

Indicadores Clave en la Fractura Hidráulica en Argentina: Un Enfoque Visual

Análisis exploratorio a partir de datos públicos sobre
operaciones de fractura hidráulica (2006 - 2025)

Índice

1. Introducción
2. Objetivo
3. Contexto
4. Alcance
5. Glosario de términos
6. Diagrama Entidad – Relación
7. Limpieza Inicial
8. Columnas Agregadas
9. Modelo de tabla
10. Tablas Auxiliares
11. Medidas DAX
12. Visualización de resultados
13. Conclusión de hallazgos visuales
14. Proyecciones y evolución

01. Introducción:

Este informe presenta un análisis visual y exploratorio de las operaciones de fractura hidráulica realizadas en Argentina entre 2006 y 2025. Utilizando datos públicos y herramientas de visualización interactiva, se identifican patrones, tendencias y particularidades en torno a la actividad, con foco en las principales formaciones geológicas y empresas operadoras. El estudio busca aportar claridad y valor interpretativo a partir de indicadores clave como el volumen de arena, la longitud de pozos horizontales y la intensidad de fractura, entre otros.

Autor: Juan Manuel Pizzorno

Fecha: Abril - 2025.

02. Objetivo:

El objetivo de este informe es explorar el comportamiento de indicadores técnicos asociados a la fractura hidráulica en Argentina, identificando patrones relevantes en función del tiempo, la formación geológica y la empresa operadora.

03. Contexto:

En las últimas dos décadas, la fractura hidráulica se consolidó como una de las técnicas clave para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Argentina, especialmente en la formación Vaca Muerta. Este crecimiento sostenido de la actividad ha generado un volumen significativo de datos técnicos que, si bien están disponibles públicamente, no siempre han sido sistematizados ni explorados en profundidad.

En este marco, el presente estudio propone una aproximación visual e interpretativa de los principales indicadores operativos a lo largo del tiempo, con el objetivo de facilitar la comprensión del fenómeno, revelar patrones y detectar oportunidades para el análisis comparativo entre actores, zonas y periodos.

04. Alcance:

El análisis presentado en este informe se basa en datos públicos correspondientes a operaciones de fractura hidráulica realizadas en Argentina entre los años 2006 y 2025. Se incluyen variables como el volumen de arena utilizado, la longitud horizontal de los pozos, la cantidad de etapas y fracturas, y su distribución en el tiempo según la empresa operadora y la formación geológica.

No se abordan aspectos vinculados a la producción resultante, costos operativos, ni análisis geológicos en profundidad. El dataset original fue publicado por la Secretaría de Energía de la Nación y se encuentra disponible en el siguiente enlace:

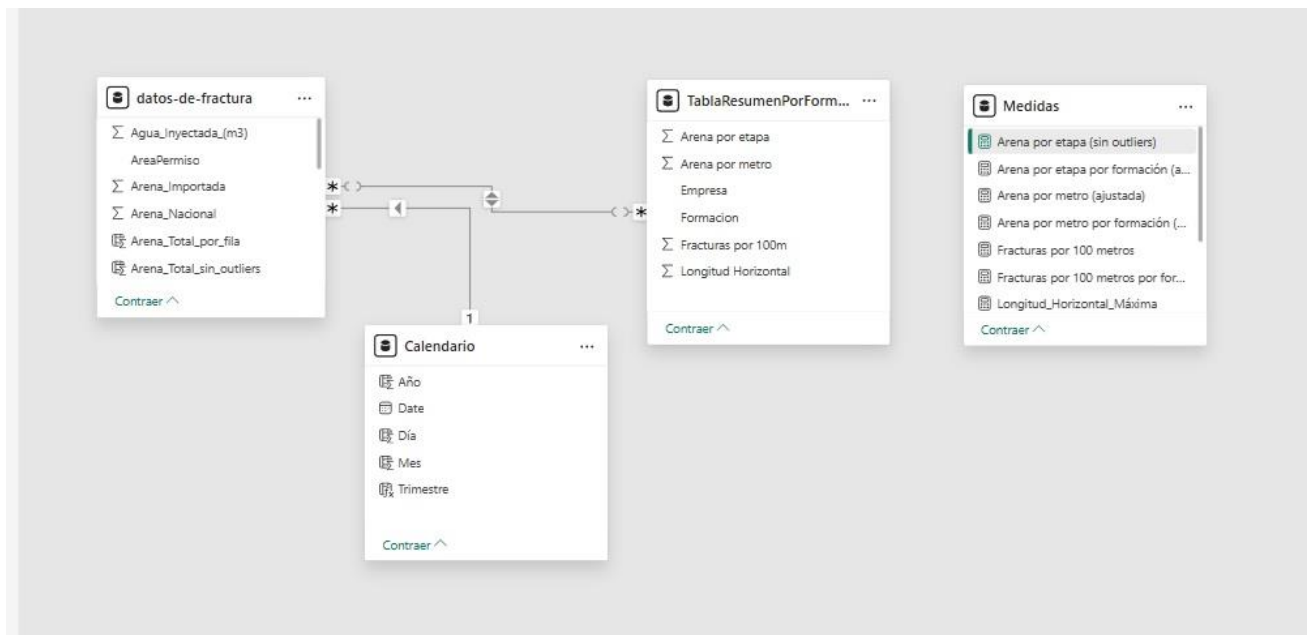
https://datos.gob.ar/lv/dataset/energia-datos-fractura-pozos-hidrocarburos-adjunto-iv/archivo/energia_2280ad92-6ed3-403e-a095-50139863ab0d

