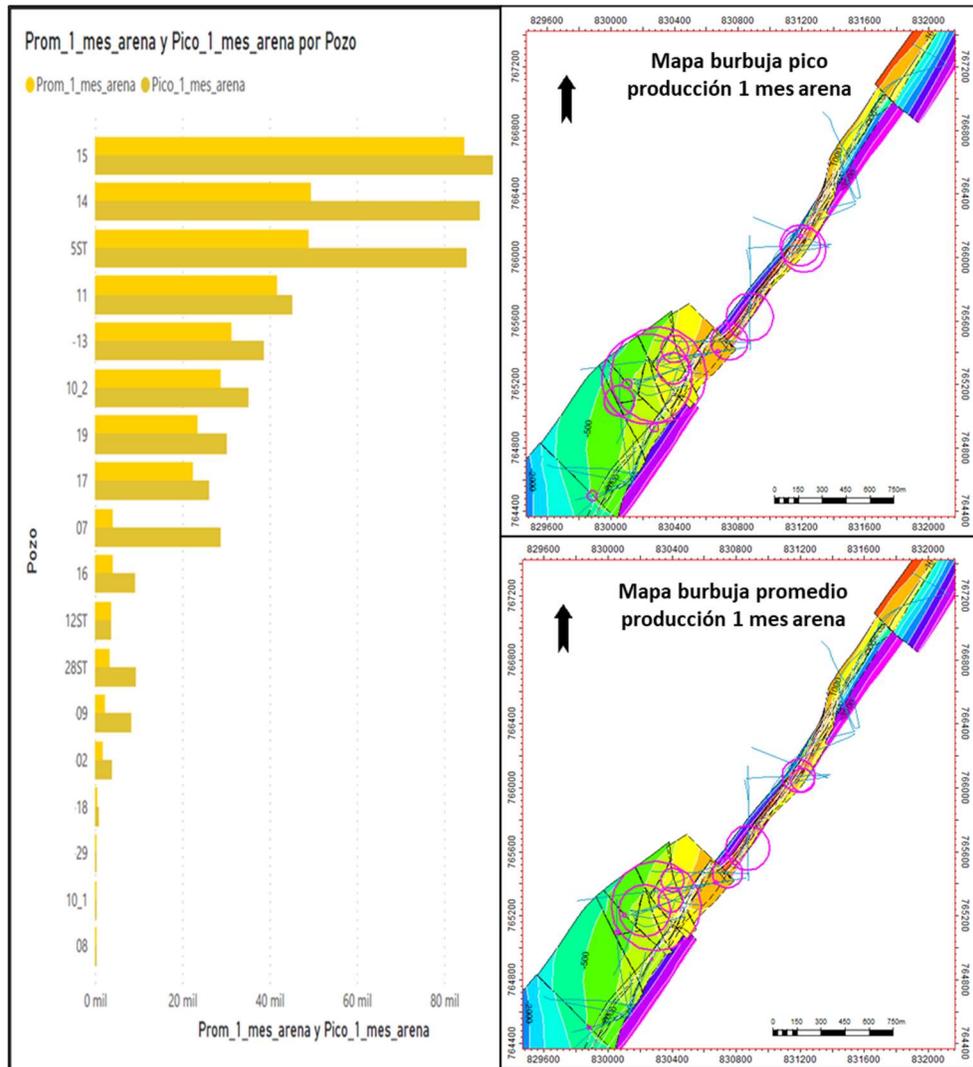


Figura 29. Producción de arena en el primer por pozo y mapas de burbuja.

En la figura 29 se presenta una gráfica que muestra la producción de arena por pozo de manera descendente. Del pozo que más produjo en el primer mes al que menos

produjo. A la derecha se representan estos valores producción de arena en mapas de burbuja.

Pozo	Fracturas	IP
P-02	x	x
P-04ST	x	x
P-05ST	x	x
P-08	x	x
P-10_1	x	x
P-10_2	x	x
P-11	x	x
P-13	x	x
P-18	x	x
P-19	x	
P-20	x	x
P-21	x	x
P-22	x	x
P-23	x	x
P-25	x	x
P-26	x	x
P-27	x	
P-28ST	x	x
P-29	x	x
P-31	x	x
P-33ST	x	x
P-34	x	x
P-36ST	x	x

Tabla 5. Pozos con información disponible para análisis con respecto al IP. En color azul oscuro se resaltan los que hacen falta.

En la tabla 5 se presentan todas las variables de fracturas versus las de índice de productividad, se puede observar que de estos 23 pozos hace falta calcular el valor

de Índice de Productividad en los pozos P-19 y P-27, no se encontraron los datos de producción inicial.

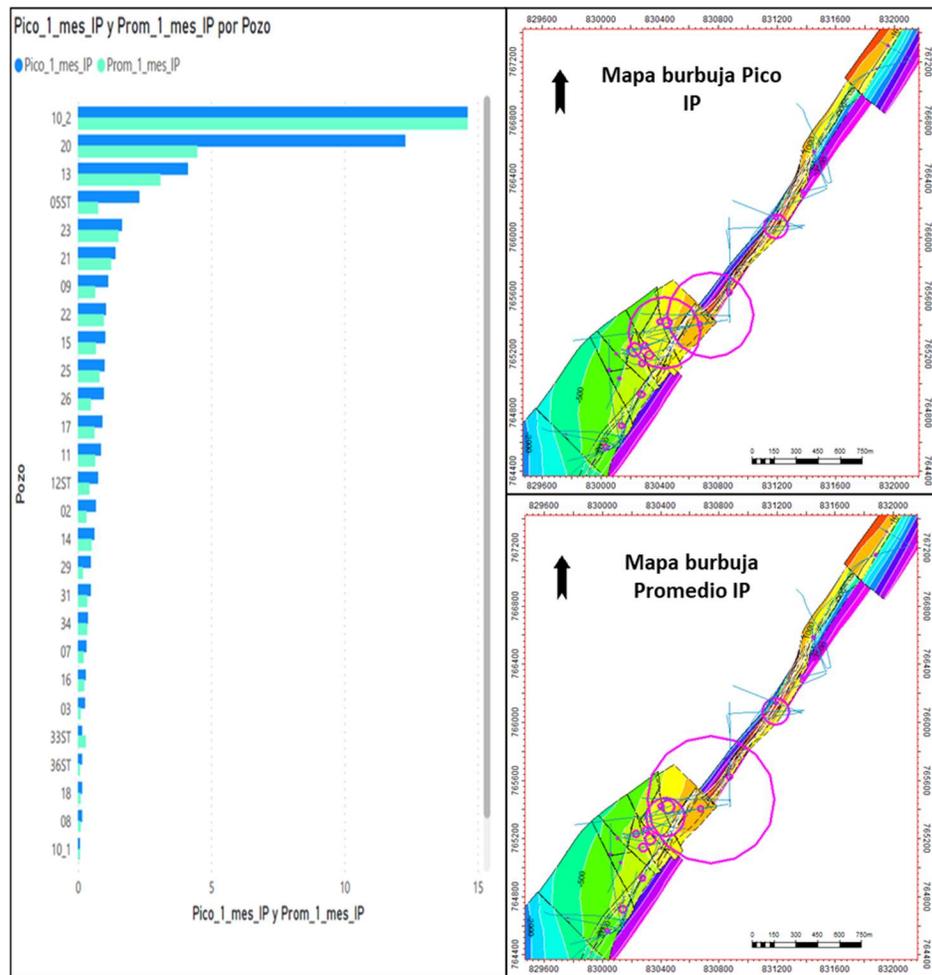


Figura 30. Promedio y pico de IP en los primeros meses de producción por pozo. Mapas de burbuja IP.

En la figura 30 se presenta una gráfica que muestra el Índice de Productividad por pozo de manera descendente. Del pozo que más produjo en el primer mes al que menos produjo. A la derecha se representan estos valores de Índice de Productividad en mapas de burbuja.

Pozo	Fracturas	Intervenciones_6_meses
P-02	x	x
P-04ST	x	x
P-05ST	x	x
P-08	x	x
P-10_1	x	x
P-10_2	x	x
P-11	x	x
P-13	x	x
P-18	x	x
P-19	x	x
P-20	x	x
P-21	x	x
P-22	x	x
P-23	x	x
P-25	x	x
P-26	x	x
P-27	x	x
P-28ST	x	
P-29	x	
P-31	x	x
P-33ST	x	
P-34	x	x
P-36ST	x	x

Tabla 6. Pozos con información disponible para análisis con respecto a las intervenciones en los primeros 6 meses. En color azul oscuro se resaltan los que hacen falta.

En la tabla 6 se presentan todas las variables de fracturas versus número de intervenciones en los primeros 6 meses.

4. RESULTADOS.

4.1. ANÁLISIS DE DATOS ¿PUEDO ENTENDER EL COMPORTAMIENTO?

Se realiza un análisis descriptivo por zonas usando los gráficos obtenidos en las herramientas Power Bi y Rstudio (PCA y gráficos de correlación).

4.1.1. Análisis componentes principales o PCA. Analiza los componentes más importantes de las bases de datos. Obtiene variables sintéticas, con base en las originales y no correlacionadas. Nos da una idea de la correlación e las variables y en qué grado.

Índice de Productividad:

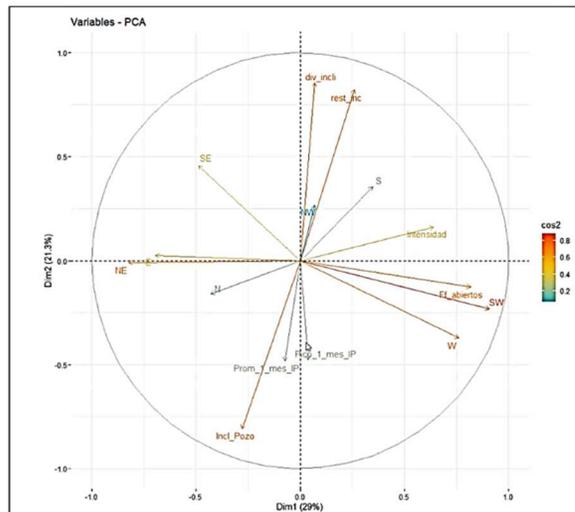


Figura 31. Análisis de componentes principales promedio y pico IP.

En la figura 31 se presenta un gráfico que incluye todas las variables usadas en el análisis de promedio y pico de Índice de Productividad, se puede concluir lo siguiente:

- Parece que la familia de fracturas en dirección S es la que mayor intensidad presenta, seguida por la NW.
- Las familias de fracturas NE y N son inversamente correlacionables.
- El Índice de Productividad correlaciona con la inclinación de los pozos.

Promedio 1 mes Índice de Productividad

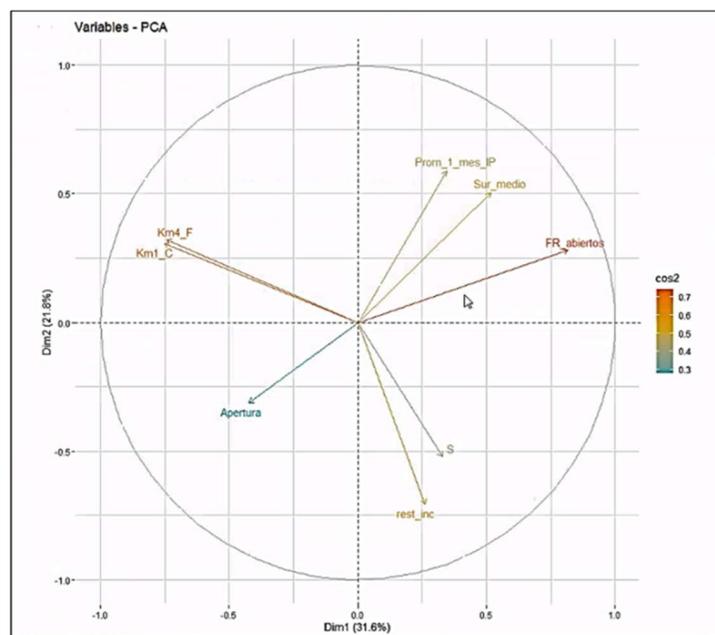


Figura 32. Análisis de componentes principales promedio.

En la figura 32 se presenta un gráfico que incluye todas las variables usadas en el análisis y el promedio del 1 mes del Índice de Productividad, con una representatividad de 51% de variación podemos observar lo siguiente:

- Bloque sur medio correlaciona con el promedio 1 mes Índice de Productividad. Se valida con la información de los pozos en este bloque (10, 3, 20 y 21).
- Índice de Productividad correlaciona con numero de pies abiertos.

Pico 1 mes arena:

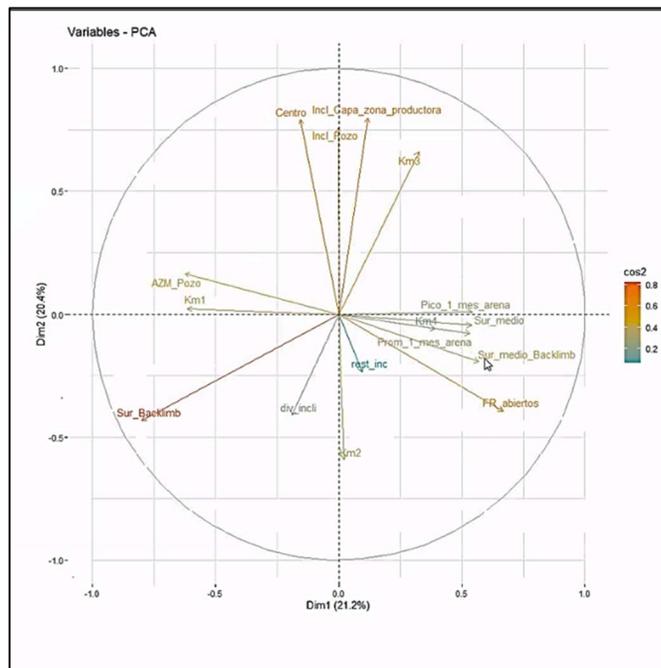


Figura 33. Análisis de componentes principales pico 1 mes arena.

La figura 33 muestra un gráfico que incluye todas las variables usadas en el análisis y el promedio del 1 mes de arena, con una representatividad de 42% de variación podemos observar lo siguiente:

La producción de arena correlaciona con el bloque sur medio y sur medio backlimb (donde se espera mayor contenido de fracturas por presencia de fallas y deformación, compuesto por varios bloques estructurales, incluso hay capas invertidas)

Correlaciona con unidad km4, indica posiblemente producción de arena de esta unidad.

Promedio 1 mes arena:

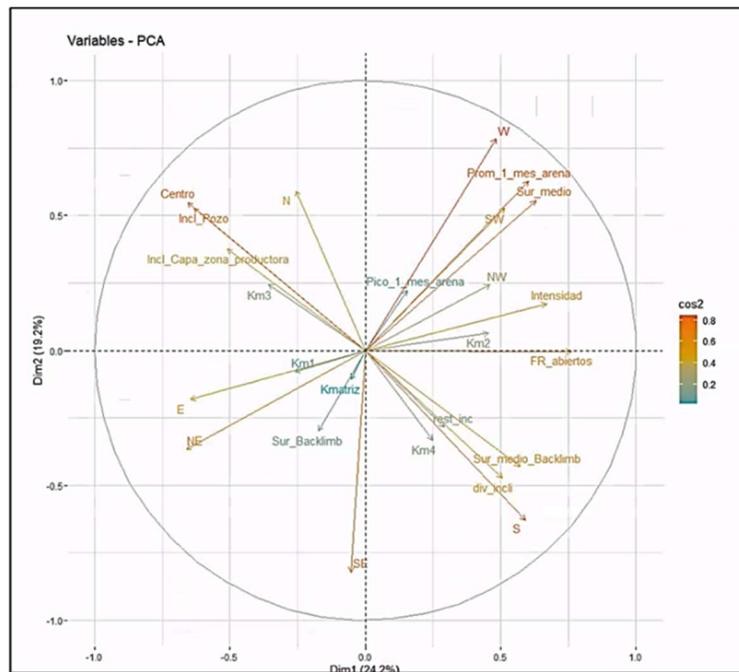


Figura 34. Análisis de componentes principales promedio 1 mes arena.