05. Glosario de Términos:

- **Fractura hidráulica:** Técnica utilizada para aumentar la producción de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos a alta presión que generan fracturas en la roca reservorio.
- **Etapas de fractura:** Unidad operativa dentro del proceso de fractura, en la que se inyecta fluido y arena en una sección específica del pozo horizontal.
- **Arena por etapa:** Cantidad de arena utilizada en una sola etapa de fractura. Se mide en toneladas.
- **Arena por metro:** Promedio de arena utilizada por cada metro de longitud horizontal del pozo.
- **Longitud horizontal:** Extensión horizontal del pozo desde el punto de desvío vertical hasta el final del tramo perforado en el reservorio.
- **Fracturas por 100m:** Cantidad promedio de fracturas realizadas por cada 100 metros de longitud horizontal, utilizado como indicador de intensidad de fracturación.
- **Formación (o Formación geológica):** Unidad de roca con características geológicas distintivas, como Vaca Muerta, Lajas o Los Molles, donde se realizan las operaciones de fractura.
- **Empresa informante:** Operadora responsable de realizar y reportar la operación de fractura (ej. YPF, Vista, PAE).

- **Recuento de registros:** Número total de registros disponibles para una combinación específica de variables (como año, empresa o formación), utilizado para validar la representatividad de los datos.

06. Diagrama Entidad – Relación (DER):



El diagrama presenta de forma visual cómo se estructuran y relacionan las diferentes tablas utilizadas en este análisis. Cada rectángulo representa una **entidad** (es decir, una tabla de datos), y las líneas entre ellas indican las **relaciones** existentes, generalmente basadas en columnas comunes.

07. Limpieza Inicial del Dataset.

Durante el proceso de preparación de los datos se eliminaron varias columnas del dataset original. Esta decisión se tomó con el objetivo de simplificar el modelo de datos, reducir redundancias y enfocarse únicamente en la información relevante para los indicadores definidos en este análisis.

Las columnas descartadas correspondían principalmente a:

- Datos que no aportaban valor analítico en el contexto del estudio.
- Información redundante, replicada en otras columnas con nombres diferentes.
- Campos administrativos o técnicos sin aplicación directa en los objetivos de visualización.

Esta depuración permitió optimizar el rendimiento del modelo y facilitar la exploración de los datos de interés, sin comprometer la integridad de la información ni los hallazgos obtenidos. A continuación se detallan los campos que no fueron tenidos en cuenta:

- id_base_fractura_adkiv
- idpozo
- sigla
- fecha_data
- anio_if
- mes_if
- anio_ff
- mes_ff
- anio_carga
- mes_carga
- mes
- anio

08. Columnas Agregadas a la Tabla Principal.

Durante el proceso de transformación del dataset original, se incorporaron nuevas columnas a la tabla principal con el objetivo de facilitar el análisis y construir indicadores más precisos. Estas columnas fueron calculadas en función de los datos originales y cumplen roles específicos dentro del modelo:

- **Arena_Total_por_fila:** Calcula el total de arena utilizada en cada fila del conjunto de datos, permitiendo así un análisis detallado del volumen de arena por operación o etapa.
- **Arena_Total_sin_outliers:** Variante de la columna anterior en la que se excluyen valores atípicos (outliers), con el fin de evitar que operaciones con volúmenes extremos distorsionen los indicadores generales
- **id_registro:** Columna creada para establecer un identificador único por registro (clave primaria), lo cual es una buena práctica en modelos de datos para garantizar la trazabilidad y facilitar las relaciones con otras tablas.

Estas adiciones fueron clave para enriquecer la base de datos y garantizar la solidez del análisis visual e interpretativo posterior. Algunos de los nombres de los campos que ya se encontraban en la tabla original fueron modificados para facilitar su lectura.