En la figura 34 se presenta un gráfico que incluye todas las variables usadas en el análisis y el promedio del 1 mes de arena, con una representatividad de 43% de variación podemos observar lo siguiente:

- Existe correlación entre la producción de arena y la intensidad de fractura.
- La producción de arena correlaciona con las fracturas que buzcan en dirección NW y SW que corresponden a familias de fracturas identificadas como probablemente abiertas.
- La mayor producción de arena proviene de la unidad km2.
- En bloque sur medio backlimb predominan las fracturas que buzcan hacia el sur interpretadas como abiertas.
- El bloque centro correlaciona con la unidad km3 y con las fracturas que buzcan hacia el N.

4.1.2. Graficas Power BI y sus observaciones:

Usando el programa Power BI cuya licencia fue provista por Hocol se generaron los siguientes gráficos para el análisis:

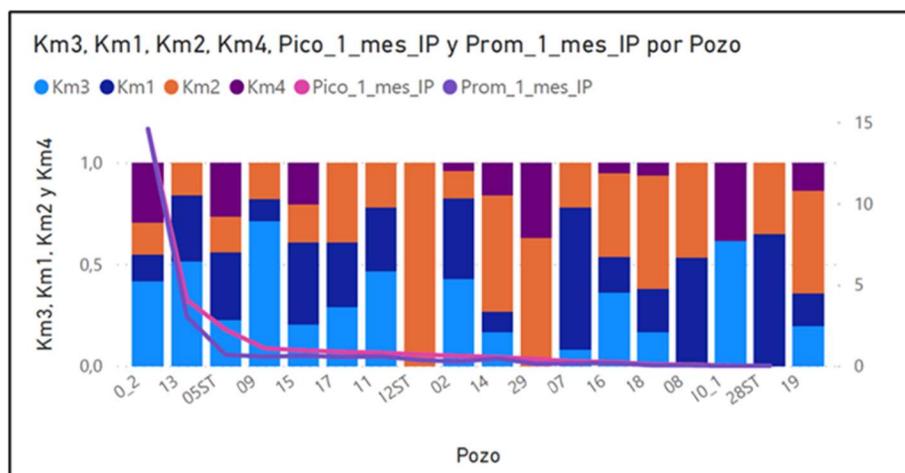


Figura 35. Grafica que muestra en colores las unidades abiertas en cada pozo en el campo y su proporción. Las líneas corresponden a Pico y promedio de IP en el 1 mes.

En la figura 35 donde se grafican las unidades abiertas en cada pozo, su proporción y el valor del promedio del 1 mes de índice de productividad se observa que mayor hay mayores valores de Índice de Productividad en pozos con mayor porcentaje cañoneado dentro de la unidad Km3.

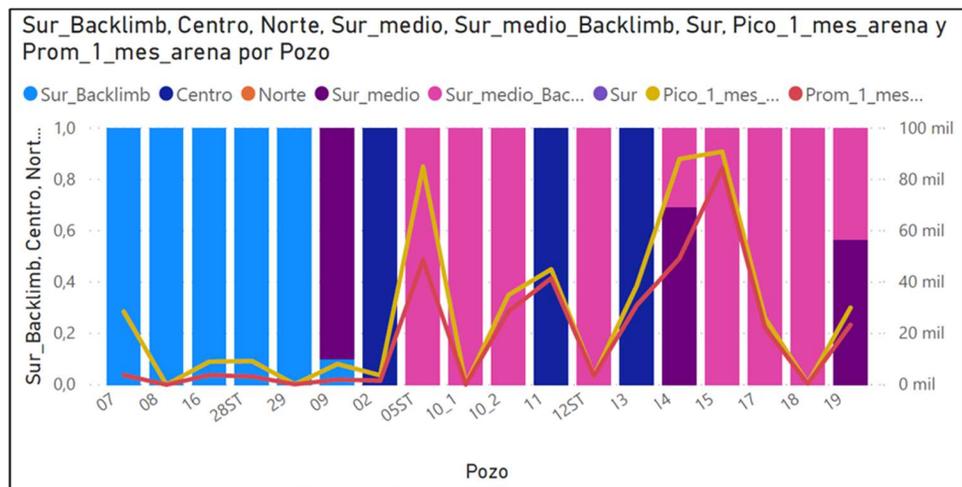


Figura 36. Bloque y su proporción cañoneada en cada pozo. Las líneas corresponden a Pico y promedio en el 1 mes de arena.

De acuerdo con la figura 36 se puede observar que el bloque sur medio backlimb y sur medio correlacionan con el pico y promedio del primer mes de arena. Además, que el bloque sur backlimb no muestra producción de arena.

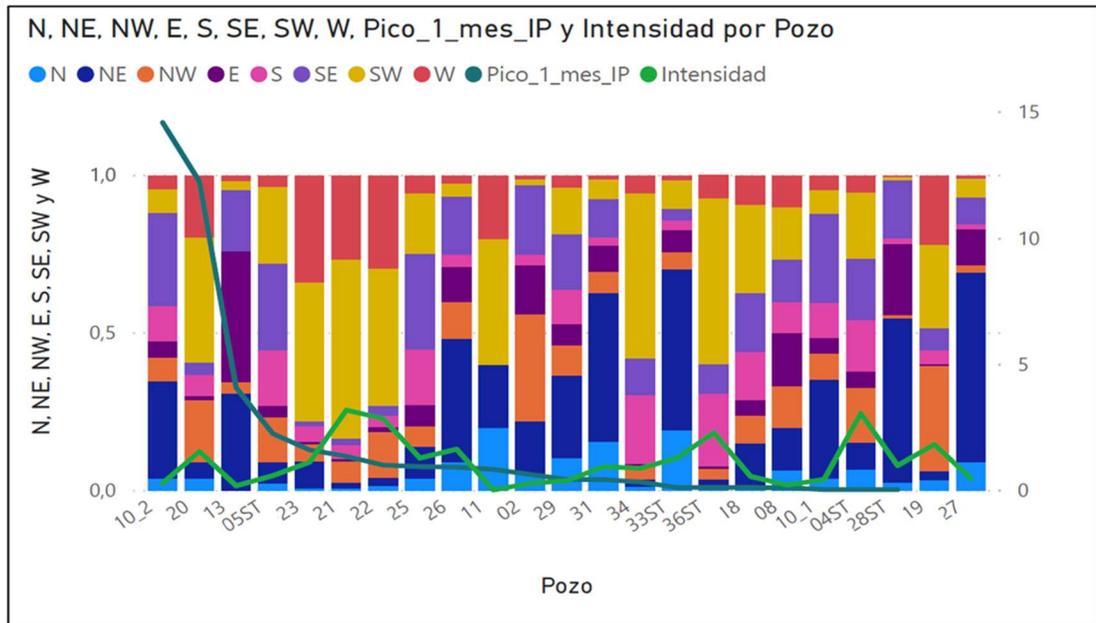


Figura 37. Dirección preferencial de fracturas y su proporción en cada pozo dentro de los intervalos cañoneados. Las líneas corresponden a Pico 1 mes IP e intensidad de fractura.

De acuerdo con la figura 37 se puede observar que el pico del Índice de Productividad es mayor en las fracturas en dirección SW en los pozos P-20, 22, 21, 23 ubicados todos en bloque sur medio. Seguido por las familias de fracturas que buzcan en dirección SE.

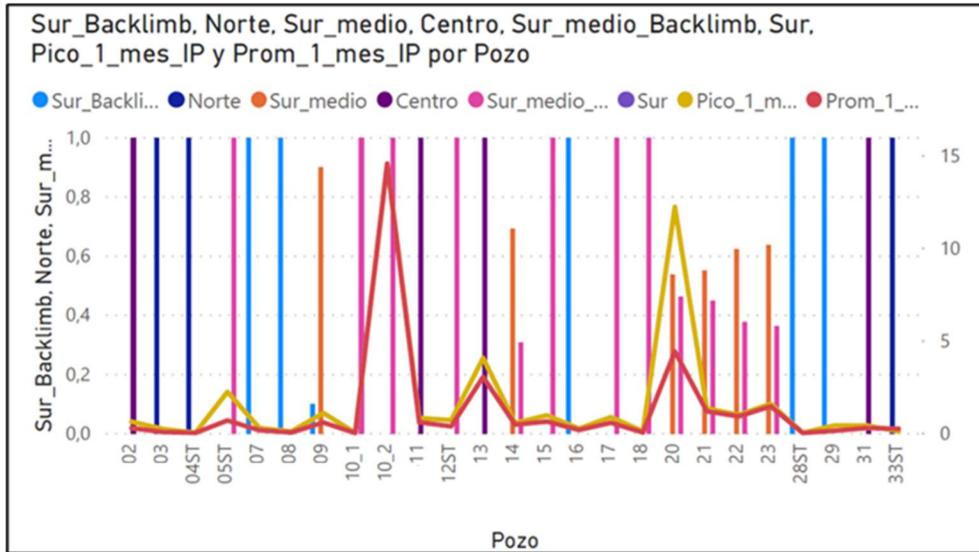


Figura 38. Bloque y su proporción cañoneada en cada pozo. Pico y promedio de arena.

En la figura 38 se observa mayor Índice de Productividad en bloque sur medio backlimb y sur medio.

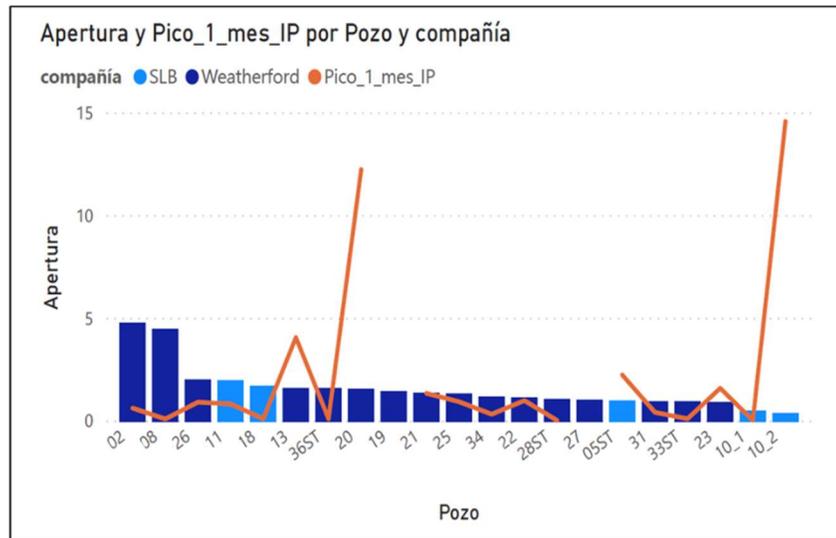


Figura 39. Las barras representan el valor de apertura de fractura por pozo, los colores las compañías que las interpretaron y la línea naranja el pico 1 mes IP.

De acuerdo con la figura 39 las compañías que interpretaron las imágenes no generan diferencia en el cálculo de la apertura. Tampoco se encontró relación alguna de la apertura de fractura con el Índice de Productividad.

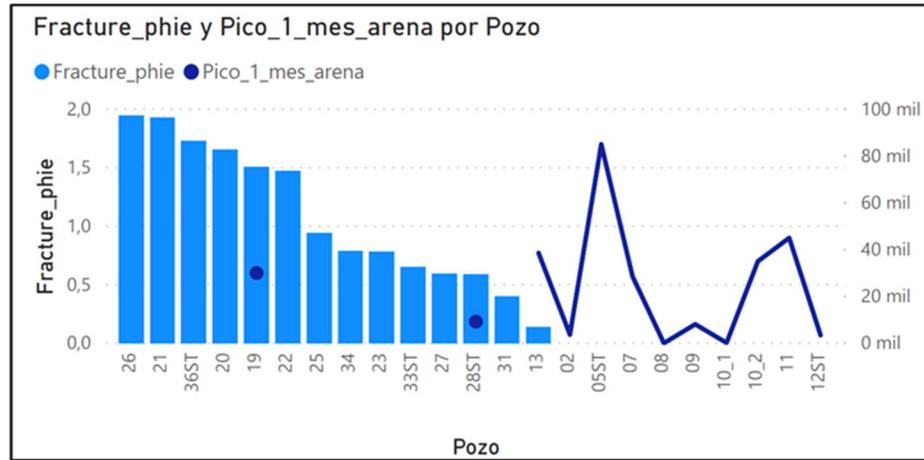


Figura 40. Las barras representan el valor de porosidad de fractura y la línea el pico 1 mes de arena por pozo.

En la figura 40 se puede observar que los pozos con porosidad de fractura calculada no tienen datos de producción de arena, razón por la cual no se incluyó esta variable en el análisis.

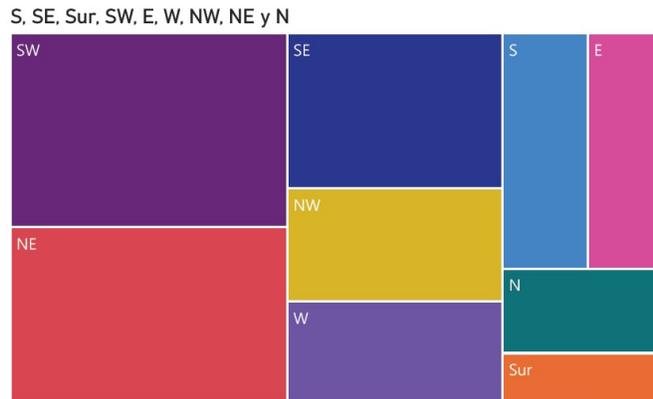


Figura41. Dirección preferencial e fracturas a nivel del campo.

En la figura 41 se puede observar que en el campo predominan las fracturas que buzaban en dirección SW y NE.

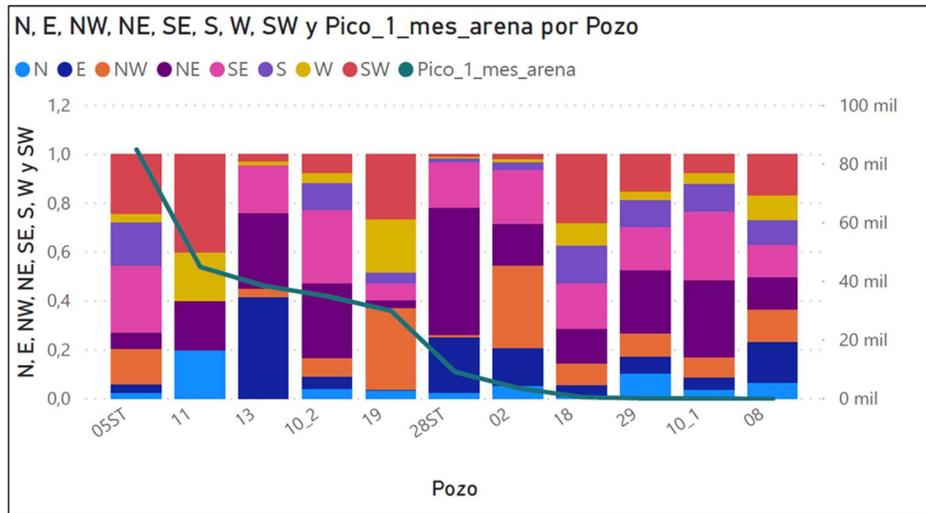


Figura 42. Dirección preferencial de fracturas y su proporción en los intervalos cañoneados en cada pozo. La línea representa el valor del pico 1 mes de arena.

En la figura 42 se puede observar que la arena se relaciona con las fracturas en dirección SW y S.