09. Modelo de la Tabla Principal utilizada.

Columna	Descripción Breve	Tipo de dato	Observaciones
id_registro	Clave Primaria (PK)	Int (Número entero)	
Cuenca	Región de extracción	Texto	
AreaPermiso	Área de concesión	Texto	
Yacimiento	Nombre del yacimiento	Texto	
Formacion_Productiva	Formación geológica	Texto	
Tipo_Reservorio	Clasificación del reservorio	Texto	(convencional/no convencional)
Subtipo_Reservorio	Detalle del reservorio	Texto	(shale/tight)
Longitud_Horizontal_(m)	Longitud tratada en la etapa	Int (Número entero)	
Cantidad_Fracturas	Número de fracturas realizadas	Int (Número entero)	
Tipo_Terminacion	Técnica de finalización	Texto	(punzado/tapón disparo)
Arena_Nacional	Toneladas de arena de origen nacional	Int (Número entero)	
Arena_Importada	Toneladas de arena importada	Int (Número entero)	

Agua_Inyectada_(m3)	Volumen de agua inyectada	Int (Número entero)
co2_Inyectado_(m3)	Volumen de co2 inyectado	Int (Número entero)
Presion_Pico_Fractura_(psi)	Valor máximo de presión alcanzado	Int (Número entero)
Potencia_Equipos_Fractura_(hp)	Capacidad de los equipos utilizados	Int (Número entero)
Fecha_Inicio_Fractura	Fecha de comienzo de las operaciones	Date (Fecha)
Fecha_Fin_Fractura	Fecha de fin de las operaciones	Date (Fecha)
Empresa_Informante	Empresa que reportó los datos	Texto
Arena_Total_por_fila	Suma de arena nacional e importada	Int (Número entero)
Arena_Total_sin_outliers	Arena total sin valores atípicos	Int (Número entero)

Dimensiones de la tabla principal: (21 columnas x 4092 filas)

10. Tablas Auxiliares:

Además de la tabla principal, se generaron tres tablas auxiliares que cumplen funciones específicas dentro del modelo de datos. Estas estructuras fueron creadas para facilitar la segmentación temporal, resumir información clave por unidad geológica y organizar las medidas calculadas que alimentan los gráficos del tablero. A continuación, se describe brevemente el propósito de cada una. Puede acceder al detalle de todas las tablas desde la Vista de Tabla en Power BI.

Calendario:

Tabla auxiliar generada para facilitar análisis temporales. Incluye una fila por día y columnas como año, mes, trimestre y nombre del mes, permitiendo ordenar cronológicamente y segmentar los datos temporalmente.

TablaResumenPorFormacion:

Tabla resumen que agrupa la información por formación geológica, mostrando totales, promedios y métricas clave para cada una. Permite comparar el comportamiento de las formaciones respecto a variables operativas.

Medidas:

Tabla contenedora de todas las medidas DAX calculadas en el modelo, separadas del resto para mejorar la organización y facilitar su mantenimiento. Incluye indicadores como promedios, totales, conteos y métricas personalizadas para el análisis.

11. Medidas DAX Calculadas:

A continuación se detallan las medidas DAX desarrolladas para este proyecto, acompañadas de una breve descripción de su propósito dentro del análisis.

Arena por etapa (sin outliers) =

```
CALCULATE(  
    AVERAGEX(  
        FILTER(  
            'datos-de-fractura',  
            'datos-de-fractura'[Cantidad_Fracturas] > 0 &&  
            'datos-de-fractura'[Arena_Total_por_fila] < 1000  
        ),  
        'datos-de-fractura'[Arena_Total_por_fila] / 'datos-de-  
fractura'[Cantidad_Fracturas]  
    )  
)
```

Esta medida calcula la cantidad promedio de arena utilizada por etapa de fractura, excluyendo valores atípicos evidentes (mayores a 1000 toneladas por etapa). Fue utilizada inicialmente para identificar outliers que distorsionaban los promedios generales.

Arena por etapa por formación (ajustada) =

```
AVERAGEX(  
    FILTER(  
        'datos-de-fractura',  
        'datos-de-fractura'[Cantidad_Fracturas] > 0 &&  
        NOT ISBLANK('datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers])  
    ),  
    'datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers] / 'datos-de-  
fractura'[Cantidad_Fracturas]  
)
```

Versión refinada de la medida anterior. Utiliza una columna previamente depurada (Arena_Total_sin_outliers), que excluye tanto valores extremos como ceros que sesgaban el promedio. Se calcula solo sobre registros con al menos una fractura, y permite realizar comparaciones más precisas entre formaciones.

Arena por metro (ajustada) =

```
AVERAGEX(  
  FILTER(  
    'datos-de-fractura',  
    'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] >= 100 &&  
    NOT ISBLANK('datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers]) &&  
    ('datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers] / 'datos-de-  
fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] <= 5)  
  ),  
  'datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers] / 'datos-de-  
fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]  
)
```

Calcula la cantidad promedio de arena inyectada por metro de pozo horizontal, utilizando datos depurados (Arena_Total_sin_outliers). Se excluyen registros con longitudes menores a 100 m o valores extremos (más de 5 toneladas por metro), para evitar sesgos y asegurar la representatividad del promedio.

Arena por metro por formación (ajustada) =

```
AVERAGEX(  
  FILTER(  
    'datos-de-fractura',  
    'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] >= 100 &&  
    NOT ISBLANK('datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers]) &&  
    VAR arenaPorMetro = 'datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers] / 'datos-  
de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]  
    RETURN  
    arenaPorMetro >= 0.1 && arenaPorMetro <= 5  
  ),  
  'datos-de-fractura'[Arena_Total_sin_outliers] / 'datos-de-  
fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]  
)
```

Calcula el promedio de arena inyectada por metro de pozo horizontal dentro de un rango considerado representativo (entre 0.1 y 5 toneladas por metro). Esto mejora la precisión del análisis por formación, descartando tanto valores atípicamente bajos como altos.