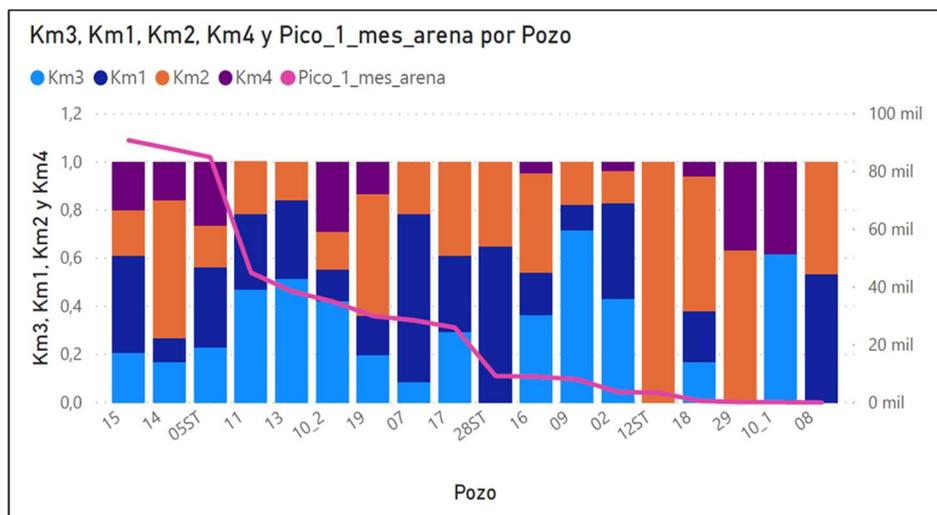


Figura 43. Unidades y su proporción en los intervalos cañoneados por pozo. La línea representa el pico 1 mes de arena.

En la figura 43 se observa que hay mayor producción de arena en los pozos cañoneados en las unidades Km2 y Km3.

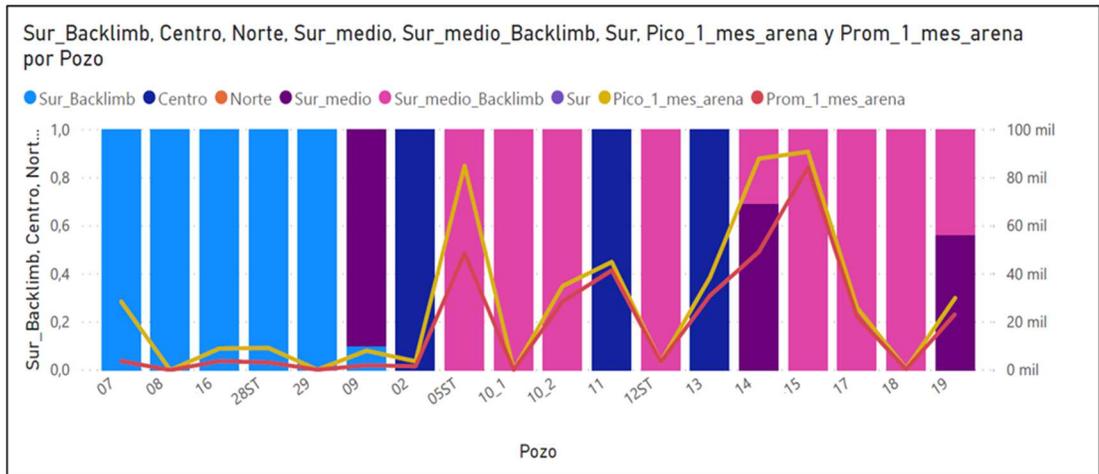


Figura 44. Porcentaje bloque cañoneado por pozo. Las líneas corresponden con el pico y promedio 1 mes de arena.

De acuerdo con la figura 44 los bloques con mayor producción de arena son sur medio y sur medio backlimb. Aunque faltan para el análisis varios pozos de los bloques sur medio y norte, y no hay ningún pozo con datos de arena del bloque sur.

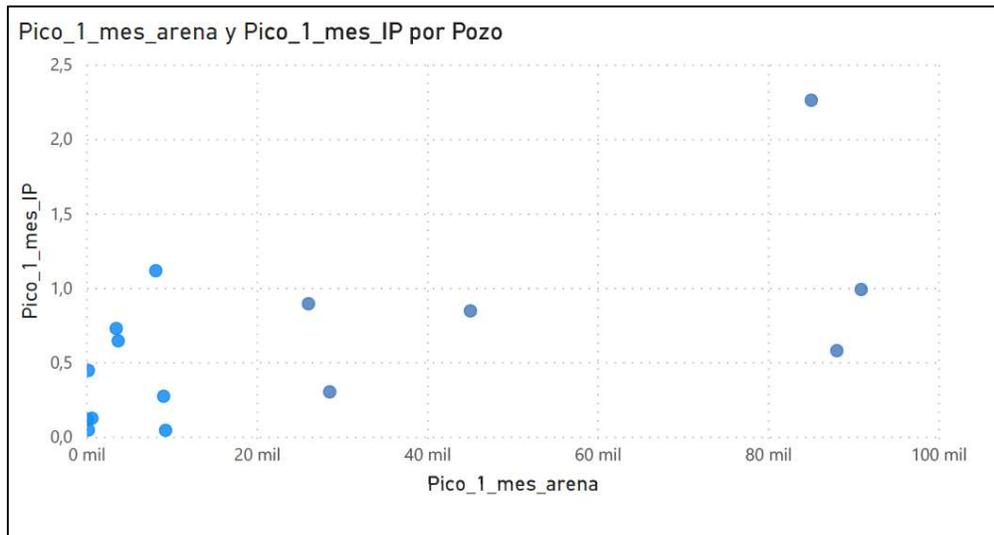


Figura 45. Pico 1 mes de arena Vs Pico 1 mes IP.

En la figura 45 se observa que si existe relación entre el Índice de Productividad y la producción de arena.

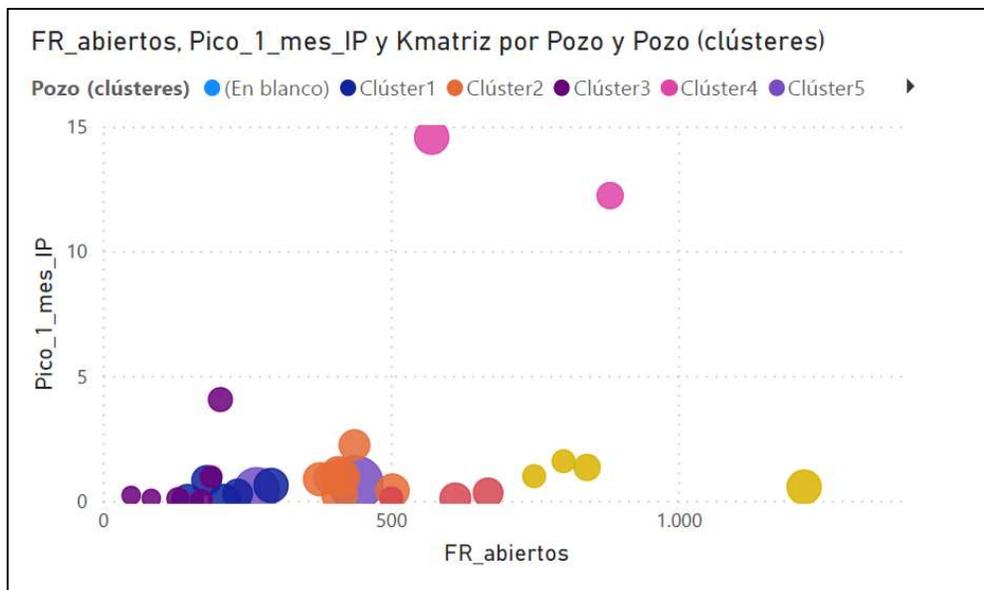


Figura 46. Pies abiertos Vs Pico 1 mes IP. El tamaño de las burbujas indica Kmatriz.

En la figura 46 se evidencia la relación entre el Índice de Productividad y los pies abiertos.

4.1.3. Modelos de regresión. Por medio de gráficos de correlaciones, se crean modelos para cada variable objetivo usando el software de programación Rstudio cuya licencia se encuentra disponible y es de manejo libre.

4.1.3.1. Índice de Productividad. Se revisa el índice de productividad inicial y su variación con respecto a diferentes variables del análisis de las fracturas (apertura, intensidad, etc). Buscando Identificar el comportamiento de las fracturas de acuerdo con las variables y zonas del campo

Para este modelo tenemos en cuenta únicamente los pozos que tiene el cálculo del Índice de Productividad y variables obtenidas en las fracturas corresponden a los pozos de la tabla 5.

4.1.3.1.1. Promedio 1 mes Índice de Productividad:

Gráfico de correlaciones Corrplot: Es un modelo supervisado de regresión que correlaciona variables 1 a 1 indicando en cada cuadrado el R2. Las azules corresponden a las variables directamente correlacionables y las rojas a las inversamente correlacionables, entre más oscuro es el color indica mayor R2.

Para el caso del Índice de Productividad se corren todas las variables y se revisa su correlación 1 a 1, buscando observar comportamientos, como por ejemplo en el Corrplot de la figura 47 se puede observar la correlación entre el bloque sur medio con pies abiertos y las fracturas que están buzando hacia el W.

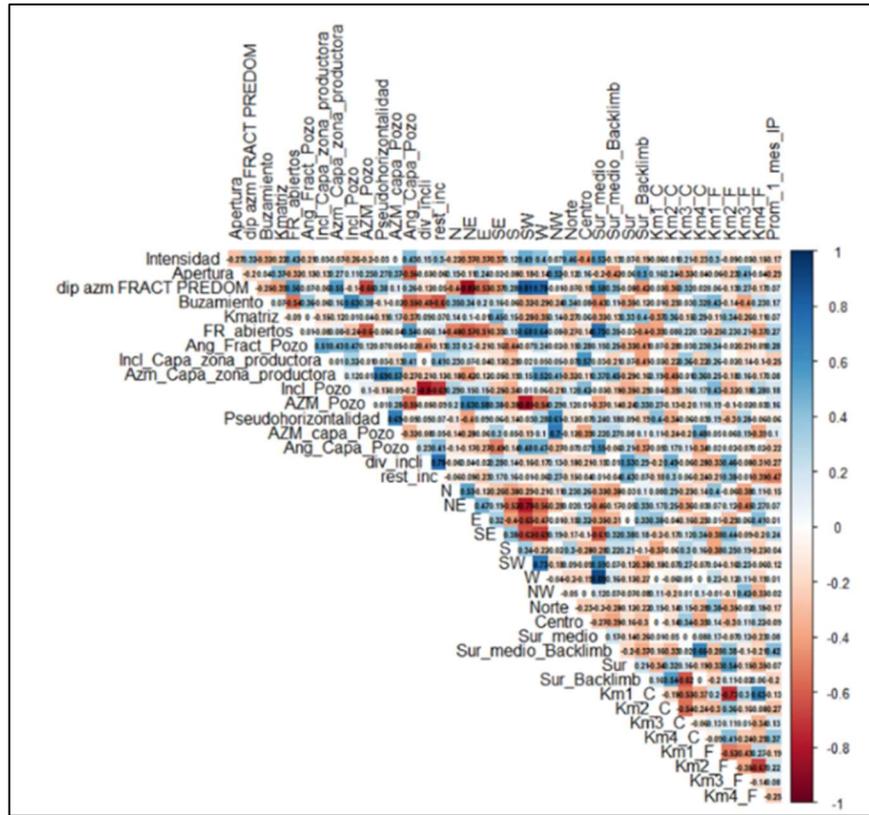


Figura 47. Corplot promedio 1 mes IP.

Leaps: En este tipo de gráfico se combinan las variables buscando un mejor R2, muestra la importancia de todas con respecto a una sola. Ayuda a escoger las variables que más correlacionan en este caso con el promedio 1 mes Índice de Productividad (Figura 48):

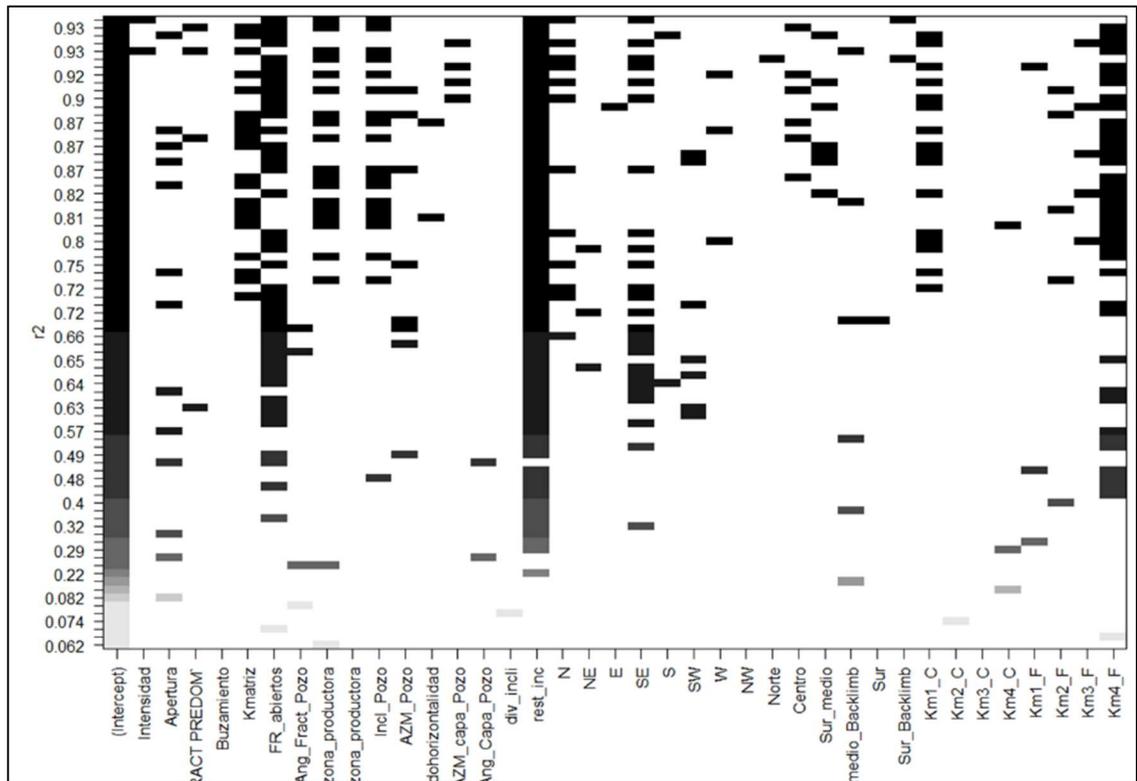


Figura 48. Leaps promedio 1 mes IP.

Para este caso se seleccionaron las variables K de matriz, ft abiertos, pseudohorizontalidad, Inclinación de la capa, inclinación del pozo, rest_incl, N, SE y Km4_F (Figura 49).

Con las variables seleccionadas se saca la significancia, teniendo en cuenta que el modelo es significativo cuando es menor a 0.05. En este caso la significancia es igual a 0.001302.

Importancia de las variables y significancia:

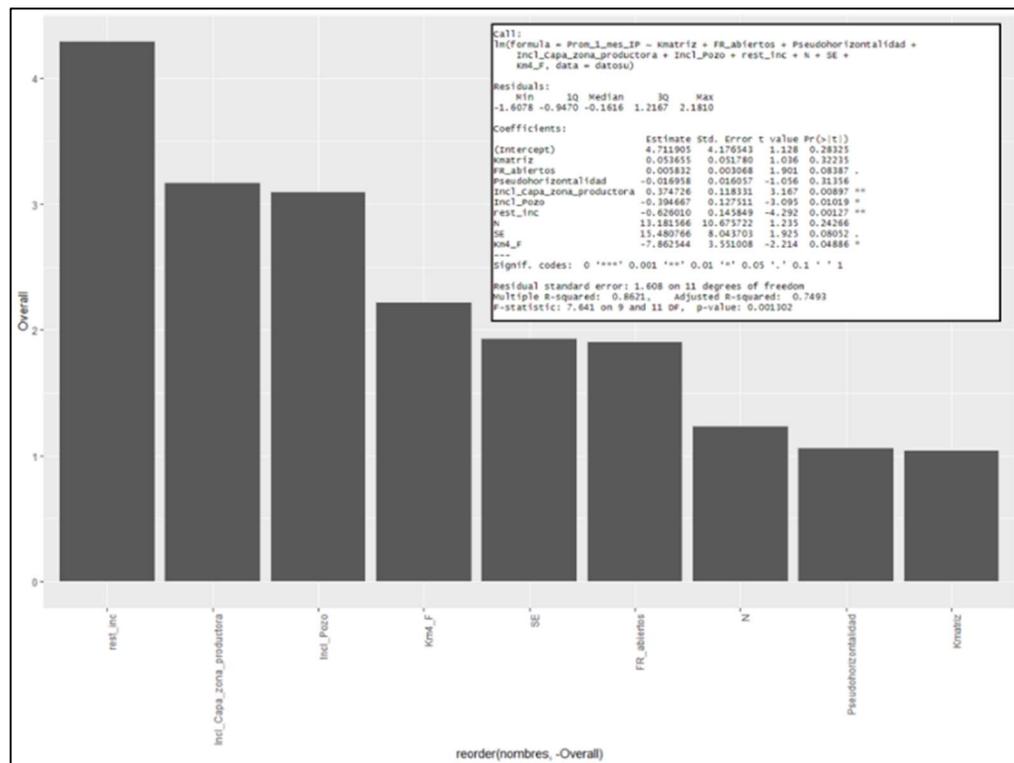


Figura 49. Significancia 1 mes IP.

Del análisis de Leaps se pueden identificar las siguientes relaciones de variables con respecto al Índice de Productividad:

- Como se espera en la teoría los valores más altos de Índice de Productividad correlacionan con un espesor mayor de cañoneo.
- El Índice de Productividad correlaciona con las fracturas que buzcan hacia el SE y N, que hacen parte de las que se esperan sean probablemente abiertas.
- No existe buena correlación con la kmatriz, puede indicar producción por fracturas.

- La correlación nos indica que aumenta el Índice de Productividad en capas con mayores buzamientos, también que el Índice de Productividad es inversamente correlacionable con la inclinación de los pozos, indicando mayor producción en pozos con poca inclinación. Estos puntos son discutibles ya que hay que tener en cuenta la relación de los pozos con respecto a las capas.
- Correlaciona inversamente con las fracturas dentro de la unidad Km4, indicando que la producción asociada a fracturas proviene de otras unidades diferentes a Km4.

4.1.3.1.2. Pico 1 mes Índice de Productividad.

Gráfico de correlaciones Corrplot: Al igual que en el caso de promedio Índice de Productividad, para el pico en el primer mes del Índice de Productividad se corren todas las variables y se revisa su correlación 1 a 1, como se ve en la siguiente figura:

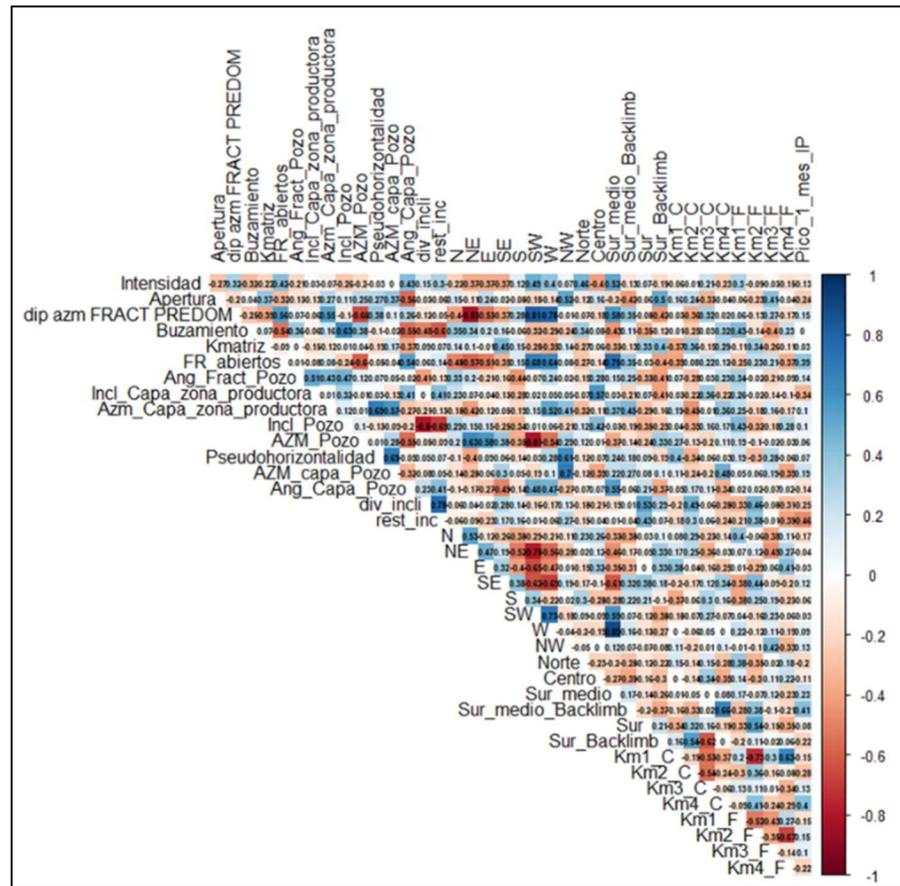


Figura 50. Corplot pico 1 mes IP.

Leaps: Con este grafico se correlacionaron todas las variables con respecto al pico del 1 mes del Índice de Productividad (Figura 51). Se seleccionaron las variables ft abiertos, bloque sur medio, rest_incl, W y Km4_F. Para estas variables se obtiene un modelo cuya significancia es igual a 0.00505 (Figura 52).

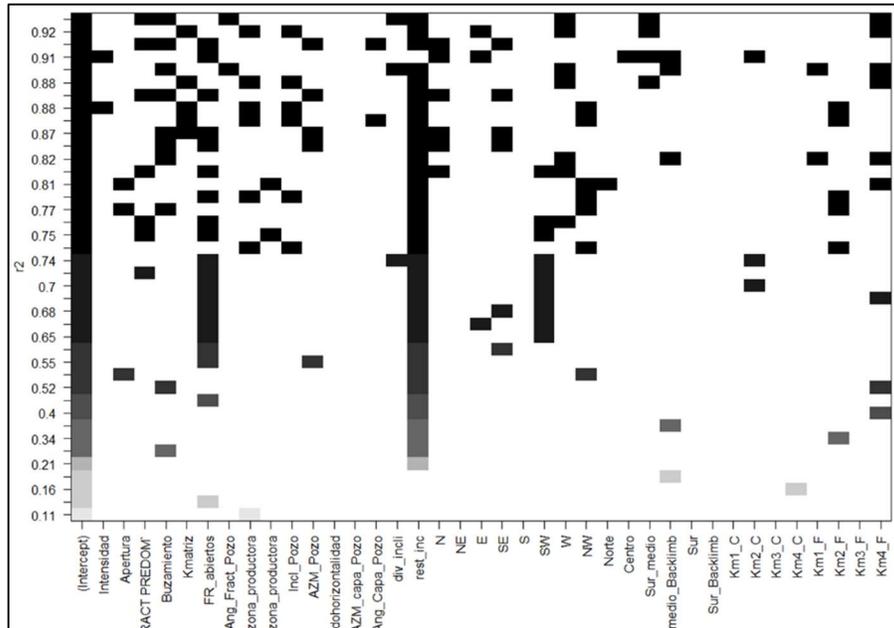


Figura 51. Leaps pico 1 mes IP.

Importancia de las variables y significancia:

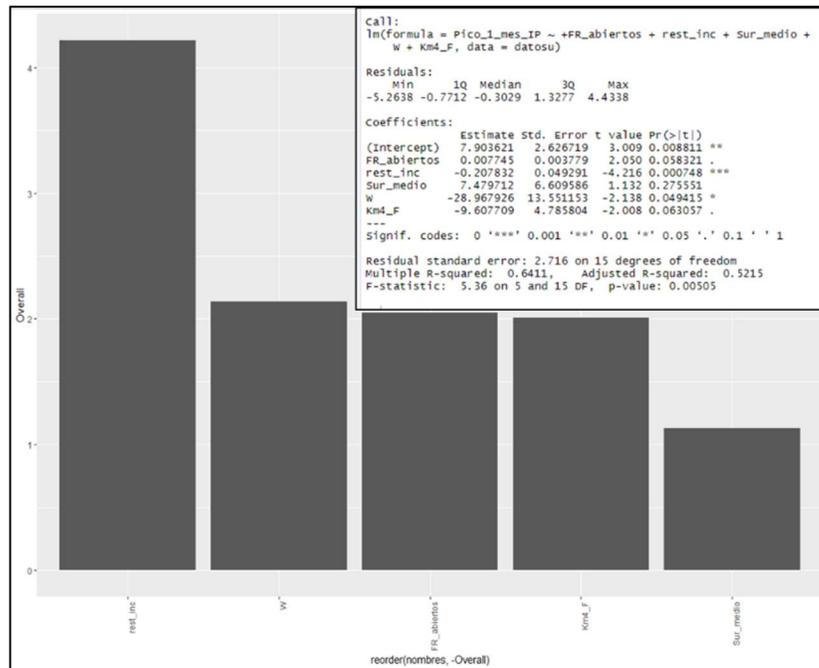


Figura 52. Significancia pico 1 mes IP.

Del análisis de Leaps se pueden identificar las siguientes relaciones de variables:

- Se valida lo observado en el modelo de promedio de Índice de Productividad donde los valores más altos correlacionan con un espesor mayor de cañoneo. Y es inversamente correlacionable con las fracturas dentro de la unidad Km4.
- Se observa que el Índice de Productividad es inversamente correlacionable con las fracturas en dirección W.

4.1.3.2. Arena. Se revisó la producción de arena inicial y su variación con respecto a diferentes variables del análisis de las fracturas (apertura, intensidad, etc), Buscando Identificar el comportamiento de las fracturas de acuerdo con las variables y zonas del campo

Para este modelo tenemos en cuenta únicamente los pozos que tienen información de producción de arena y variables obtenidas en las fracturas corresponden a los pozos de la tabla 4.

4.1.3.2.1. Promedio 1 mes arena

Corrplot: Para el caso de promedio en el 1 mes de arena se corren todas las variables y se revisa su correlación 1 a 1 (Figura 53):

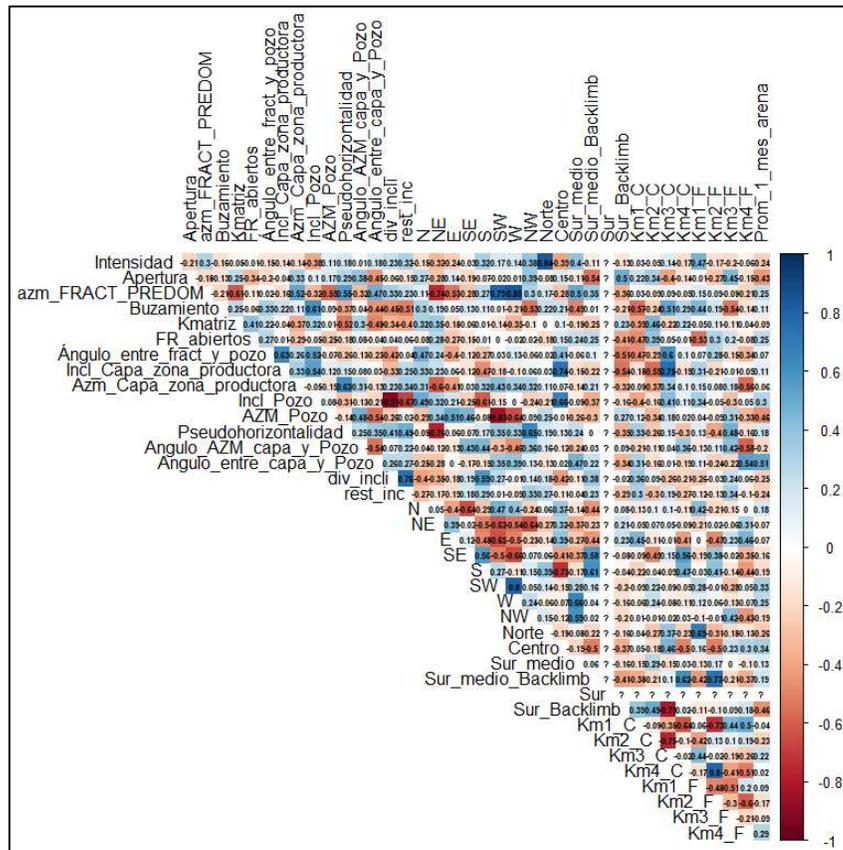


Figura 53. Corrplot promedio 1 mes arena.

Leaps. En este tipo de gráfico se combinan las variables buscando un mejor R2, muestra la importancia de todas con respecto a una sola. Ayuda a escoger las variables que más correlacionan en este caso con el promedio 1 mes de arena (Figura 54):

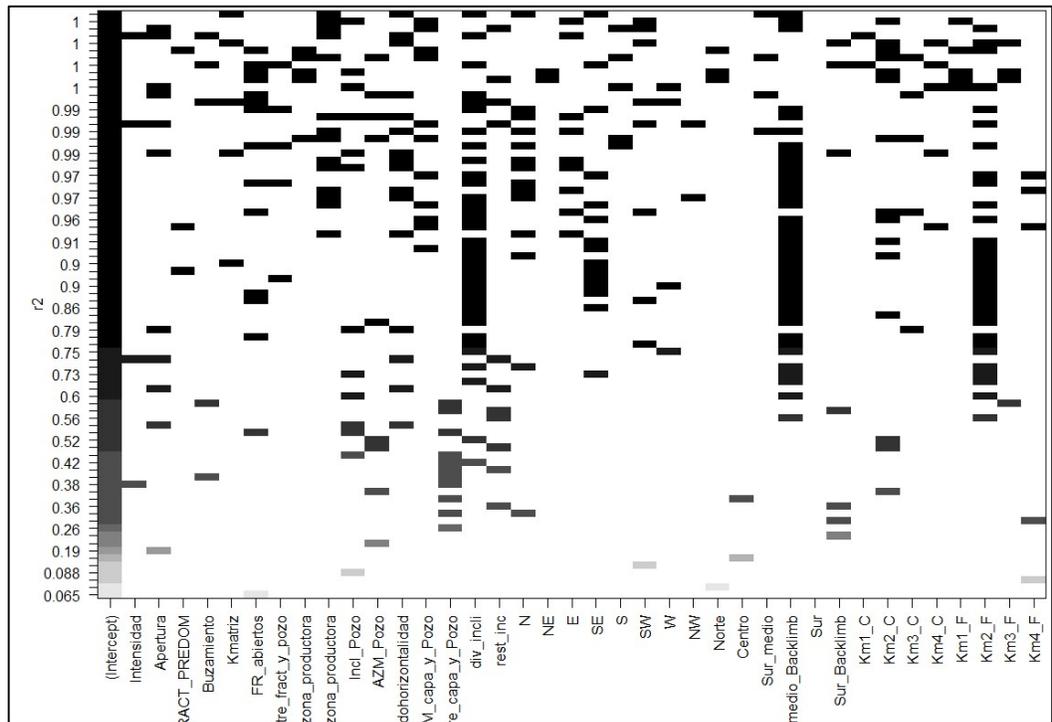


Figura 54. Leaps promedio 1 mes arena.

En este caso se seleccionaron las variables `div_incli`, `N`, `SE`, `Ft` abiertos, `sur medio` `backlimb` y `Km2_F` (figura 55).

Con las variables seleccionadas se saca la significancia, teniendo en cuenta que el modelo es significativo cuando es menor a 0.05. En este caso la significancia es igual a 0.008401.