Fracturas por 100 metros =

```
DIVIDE(  
    SUM('datos-de-fractura'[Cantidad_Fracturas]),  
    CALCULATE(  
        SUM('datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]),  
        FILTER(  
            'datos-de-fractura',  
            'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] > 0 &&  
            'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] < 10000  
        )  
    )  
    ) * 100
```

Estima la cantidad promedio de fracturas aplicadas cada 100 metros, considerando sólo pozos con longitudes válidas. Permite evaluar la intensidad del tratamiento hidráulico aplicado.

Fracturas por 100 metros por formación =

```
AVERAGEX(  
    FILTER(  
        'datos-de-fractura',  
        'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] >= 100 &&  
        NOT ISBLANK('datos-de-fractura'[Cantidad_Fracturas])  
    ),  
    'datos-de-fractura'[Cantidad_Fracturas] / 'datos-de-  
fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] * 100  
    )
```

Calcula el promedio de fracturas cada 100 metros a nivel de registro, permitiendo comparar la intensidad del tratamiento entre diferentes formaciones geológicas.

Longitud_Horizontal_Máxima =

```
MAX('datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)])
```

Devuelve el valor más alto de longitud horizontal perforada entre todos los registros, permitiendo identificar el pozo con la mayor extensión lateral.

Promedio Longitud Horizontal (sin ceros y sin outliers) =

```
ROUND(
  AVERAGEX(
    FILTER(
      'datos-de-fractura',
      'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] > 0 &&
      'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] < 10000
    ),
    'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]
  ),
  1
)
```

Calcula la longitud promedio perforada, excluyendo registros con valor cero o superiores a 10.000 metros para evitar distorsiones causadas por errores de carga o valores extremos.

Promedio Longitud Horizontal por Formación (ajustada) =

```
AVERAGEX(
  FILTER(
    'datos-de-fractura',
    'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] >= 100 &&
    'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] <= 10000 &&
    NOT ISBLANK('datos-de-fractura'[Formacion_Productiva])
  ),
  'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]
)
```

Calcula el promedio de longitud horizontal perforada para cada formación productiva, descartando valores extremos (menores a 100 m o mayores a 10.000 m) y registros sin formación asignada.

Promedio_Longitud_Horizontal_(sin_ceros) =

```
ROUND(  
    AVERAGEX(  
        FILTER(  
            'datos-de-fractura',  
            'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)] > 0  
        ),  
        'datos-de-fractura'[Longitud_Horizontal_(m)]  
    ),  
    1  
)
```

Calcula el promedio de longitud horizontal considerando únicamente los pozos con valores mayores a cero, sin aplicar filtros para descartar valores atípicos.

Suma Fracturas = SUM('datos-de-fractura'[Cantidad_Fracturas])

Suma la cantidad total de fracturas registradas en todos los pozos del conjunto de datos. Es una métrica base utilizada para otros indicadores derivados.

Nota: Evolución de las medidas DAX

Durante el desarrollo del análisis, se fueron generando diferentes medidas con propósitos similares. En algunos casos, esto se debió a iteraciones para mejorar la precisión del análisis, por ejemplo, al identificar la presencia de valores atípicos que influenciaban los resultados iniciales.

Algunas medidas quedaron como versiones preliminares, mientras que otras fueron refinadas para asegurar una representación más fiel de los datos. Aunque puede haber cierto grado de superposición, se ha optado por conservarlas dentro del modelo por su utilidad en distintas etapas del desarrollo o como referencia comparativa.

12. Visualización de resultados:

Portada del tablero interactivo.



Índice de navegación.

Índice	
Formación	Comparativa
Arena por Etapa por Formación	Relación Arena vs Longitud
Arena por metro por Formación	
Fracturas por Formación	Evolución Temporal
Longitud por Formación	Evolución Temporal por Formación I
	Evolución Temporal por Formación II
	Evolución Temporal por Empresa I
	Evolución Temporal por Empresa II
	Conclusión
Empresa	
Arena por Etapa por Empresa	
Fracturas por Empresa	
Longitud por Empresa	
Arena por metro por Empresa	

Gráfico 1. Arena por Formación (Promedio por Etapa en Toneladas).