Importancia de las variables y significancia:

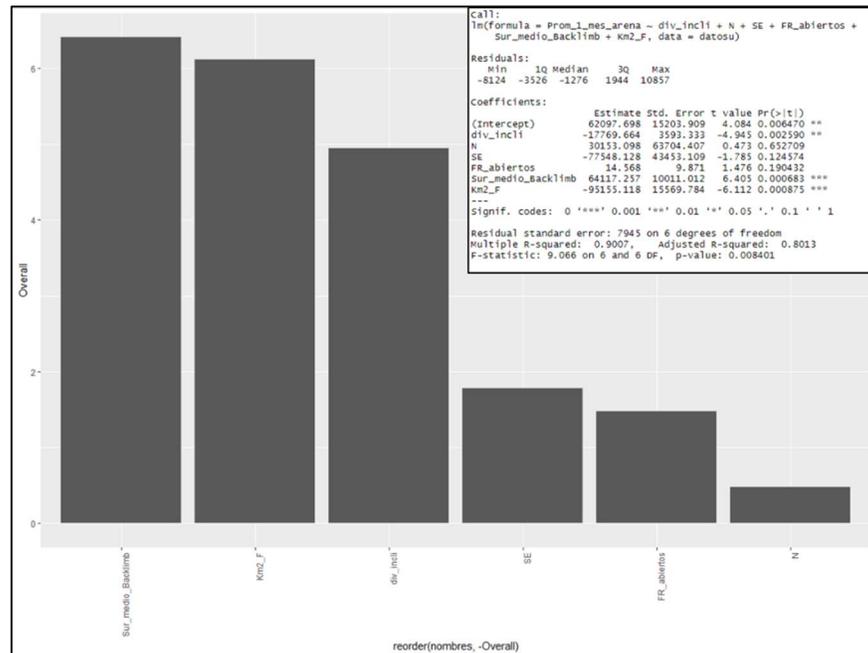


Figura 55. Significancia promedio 1 mes arena.

Del análisis de Leaps se pueden identificar las siguientes relaciones de variables:

- El promedio de arena correlaciona con el bloque sur medio backlimb, validando lo observado en PCA, es el bloque donde más se produce arena.
- Promedio de arena en inversamente correlacionable con las fracturas dentro de la unidad Km2. Puede estar relacionado con la permeabilidad, así tenga fracturas en km2 no produce arena. Las fracturas que producen arena son de otras unidades.
- Es correlacionable con las fracturas en dirección N que de acuerdo con su ubicación estructural pueden ser abiertas o cerradas.

- Correlaciona con los pies abiertos, indicando que a mayor espesor cañoneado se tendrá mayor producción de arena.
- Es inversamente correlacionable con las fracturas que buzan en dirección SE, esto debe ajustarse de acuerdo con la ubicación de esta familia de fracturas en el campo, ya que de pendiente de la zona pueden encontrarse cerradas o abiertas.

4.1.3.2.2. Pico 1 mes arena:

Corrplot: Para el caso de pico en el 1 mes de arena se corren todas las variables y se revisa su correlación 1 a 1 (Figura 56):

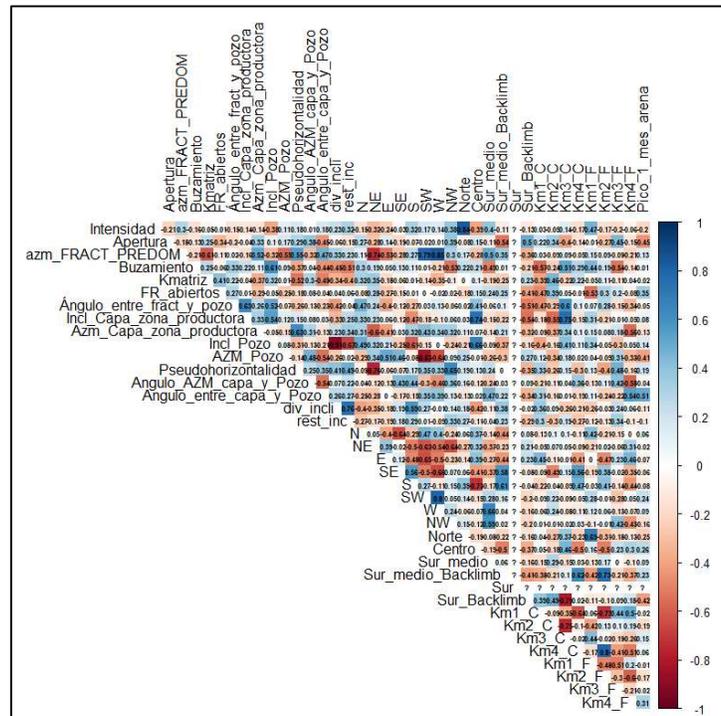


Figura 56. Corrplot pico 1 mes arena.

Leaps. Con este grafico se correlacionaron todas las variables con respecto al pico del 1 mes arena (Figura 57). Se seleccionaron las variables ft abiertos, ángulo entre capa y pozo, familias de fracturas buzando en dirección N y en dirección E, bloque sur medio backlimb, cañoneos dentro de la unidad Km4 y fracturas dentro de la unidad Km2. Para estas variables se obtiene un modelo cuya significancia es igual a 0.01198 (Figura 58).

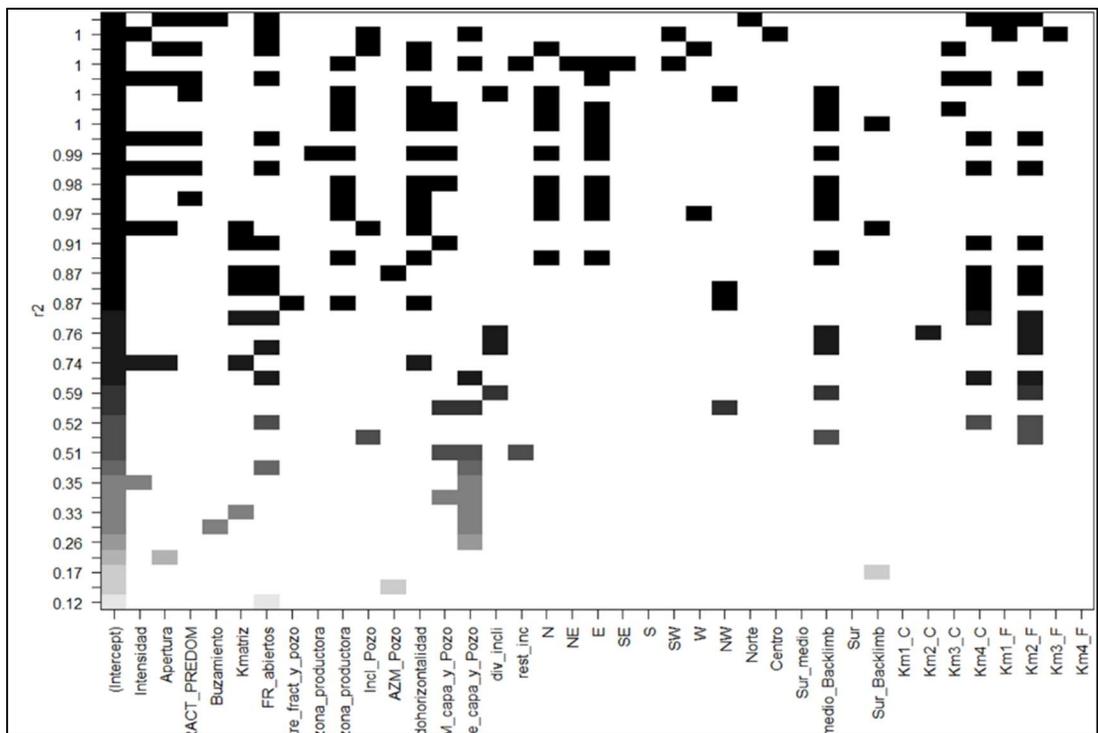


Figura 57. Leaps pico 1 mes arena.

Importancia de las variables y significancia:

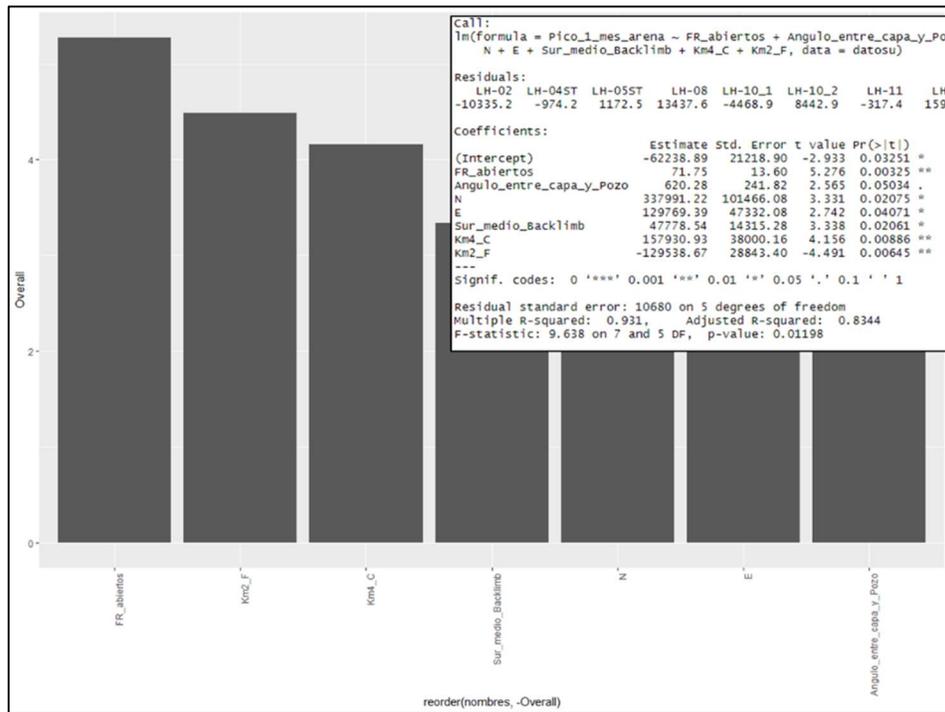


Figura 58. Significancia pico 1 mes arena.

Del análisis de Leaps se pueden identificar las siguientes relaciones de variables con el pico en el 1 mes de arena:

- Correlaciona con pies abiertos, validando lo encontrado en el modelo de promedio de arena. Y coherente con lo que se ha observado en los pozos.
- Hay mayor producción de arena en los pozos que es mayor el Angulo entre capa y pozo, posiblemente por tener menor área de flujo expuesta.
- Correlaciona con las fracturas que buzan en dirección N y E que se interpretan como fracturas abiertas. Confirmando que la producción de arena si proviene de las fracturas naturales.

- Hay mayor producción de arena en el bloque sur medio backlimb, validando lo observado en el PCA.
- Es inversamente correlacionable con las fracturas en la unidad Km2, nos puede indicar que la producción de arena proviene de las otras unidades.
- Correlaciona con cañoneo dentro de la unidad Km4, confirmando lo observado en el PCA donde se relaciona esta unidad con la producción de arena.
- Correlaciona con el bloque sur medio backlimb, indicando que la mayor producción de arena se presenta en los pozos de esta zona. Confirma lo observado en el PCA.

4.1.3.3. Intervenciones en los primeros 6 meses

Se revisó el número de intervenciones relacionadas con la producción de arena y su relación con respecto a diferentes variables del análisis de las fracturas (apertura, intensidad, etc),

Para este modelo tenemos en cuenta únicamente los pozos que tienen información de intervenciones y variables obtenidas en las fracturas corresponden a los pozos de la tabla 6.

Corrplot: Para el caso de número de intervenciones en los primeros 6 meses se corren todas las variables y se revisa su correlación 1 a 1 (Figura 59):

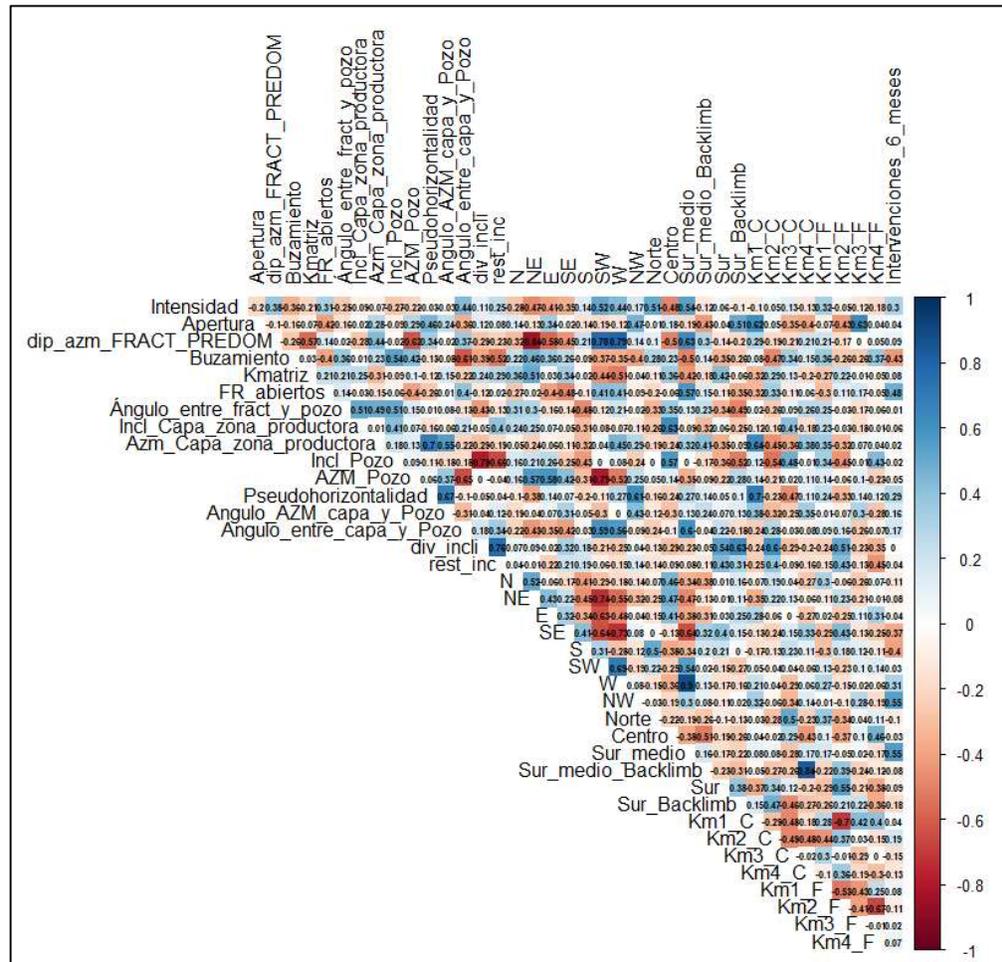


Figura 59. Corrplot intervenciones primeros 6 meses.

Leaps. En este tipo de gráfico se combinan las variables buscando un mejor R2, muestra la importancia de todas con respecto a una sola (Figura 60). Ayuda a escoger las variables que más correlacionan en este caso con las intervenciones en los primeros 6 meses.

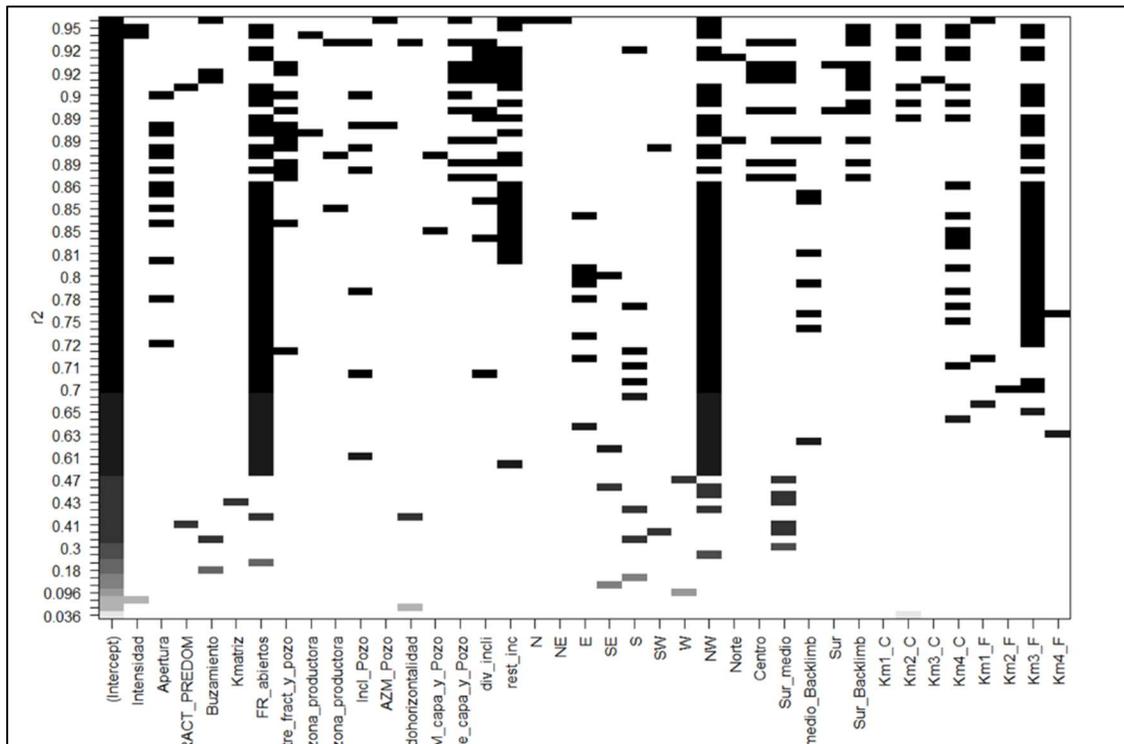


Figura 60. Leaps intervenciones primeros 6 meses.

En este caso se seleccionaron las variables apertura, ángulo entre capa y pozo, ft abiertos, ángulo entre fractura y pozo, familia de fracturas en dirección NW, Bloques centro, sur medio, sur medio backlimb, cañoneado en las unidades Km2 y Km4 y fracturas presentes en la unidad Km3 (Figura 61).

Con las variables seleccionadas se saca la significancia, teniendo en cuenta que el modelo es significativo cuando es menor a 0.05. En este caso la significancia es igual a 0.006752.

Importancia de las variables y significancia:

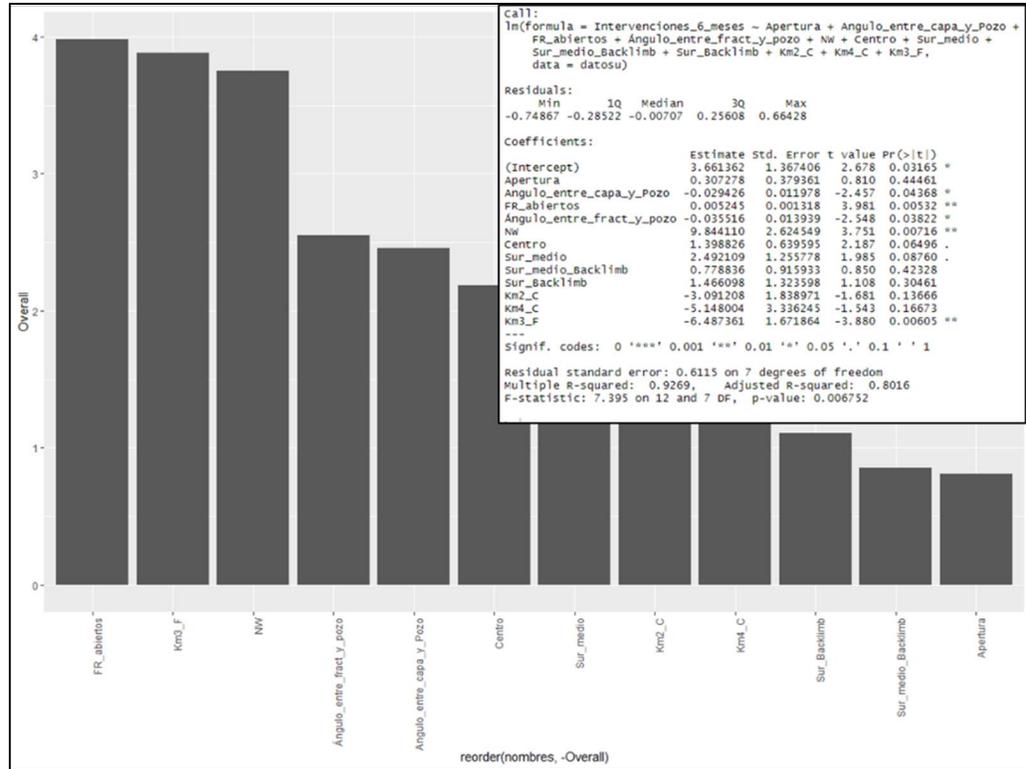


Figura 61. Significancia intervenciones primeros 6 meses.

Del análisis de Leaps se pueden identificar las siguientes relaciones de variables con el número de intervenciones en los primeros 6 meses:

- Hay más intervenciones asociadas a producción de arena en los pozos que tienen más pies cañoneados
- Existe relación entre las intervenciones y las fracturas que buzan hacia el NW que se clasificaron como abiertas.

- Hay más intervenciones en los pozos dentro de los bloques centro, sur_medio, sur backlimb.
- Inversamente correlacionable con Km2_C validando lo observado en los modelos de arena donde se indica que la producción de arena no proviene de las fracturas dentro de la unidad Km2.
- Correlaciona con los valores de apertura de fractura.

4.2. MODELOS PREDICTIVOS ¿PUEDO PREDECIR LAS VARIABLES DE ESTUDIO?

En el paso anterior se presentó el procedimiento con el que se construyó el modelo predictivo para cada una de las variables objetivo (cantidad de arena, Índice de Productividad y número de intervenciones). A continuación, se resumen los modelos, se presentan las variables incluidas y se indica su confiabilidad de acuerdo con el R2 y la significancia.

4.2.1. Modelo Promedio Índice de Productividad. R2= 0.7493; P-value (significancia)= 0.001302. Usando la siguiente formula:

$$lm(formula = Prom_{1_{mesIP}} \sim Kmatriz + FR_{abiertos} + pseudohorizontalidad + Incl_{Capa_{zonaProductora}} + Incl_{pozo} + rest_{inc} + N + SE + Km4_F, data = datosu) \quad (4)$$

4.2.2. Modelo Pico Índice de Productividad. R2= 0.5215; P-value= 0.00505 No es muy bueno predecir con este modelo, los datos de Índice de Productividad no tienen buena correlación con las variables que se evaluaron, Correlaciona mejor el promedio de IP que el Pico de IP, este último puede tener más errores desde la toma de datos. Se usó la siguiente formula:

$$lm(formula = Pico_{1mesIP} \sim FR_{abiertos} + rest_{inc} + Sur_{medio} + W + Km4_F, data = datosu) \quad (5)$$

4.2.3. Modelo Promedio Arena. R2= 0.8013; P-value= 0.008401. Usando la siguiente formula:

$$lm(formula = Prom_{1mesarena} \sim div_{incli} + N + SE + FR_{abiertos} + Sur_{medi} + Bracklimb + Km2_F, data = datosu) \quad (6)$$

4.2.4. Modelo Pico Arena. R2= 0.8344; P-value= 0.01198. Usando la siguiente formula:

$$lm(formula = Pico_{1mesarena} \sim FR_{abiertos} + Angulo_{entre\ capay\ Pozo} + N + E + Sur_{medio} + Bracklimb + Km4_C + Km2_F, data = datosu) \quad (7)$$

4.2.5. Modelo Número de Intervenciones en 6 meses. R2= 0.8016; P-value= 0.006752. Usando la siguiente formula:

$$lm(formula = Intervenciones_{6\text{meses}} \sim Apertura + FR_{\text{abiertos}} + \text{Angulo}_{\text{entre capayPozo}} + \text{Ángulo}_{\text{entre fractyPozo}} + \text{Centro} + \text{Sur}_{\text{medio}} + \text{NW} + \text{Sur}_{\text{medioBacklimb}} + \text{Sur}_{\text{Backlimb}} + \text{Km2}_C + \text{Km4}_C + \text{Km3}_F, \text{data} = \text{datosu}) \quad (8)$$

4.3. ANÁLISIS PRESCRIPTIVO ¿SE PUEDEN MEJORAR LOS RESULTADOS?

Se Realiza un análisis prescriptivo para cada variable fija validando los pozos existentes y creando mapas prescriptivos para los pozos del FDP como se presenta a continuación:

4.3.1. Validación con pozos existentes.

Se corrieron los modelos para calcular los valores de Índice de Productividad y arena en los pozos existentes, como validación. A raíz de este análisis se decide quitar un valor anómalo en Índice de Productividad correspondiente al pozo 10_2.

En la siguiente figura se muestra una gráfica con el modelo pico en el 1 mes Índice de Productividad versus pico 1 mes Índice de Productividad real en cada pozo:

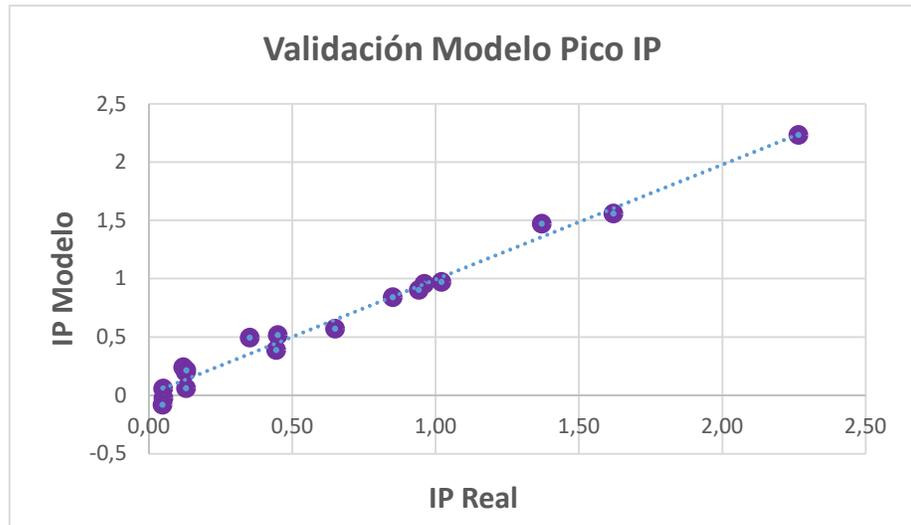


Figura 62. Pico 1 mes IP real vs Pico 1 mes IP modelo.

Excluyendo los valores por encima de 4 encontrados en los pozos P13 y P20 se validan incluso los Índice de Productividad de estos dos pozos.

En la siguiente figurase muestra una gráfica con el modelo Índice de Productividad promedio versus Índice de Productividad promedio real en cada pozo.

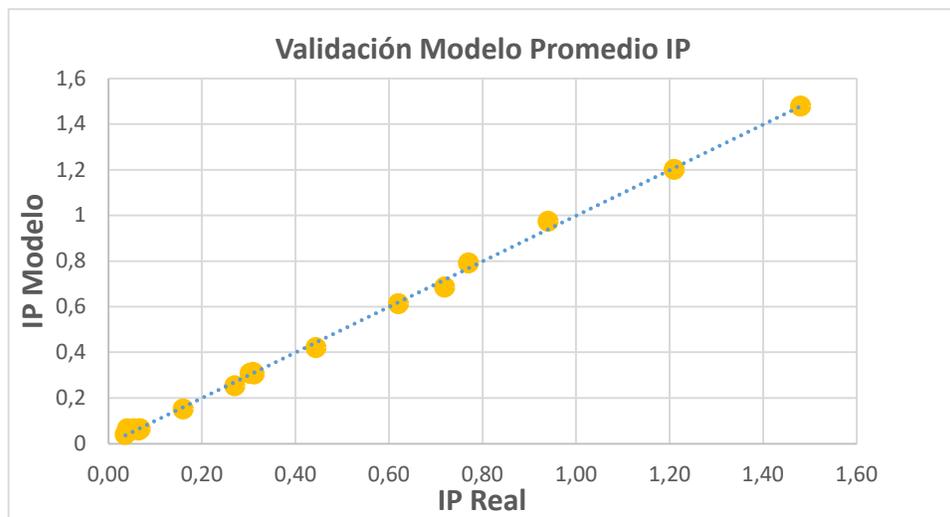


Figura 63. Promedio 1 mes IP real vs Promedio 1 mes IP modelo.

Excluyendo los valores por encima de 4 encontrados en los pozos P13 y P20 se validan incluso los Índices de Productividad de estos dos pozos.

En la siguiente figura se muestra una gráfica con el modelo pico de arena versus los datos reales de pico de arena en cada pozo:

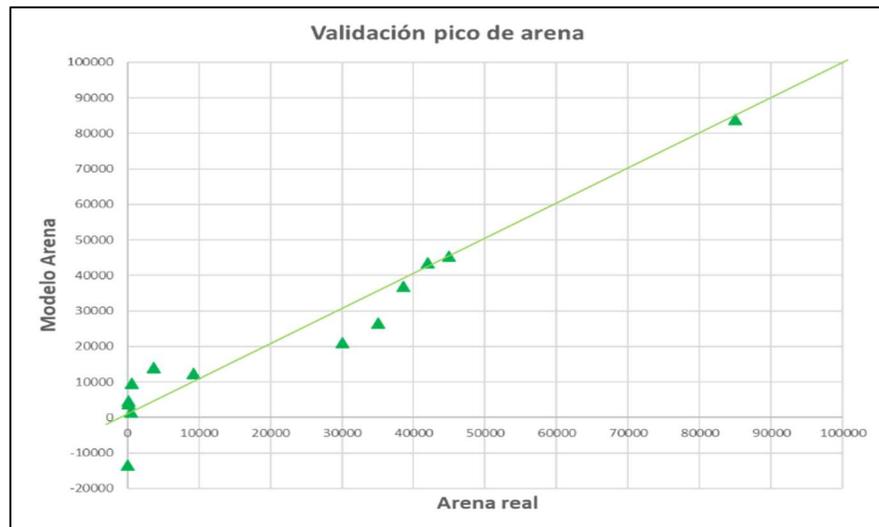


Figura 64. Pico 1 mes arena real vs Pico 1 mes arena modelo.

Este modelo de pico de arena en el primer mes funciona para valores altos, los valores esperados por debajo de 6 los pone negativos.

En la siguiente figura se muestra una gráfica con el modelo de arena promedio versus arena real en cada pozo.



Figura 65. Promedio 1 mes arena real vs Promedio 1 mes arena modelo.

El modelo de promedio de arena es más exacto para valores altos. Por debajo de 166PTB da valores negativos.

En la siguiente figura se muestra una gráfica con intervenciones en los primeros 6 meses vs el modelo de intervenciones en los primeros 6 meses:

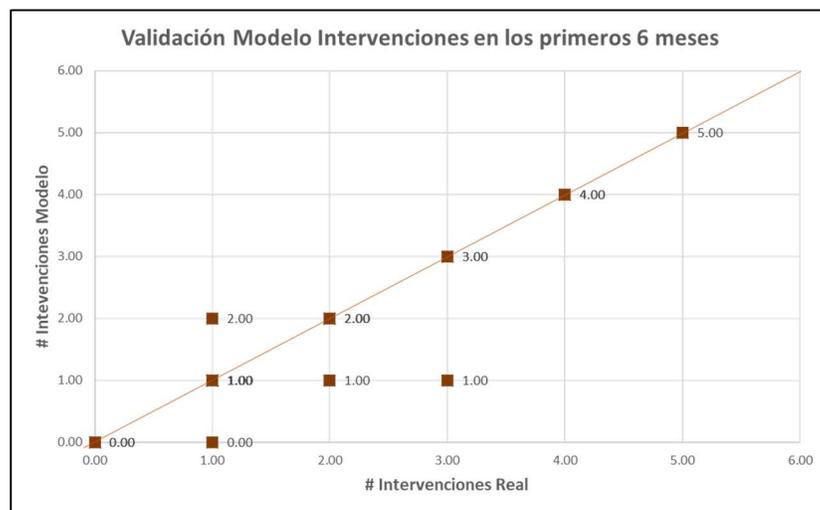


Figura 66. Intervenciones primeros 6 meses real vs Intervenciones primeros 6 meses modelo.

Este modelo se válida para el 80% de los pozos. Predice número de intervenciones en los primeros 6 meses en todas las zonas del campo.