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico revela diferencias significativas en la cantidad promedio de arena utilizada por etapa según la formación geológica:

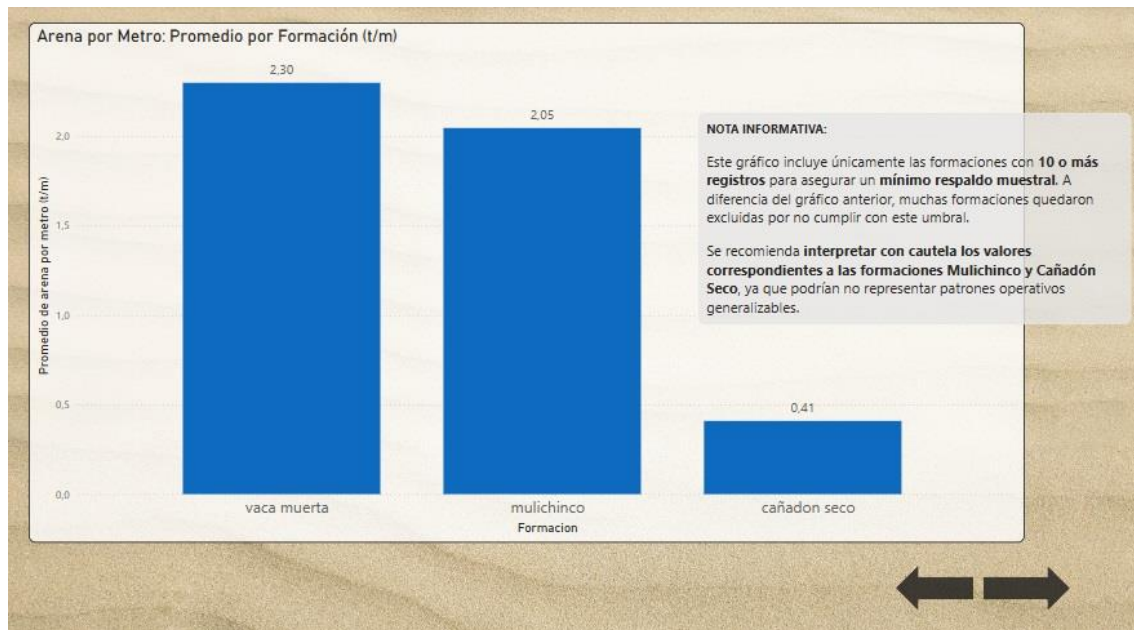
Precuyo muestra un valor excepcionalmente alto (513 toneladas por etapa), aunque se debe tener precaución con su interpretación debido al **bajo respaldo muestral** (25 registros), lo que podría generar un sesgo en el promedio.

Magallanes también exhibe un valor elevado (252 toneladas), destacándose por encima de la media general (línea punteada).

En contraste, formaciones como **Los Molles, Lajas y Cañadón Seco** presentan valores considerablemente más bajos (entre 23 y 53 toneladas), lo que podría estar relacionado con prácticas de estimulación menos intensivas o con limitaciones geológicas.

Este análisis sugiere que la intensidad del tratamiento de fractura hidráulica varía sustancialmente entre formaciones. Las formaciones con mayores volúmenes de arena por etapa podrían estar asociadas a pozos más exigentes en términos de estimulación o con objetivos de mayor producción. Sin embargo, la calidad del dato también debe ser considerada para evitar conclusiones erróneas.

Gráfico 2.



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico permite comparar la eficiencia en la distribución de arena por metro de rama horizontal entre distintas formaciones:

Vaca Muerta se posiciona como la formación con mayor promedio (**2,30 toneladas por metro**), seguida de cerca por **Mulichinco (2,05 t/m)**. Estos valores reflejan una estrategia intensiva de estimulación, posiblemente asociada a un mayor desarrollo tecnológico o a condiciones geológicas que permiten altos niveles de inyección por unidad de longitud.

En contraste, **Cañadón Seco** presenta un valor significativamente más bajo (**0,41 t/m**), lo que sugiere prácticas operativas mucho menos intensivas o limitaciones técnicas propias de la formación.

Es importante remarcar que el análisis considera únicamente formaciones con **al menos 10 registros válidos**, lo que mejora la robustez estadística del resultado. No obstante, los valores de **Mulichinco y Cañadón Seco** deben interpretarse con cautela, ya que sus bases de datos, aunque superiores al umbral mínimo, siguen siendo limitadas.

Este gráfico aporta una visión valiosa para evaluar **el grado de estimulación relativa aplicado por metro de pozo horizontal**, información clave para estimar eficiencia técnica y costos operativos por formación.

Gráfico 3.



Insights y hallazgos clave:

El gráfico muestra diferencias notables en el **promedio de fracturas por cada 100 metros horizontales** entre las distintas formaciones. Destacan los valores significativamente altos de **Magallanes (28,92)** y **Cañadón Seco (17,49)**, frente a otros casos como **Vaca Muerta (1,49)** y **Precuyo (1,51)**.