4.3.2. Predicción del desempeño pozos campaña 2022. Mapas prescriptivos

4.3.2.1. P-35 En la siguiente figura se muestra la ubicación del pozo en la estructura del campo:

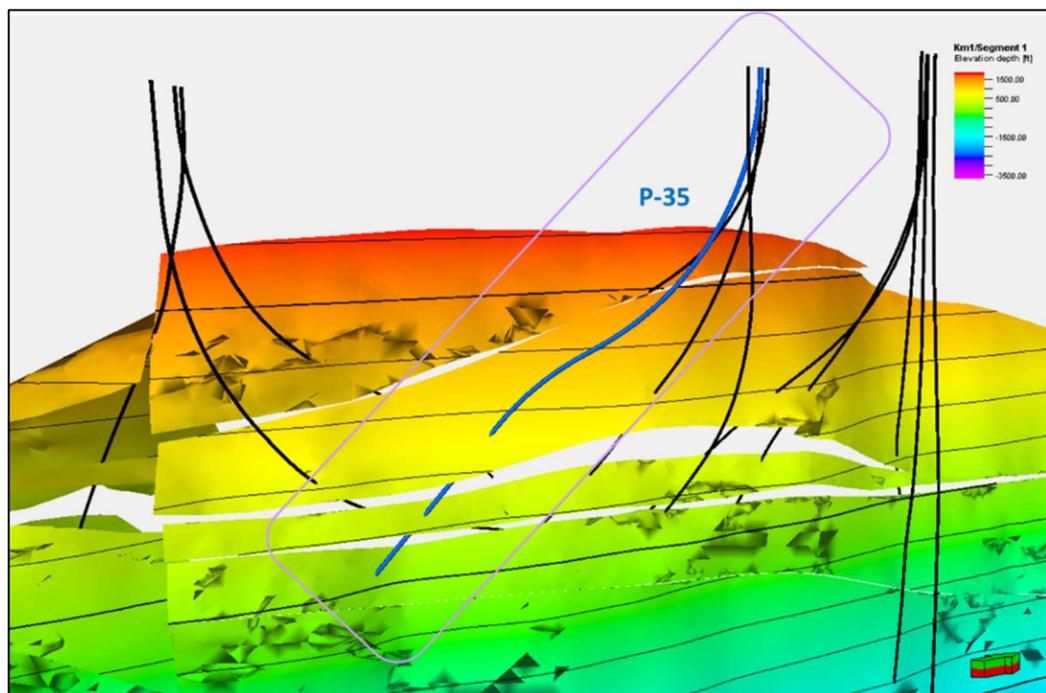


Figura 67. Ubicación del pozo a perforarse P35. Dentro del bloque llamado centro.

Pico Índice de Productividad. Se incluyeron las variables fijas familias de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección E, inclinación de la capa, bloque Sur medio backlimb, cañoneo en unidad Km4 y fracturas presentes en unidad Km2. Y las variables que podemos modificar pies a cañonear en el pozo e

inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 68):

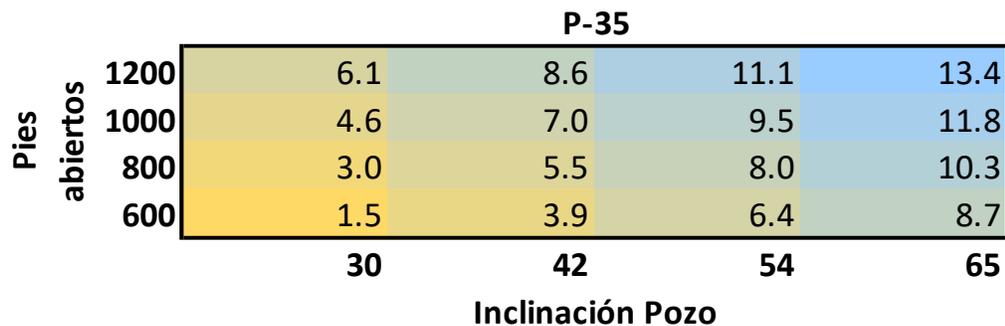


Figura 68. Mapa prescriptivo Pico 1 mes IP pozo P-35.

En este pozo no aplica la variable Bloque Sur medio ya que se planea perforar en el bloque centro, adicionalmente no se planea cañonear dentro de la unidad Km4. Razón por la cual el mapa prescriptivo nos da una idea del cambio del Índice de Productividad al variar la inclinación del pozo y los pies abiertos, más no un valor exacto. Si embargo podemos confiar en la tendencia que muestran los datos.

Promedio Índice de Productividad. Se incluyeron las variables fijas Inclinación de la capa en la zona productora, familia de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección SE, inclinación de la capa, cañoneo dentro de la unidad Km1 y fracturas presentes en unidad Km4. Y las variables que podemos modificar pies a cañonear en el pozo e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 69):

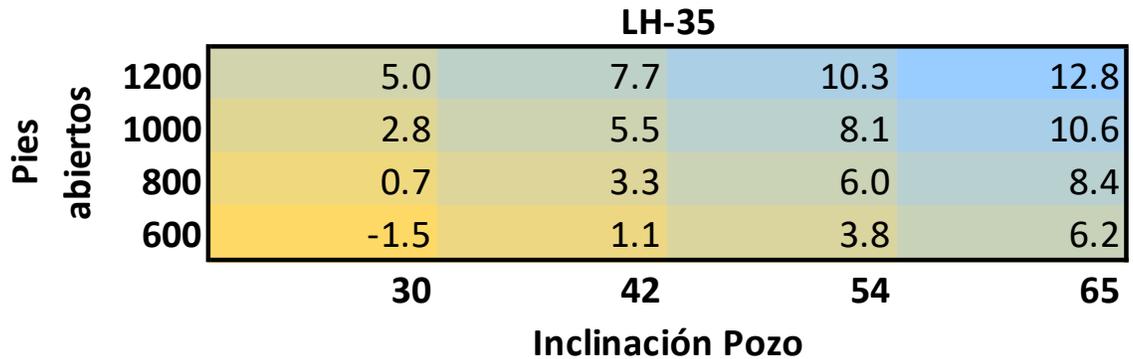


Figura 69. Mapa prescriptivo promedio 1 mes IP pozo P-35.

Los valores dan muy cercanos a mapa generado con el modelo de Pico de Índice de Productividad. Este mapa prescriptivo nos da una idea del cambio del Índice de Productividad al variar la inclinación del pozo y los pies abiertos, más no un valor exacto. Si embargo podemos confiar en la tendencia que muestran los datos. Ya que en esta zona no predominan las fracturas en dirección N ni Km1 es una zona para cañonear que son dos variables del modelo.

Arena Pico. Se incluyeron las variables fijas bloque sur medio backlimb, familia de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección E, inclinación de la capa, cañoneo dentro de la unidad Km4 y fracturas presentes en unidad Km2. Y las variables que podemos modificar pies a cañonear en el pozo e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 70):

P-35

Pies abiertos	1200	61487	57145	54044	52183
	1000	47138	42796	39695	37834
	800	32789	28447	25345	23485
	600	18440	14098	10996	9135
		30	42	54	65
		Inclinación Pozo			

Figura 70. Mapa prescriptivo Pico 1 mes arena pozo P-35.

El pozo P-25 se perforará en el bloque centro no tiene en cuenta la variable del modelo denominada bloque sur medio backlimb. Sin embargo, de acuerdo con lo observado al validar el modelo con los pozos existentes, indica producción de arena, lo que es coherente con la información de los demás pozos en el mismo bloque centro.

Arena Promedio. Se incluyeron las variables fijas bloque sur medio backlimb, familia de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección SE, inclinación de la capa, y fracturas presentes en unidad Km2. Y las variables que podemos modificar pies a cañonear en el pozo e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 71):

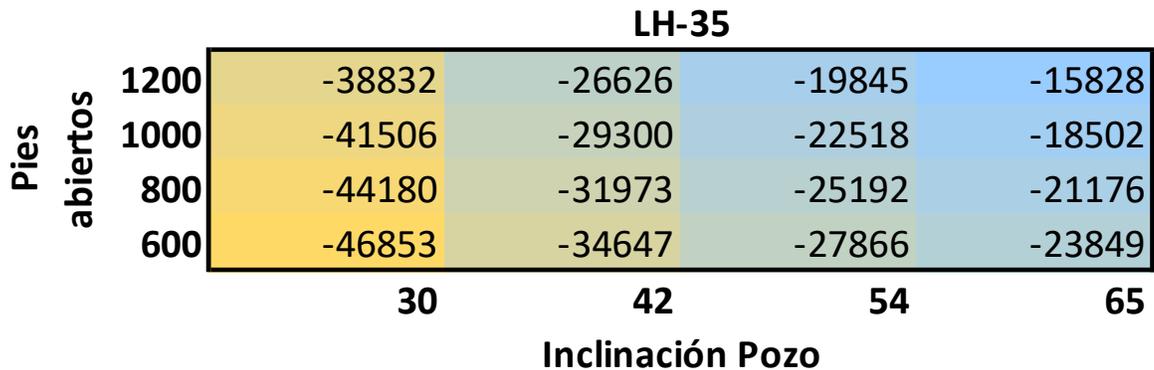


Figura 71. Mapa prescriptivo promedio 1 mes arena pozo P35.

El pozo P-25 se perforará en el bloque centro no tiene en cuenta la variable del modelo denominada bloque sur medio backlimb, además falta juste ya que los pozos aledaños no tienen datos de producción de arena. Sin embargo, los valores dan negativos y lejanos a los pozos más cercanos en el mismo bloque centro.

Número de Intervenciones en 6 meses. Se incluyeron las variables fijas apertura de fractura, bloque sur medio backlimb, familia de fracturas en dirección NW, inclinación de la capa, cañoneo dentro de las unidades Km2 y Km4, fracturas presentes en unidad Km3, bloque Sur medio y bloque Sur backlimb. Y las variables que podemos modificar pies a cañonear en el pozo e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 72):

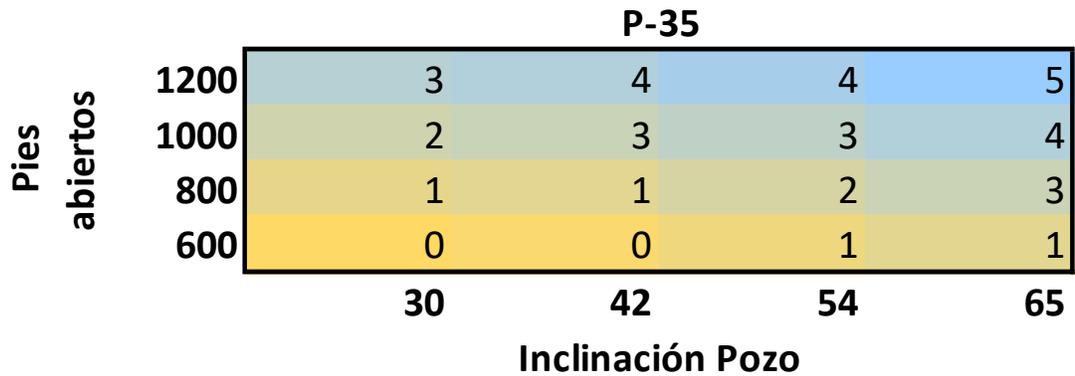


Figura 72. Mapa prescriptivo número de intervenciones en 6 meses pozo P-35.

El modelo para este pozo puede tener incertidumbre ya que se perforará solo en el bloque centro y no tiene en cuenta las demás variables del modelo relacionadas con los otros bloques estructurales incluidos (Sur medio, sur medio backlimb y sur backlimb). Tampoco se espera encontrar Km4 que es otra de las variables del modelo. Sin embargo, ya que el modelo ajusta bien en el capítulo 4.3.1. donde se validó con los pozos existentes, podemos confiar en el número de intervenciones que se tendrán en los primeros 6 meses al variar los pies cañoneados y la inclinación del pozo.

4.3.2.2. P-40 En la siguiente figura se muestra la ubicación del pozo en la estructura del campo:

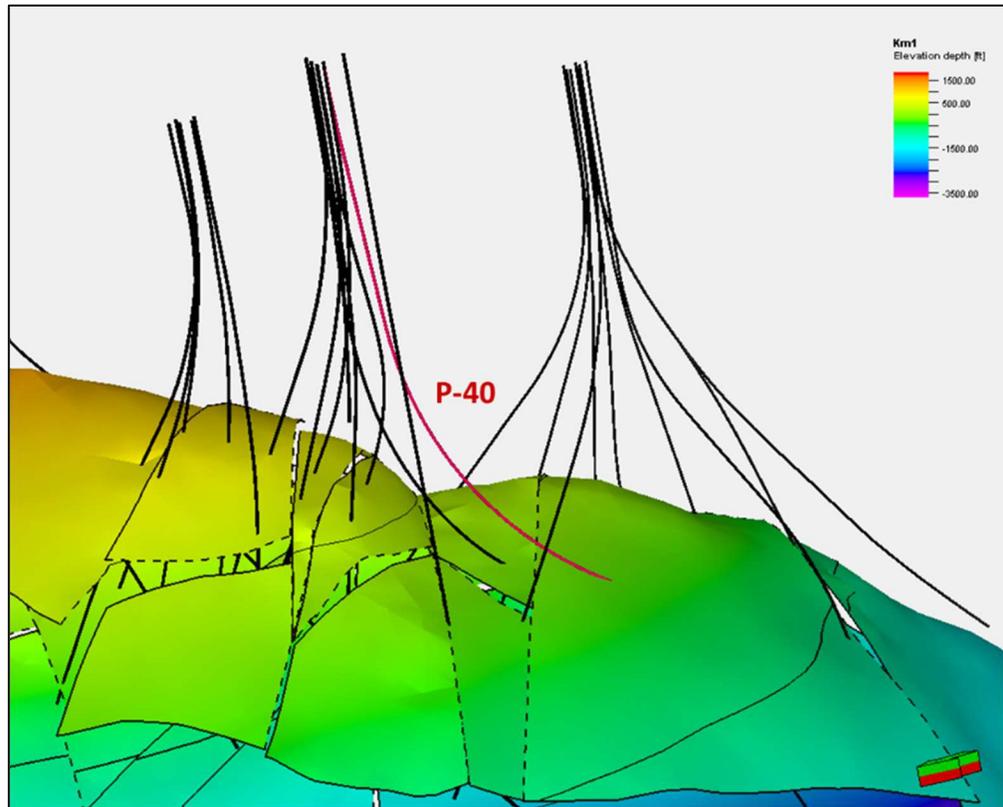


Figura 73. Ubicación del pozo a perforarse P-40. Dentro del bloque llamado sur backlimb.

Pico Índice de Productividad. Se incluyeron las variables fijas del modelo para Pico de Índice de Productividad: familias de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección E, inclinación de la capa, bloque Sur medio backlimb, cañoneo en unidad Km4 y fracturas presentes en unidad Km2. Y las variables que dependen de la planeación del pozo: pies a cañonear e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 74):

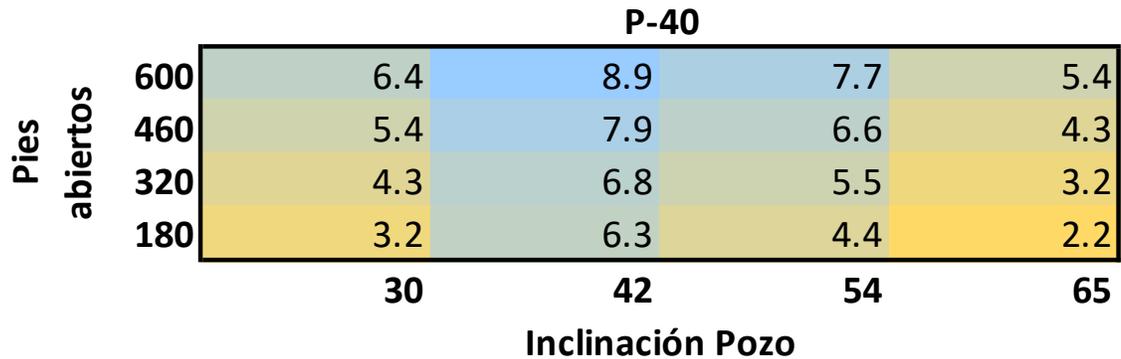


Figura 74. Mapa prescriptivo pico 1 mes IP pozo P-40.

Para este pozo tampoco aplica la variable Sur medio, ya que se perforará en el bloque Sur backlimb. En este caso el mapa prescriptivo del Índice de Productividad nos sirve como una guía para definir los parámetros de inclinación y pies a cañonear. En este mismo bloque solo hay un pozo perforado.

Promedio Índice de Productividad. Se incluyeron las variables fijas del modelo para promedio de Índice de Productividad: Inclinación de la capa en la zona productora, familia de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección SE, inclinación de la capa, cañoneo dentro de la unidad Km1 y fracturas presentes en unidad Km4. Y las variables que dependen de la planeación del pozo: pies a cañonear e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 75):

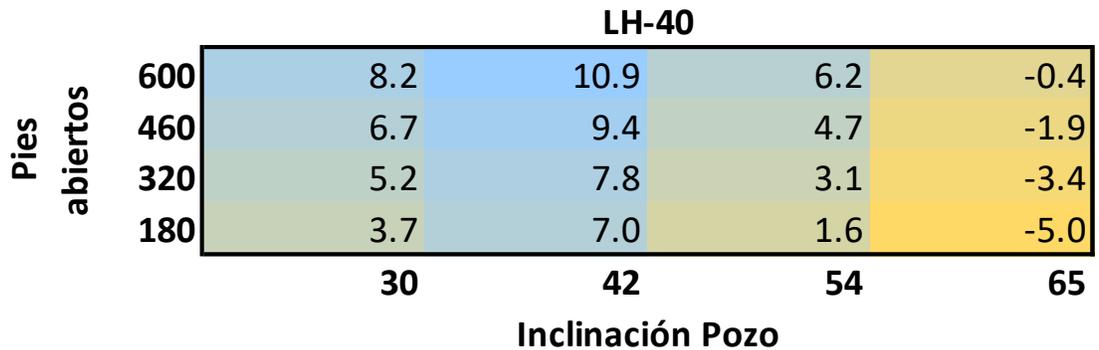


Figura 75. Mapa prescriptivo promedio 1 mes IP pozo P-40.

El mapa presenta valores diferentes a los reportados en el modelo de Pico de Índice de Productividad, en este caso se encuentran en un rango mayor y presenta valores negativos, indicando Índice de Productividad muy bajos en esta zona del campo. Se confía más en este modelo ya que los valores validados en los pozos existentes son cercanos. Además, el pozo incluye todas las variables del modelo.

Arena Pico. Se incluyeron las variables fijas del modelo de Pico de arena: bloque sur medio backlimb, familia de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección E, inclinación de la capa, cañoneo dentro de la unidad Km4 y fracturas presentes en unidad Km2. Y las variables que dependen de la planeación del pozo: pies a cañonear e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 76):

		P-40			
Pies abiertos	600	8271	5170	7031	11993
	460	-1773	-4874	-3014	1949
	320	-11817	-14919	-13058	-8096
	180	-21862	-24963	-23102	-18140
		30	42	54	65
		Inclinación Pozo			

Figura 76. Mapa prescriptivo pico 1 mes arena pozo P-40.

El pozo P-40 se perforará en el bloque sur backlimb, no tiene en cuenta la variable del modelo denominada bloque sur medio backlimb. Sin embargo, de acuerdo con lo observado al validar el modelo con los pozos existentes, indica baja producción de arena, lo que es coherente con la información de los pozos cercanos.

Arena Promedio. Se incluyeron las variables fijas para el modelo de promedio de arena: Bloque sur medio backlimb, familia de fracturas en dirección N, familia de fracturas buzando en dirección SE, inclinación de la capa, y fracturas presentes en unidad Km2. Y las variables que dependen de la planeación del pozo: pies a cañonear e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 77):

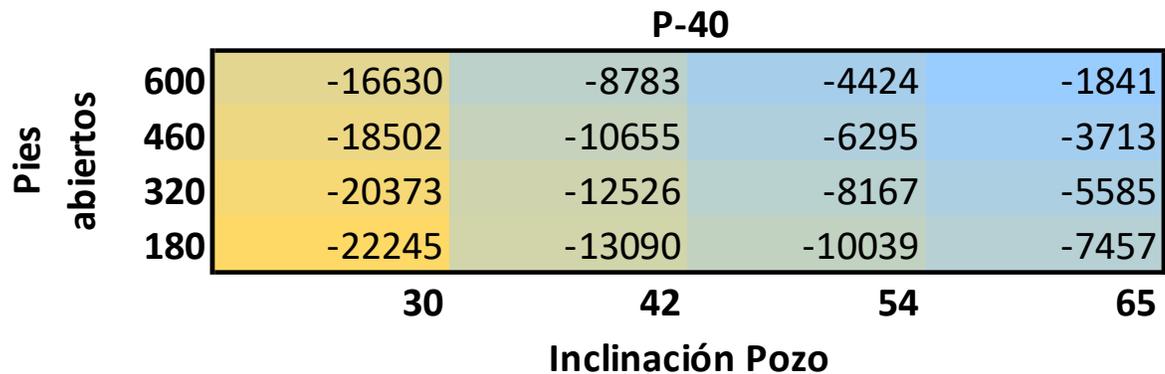


Figura 77. Mapa prescriptivo promedio 1 mes arena pozo P-40.

El pozo P-40 se perforará en el bloque centro no tiene en cuenta la variable del modelo denominada bloque sur medio backlimb. Sin embargo, los valores dan negativos que de acuerdo con lo observado al validar los modelos en los pozos existentes nos indica que producirá poca arena.

Número de Intervenciones en 6 meses. Se incluyeron las variables fijas para el modelo de promedio de arena: apertura de fractura, bloque sur medio backlimb, familia de fracturas en dirección NW, inclinación de la capa, cañoneo dentro de las unidades Km2 y Km4, fracturas presentes en unidad Km3, bloque Sur medio y bloque Sur backlimb. Y las variables que dependen de la planeación del pozo: pies a cañonear e inclinación del pozo, se utilizaron 4 escenarios para la variable pies abiertos y 4 para la inclinación del pozo (Figura 78):

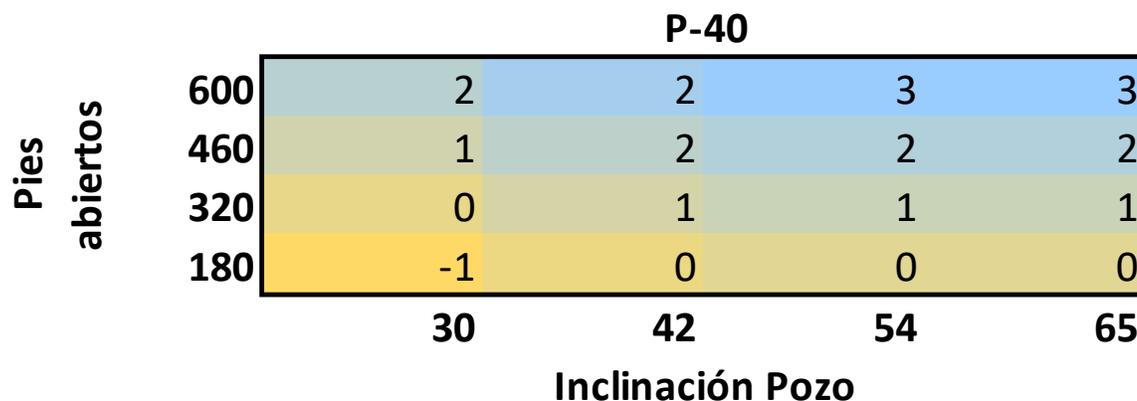


Figura 78. Mapa prescriptivo intervenciones en los primeros 6 meses pozo P-40.

De las variables del modelo solo se excluyen bloque sur medio y bloque sur medio backlimb. El modelo ajusta y a pesar de que en esta zona del campo nos falta información de las intervenciones en los pozos es coherente con el comportamiento en el resto del campo.

4.3.3. Predicción del desempeño WO. En la siguiente tabla se muestran los resultados de los modelos de arena e índice de productividad en los WO propuestos:

WO	Pies a Cañonear	Unidad	Pico IP	Promedio IP	Pico Arena	Promedio Arena	Intervenciones
P-11	83	Km1, Km2 y Km4	0.20	6.04	94382.09	1841.67	0
P-13	39	Km1 y Km4	0.96	4.96	138043.09	13015.68	-2
P-25	21	Km1	-1.70	1.90	-14211.58	-37696.43	3
P-29	236	Km1	8.30	8.55	1587975.5 1	32443.52	5

Tabla 7. Resultados modelos IP, arena e intervenciones en los WO a ejecutarse este año.

El valor negativo en el cálculo del Pico Índice de Productividad en el P-25 puede deberse a que este pozo se encuentra en el bloque Sur y el modelo solo tiene en cuenta el bloque Sur medio. Adicionalmente se cañoneará Km1 y el modelo no tiene en cuenta esta unidad, solamente Km4.

Los valores negativos en los cálculos de Promedio y Pico de arena nos están indicando que este WO en P-25 producirá muy poca o nada de arena, teniendo en cuenta lo observado en los mapas predictivos del punto anterior y la validación de los modelos en los pozos existentes donde se confirma que el modelo de arena solo funciona para valores altos.

5. CONCLUSIONES

- Se lograron construir modelos representativos con coeficientes de determinación aceptables que sirven como guía en la planeación de trabajos futuros de workover y guiar el diseño de la geometría de nuevos pozos que permita reducir la producción de arena y aumentar el índice de productividad.
- Por medio de los modelos construidos se realizó un análisis de sensibilidad, identificando oportunidades de mejora y riesgos relacionados con bajos valores de Ip y alta producción de arena en la planeación de los pozos de la campaña y WO.
- El modelo de intervenciones predice el número de intervenciones en los primeros 6 meses en todas las zonas del campo. Se válida para el 80% de los pozos.
- Para el pozo a perforarse en la zona de la pared se espera mayor IP a mayor inclinación y pies abiertos, es una oportunidad de mejora ya que se encuentra planeado con 50° , se debería aumentar su inclinación. Así mismo al aumentar la inclinación disminuye la producción de arena.
- El mejor escenario con respecto al IP es perforar el pozo P-40 con una inclinación de 42° y con respecto a la producción de arena se recomienda cañonear menos de 460ft.

- En los modelos de regresión del índice de productividad correlaciona mejor el promedio y no el dato puntual esto puede ocurrir ya que el pico puede tener errores desde el punto de vista de la toma de datos.
- Al correr los modelos de arena en los pozos del plan, dan valores en rangos diferentes. Se confía en el modelo de pico de arena ya que en el caso del P-35 los valores son cercanos a los de los pozos aledaños.
- Los modelos de arena funcionan para producción por encima de 166PTB. Los valores negativos indican baja producción de arena.
- Los modelos creados sirven como una guía cualitativa en los bloques donde no se tiene información.

6. RECOMENDACIONES

- Incluir datos de producción para el cálculo del IP de los cinco pozos que hacen falta.
- Para tener una evaluación completa de todos los bloques del campo es necesario incluir los datos de producción de arena de los pozos P-20, 21, 22, 23, 25, 26, 31, 33ST, 34 y 36ST, pertenecientes a los bloques centro, norte y sur.
- Se recomienda hacer modelos por bloques estructurales para diferenciar el comportamiento de la producción de arena y su relación con las demás variables como familias de fracturas. Es necesario un trabajo a futuro de recopilación, adquisición e interpretación de información. En pozos futuros se sugiere tomar presiones e imágenes. En los datos de producción actual incluir la producción de arena.
- Para validar producción de arena, se recomienda correr el modelo en un pozo entre P3 y P4 en el bloque norte del campo, donde se espera presión en o cercana a la original y zonas nuevas que es donde históricamente se ha presentado la mayor producción de arena. A la fecha no hay pozos dentro de esta zona en el plan de desarrollo.
- Para tener un Índice de Productividad más alto se recomienda perforar los pozos en dirección perpendicular a la dirección preferencial de las fracturas.

BIBLIOGRAFÍA

- ACEVEDO, Maria y NARANJO, Abel. Análisis De Pruebas De Presión En Yacimientos Naturalmente Fracturados Y Sensibles A Esfuerzos. 76. Dyna. 2009
- AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Estados Unidos: 1980.
- AGUILERA, Roberto. Recovery Factors And Reserves In Naturally Fractured Reservoirs. En: Journal Of Canadian Petroleum Technology, Vol., 38 (1999).
- CLAVIJO ALVAREZ, Julián Alfonso. Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Medellín, Colombia. 2017.
- ARANGO GOMEZ, S. y CALDERON CARRILLO, Z. H. Determinación Del Índice De Intensidad De Fracturamiento Y Su Incidencia Sobre La Permeabilidad De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados {En línea}. 2003. {Junio 2019}. Disponible en <https://Bibliotecavirtual.Uis.Edu.Co/Login?Url=Http://Search.Ebscohost.Com/Login.aspx?Direct=TRUE&Db=Cat00066a&An=Buis.1-124220&Lang=Es&Site=Eds-Live>
- ARAUJO GUERRERO, Edson Felipe. Modelo de predicción y cuantificación de la producción de arena en yacimientos de crudo pesado (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín).
- BABADAGLI, Tayfun. Selection Of Proper Eor Method For Efficient Matrix Recovery In Naturally Fractured Reservoirs. In Spe Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society Of Petroleum Engineers. 2001.
- BABADAGLI, Tayfun. Evaluation Of Eor Methods For Heavy-Oil Recovery In Naturally Fractured Reservoirs. En: Journal Of Petroleum Science And Engineering, Vol., 37 (2003); 1-2, 25-37.
- BLASINGAME, Thomas. A., y LEE, W. J. Properties Of Homogeneous Reservoirs, Naturally Fractured Reservoirs, And Hydraulically Fractured Reservoirs From Decline Curve Analysis. In Permian Basin Oil And Gas Recovery Conference. Society Of Petroleum Engineers. 1986.
- BRATTON, Tom., CANH, Dao. Viet., VAN QUE, Nguyen., DUC, Nguyen. V., GILLESPIE, Paul., HUNT, David., ... y NELSON, Ron. La Naturaleza De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados. En: Oilfield Review, Vol., 18 (2006); 4-25.
- RAMÓN CATALÁN, José Ramón. Geología Estructural y Dinámica Global. 2002.
- FOSSON, Haakon. Structural Geology. Cambridge University Press. 2016.
- HANCOCK, P. L. Brittle microtectonics: principles and practice. En: Journal of structural geology, Vol., 7 (1985); 3-4, 437-457.
- HOCOL, Informes petrofísica.
- HOCOL, Informe interpretación de núcleos.

KAZEMI, H., MERRILL Jr, L. S., PORTERFIELD, K. L., y ZEMAN, P. R. (1976). Numerical Simulation Of Water-Oil Flow In Naturally Fractured Reservoirs. En: Society Of Petroleum Engineers Journal, 16(06), 317-326.

MAVOR, M. J. y CINCO-LEY, H. Transient Pressure Behavior Of Naturally Fractured Reservoirs. In Spe California Regional Meeting. Society Of Petroleum Engineers. 1979.

MENDOZA, R. y VALLE, V. Modelos Petrofísicos Para La Descripción De Yacimientos Fracturados. Ciencias De La Tierra Instituto Politécnico Nacional. México. 1996.

NARR, Wayne, SCHECHTER, David y THOMPSON, Laird. Naturally Fractured Reservoir Characterization. Richardson, Texas: Society Of Petroleum Engineers. Vol., 112 (2006).

NELSON, Ronald. Geologic Analysis Of Naturally Fractured Reservoirs. Elsevier. 2001.

RODRÍGUEZ, Manuel. Geología Estructural. Esfuerzos Y Deformaciones De Las Rocas. Deformación Dúctil: Los Pliegues Y Sus Tipos. Mecanismos De Plegamiento. Deformaciones Frágiles: Diaclasas Y Fallas. Características Y Tipos. Asociaciones De Pliegues Y Fallas. 2012.

STEREONET APP: <https://app.visiblegeology.com/stereonetApp.html>

SMITH, Gerald. Fluid flow and sand production in heavy-oil reservoirs under solution-gas drive. En: SPE Production Engineering. Vol., 3 (1988); 169-180.

WARREN, J. E. y ROOT, P. J. The Behavior Of Naturally Fractured Reservoirs. En: Society Of Petroleum Engineers Journal. Vol., 3 (1963); 245-255.

WIBOWO, I. D., SOBANI, L. F. y LUCIAWATY, M. Successful story of proving-up a new play, an eocene carbonate as a naturally fractured reservoir in offshore North West Java. 2018.