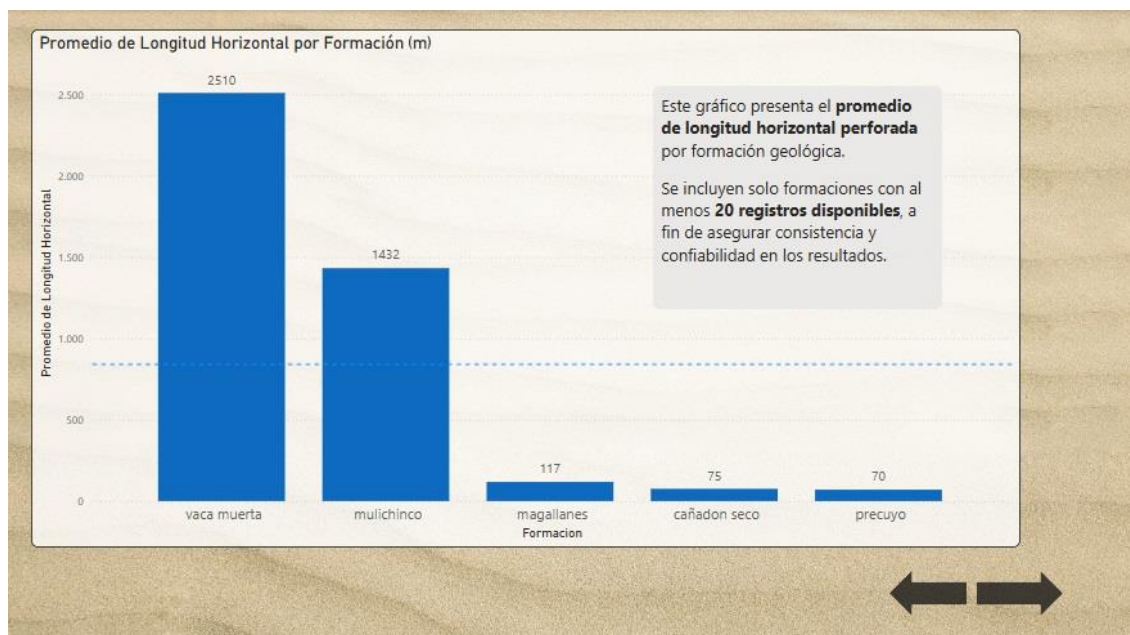
Estas diferencias podrían estar relacionadas con: Condiciones geológicas específicas que requieren mayor densidad de fracturas, estrategias operativas distintas según la empresa o la etapa de desarrollo del yacimiento, o bien, longitudes horizontales menores, lo que eleva la densidad relativa de fracturas.

Si bien **Vaca Muerta** tiene el respaldo muestral más sólido (**1310 registros**), todas las formaciones presentadas cuentan con al menos 20 registros, lo que da solidez relativa a la comparación.

Es recomendable interpretar estos valores en el contexto de otras variables (como longitud horizontal o volumen de arena utilizado) para una evaluación más completa de la eficiencia operativa.

Este gráfico también destaca **diferencias muy marcadas en la densidad operativa de fracturas**. **Magallanes** y **Cañadón Seco** se ven mucho más “fracturados” por tramo horizontal que otras formaciones, lo que puede indicar estrategias de completación más intensivas, distintas condiciones de roca o simplemente diferencias muestrales.

Gráfico 4. Promedio de Longitud Horizontal por Formación (m).



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico evidencia marcadas diferencias en las longitudes horizontales promedio de los pozos entre las distintas formaciones:

Vaca Muerta se destaca ampliamente con una longitud promedio de 2.509,91 metros, respaldada por un sólido conjunto de 1310 registros. Esto es consistente con el desarrollo masivo y la alta inversión tecnológica aplicada en esta formación, considerada de clase mundial.

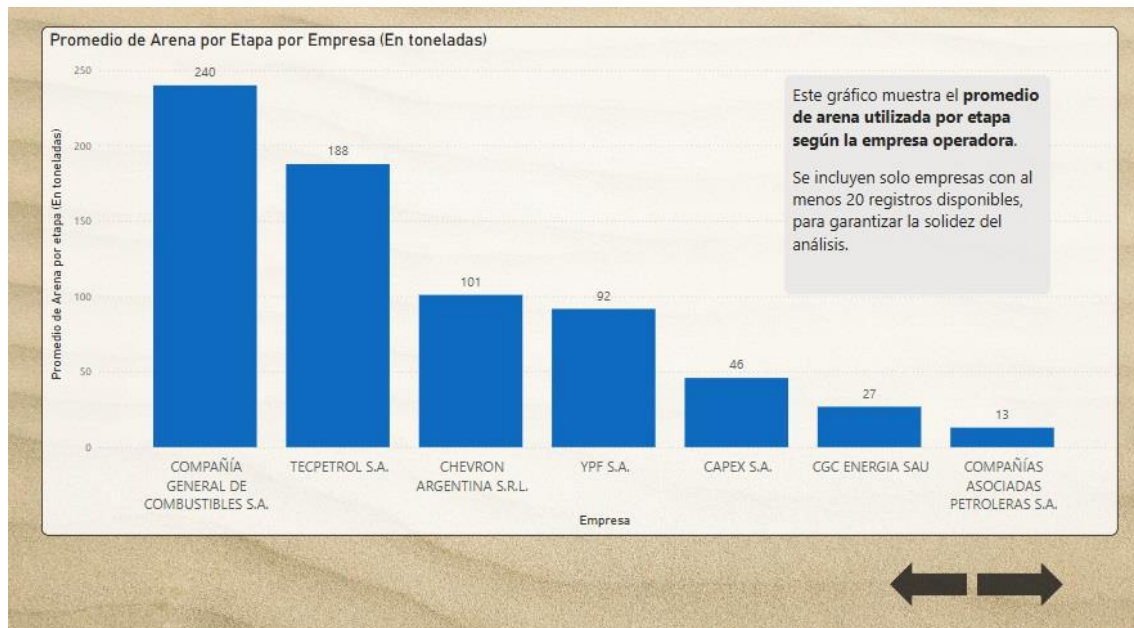
Mulichinco presenta una longitud considerable (1.432,32 metros), aunque con una base de datos más limitada. Podría reflejar intentos de replicar estrategias similares a las de Vaca Muerta. **Magallanes, Cañadón Seco y Precuyo muestran longitudes mucho menores (entre 70 y 120 metros)**, lo cual podría indicar: Que se trata de pozos más antiguos o de geometrías más simples, que estas formaciones no permiten largos desarrollos horizontales por razones geológicas o una menor aplicación de técnicas de fractura horizontal.

Estas diferencias son relevantes al analizar la eficiencia del uso de recursos (arena, etapas de fractura), ya que pozos más largos permiten distribuir mejor los recursos, pero también implican mayores costos operativos.

Este gráfico expone diferencias muy marcadas en la estrategia de perforación entre formaciones. Claramente, **Vaca Muerta y Mulichinco apuntan a ramas horizontales**

extensas, lo que puede indicar mayores expectativas de productividad o mejor viabilidad geomecánica, en contraste con otras formaciones con ramas mucho más cortas.

Gráfico 5. Promedio de Arena por Etapa por Empresa (En toneladas).



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico expone diferencias significativas en las cantidades de arena utilizadas por etapa de fractura hidráulica entre distintas operadoras:

Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol S.A. lideran con los valores más altos, utilizando en promedio 239,82 y 187,63 toneladas por etapa respectivamente. Esto podría estar asociado a pozos con mayores longitudes, formaciones más exigentes, o a estrategias operativas orientadas a una estimulación más agresiva.

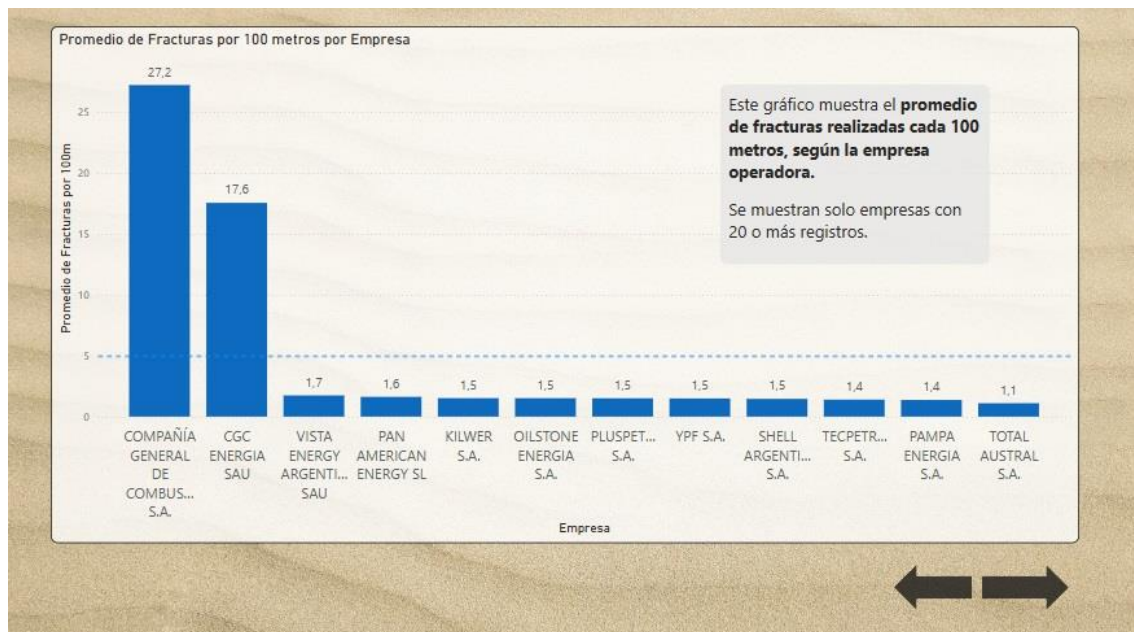
Chevron Argentina S.R.L. y YPF S.A. se posicionan en un rango intermedio, con 100,93 y 91,63 toneladas respectivamente. El caso de YPF es particularmente interesante dado su alto volumen de operaciones en Vaca Muerta. El valor promedio podría reflejar una optimización de recursos o una mayor estandarización de las etapas.

Capex S.A., CGC Energía S.A.U. y Compañías Asociadas Petroleras S.A. muestran valores significativamente más bajos, por debajo de 50 toneladas por etapa. Estas

diferencias podrían deberse a distintos enfoques tecnológicos, escala de operación, características geológicas o incluso a diferencias en la época de ejecución de los trabajos.

Este gráfico permite detectar patrones de diseño de etapa según la empresa operadora, lo cual puede estar vinculado a factores técnicos (geomecánica, diseño de ingeniería) o estratégicos (costo-beneficio, aprendizaje acumulado, tipo de contrato). Es excelente como disparador de comparaciones entre empresas.

Gráfico 6. Promedio de Fracturas por 100 metros por Empresa.



Insights y hallazgos:

Este gráfico muestra el promedio de fracturas hidráulicas realizadas cada 100 metros de pozo horizontal por empresa, lo que puede interpretarse como un indicador de la densidad de fracturación o la intensidad operativa.

Compañía General de Combustibles S.A. se destaca claramente con un valor promedio de 27,23 fracturas cada 100 metros, lo cual sugiere una estrategia de altísima densidad de etapas de fractura. **Este valor se encuentra muy por encima del promedio general.**

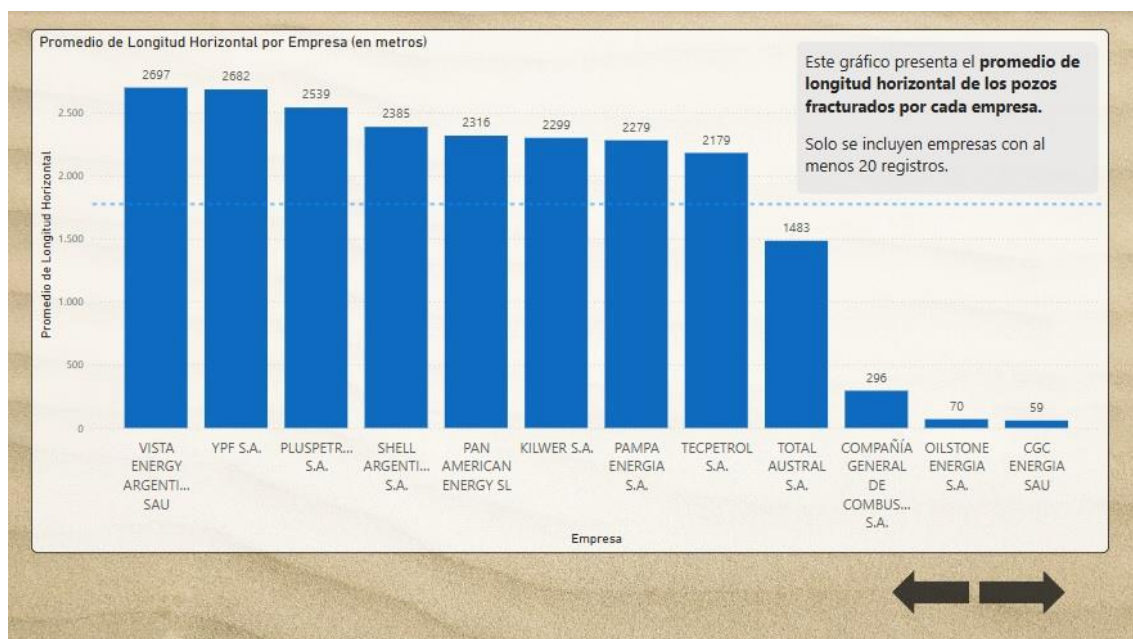
CGC Energía S.A.U. también muestra un valor elevado (17,56 fracturas/100m), aunque sensiblemente menor que CGC.

A partir de este punto, se observa una clara caída en la densidad de fracturación, con la mayoría de las empresas posicionadas en un rango mucho más moderado, entre 1,10 y 1,74 fracturas por 100m, lo cual representa una práctica más conservadora o distinta en cuanto a diseño de completación.

YPF, que cuenta con una gran cantidad de registros (720), se encuentra dentro de este segundo grupo, lo cual permite suponer que su enfoque busca un equilibrio entre eficiencia y consumo de recursos.

Lllaman la atención los valores extremos, sobre todo el caso de **CGC**, que podría estar sesgado por una o pocas campañas con diseño altamente denso. Sería recomendable cruzar estos datos con el largo horizontal y consumo de arena para validar si efectivamente se trata de una estrategia sostenida o de un caso aislado.

Gráfico 7. Promedio de Longitud Horizontal por Empresa (en metros).



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico presenta la longitud promedio del tramo horizontal de los pozos donde se realizaron fracturas hidráulicas, por empresa. La longitud horizontal es un factor clave en la producción no convencional, ya que determina la extensión a estimular y, por lo tanto, el volumen potencial de hidrocarburos extraíbles.

Se destaca un grupo de empresas —entre ellas **YPF, Vista, Pan American Energy y Pluspetrol**— que muestran longitudes horizontales promedio entre 2.179 y 2.697 metros, lo que evidencia una estrategia basada en pozos de largo alcance, típicos de formaciones no convencionales como **Vaca Muerta**.

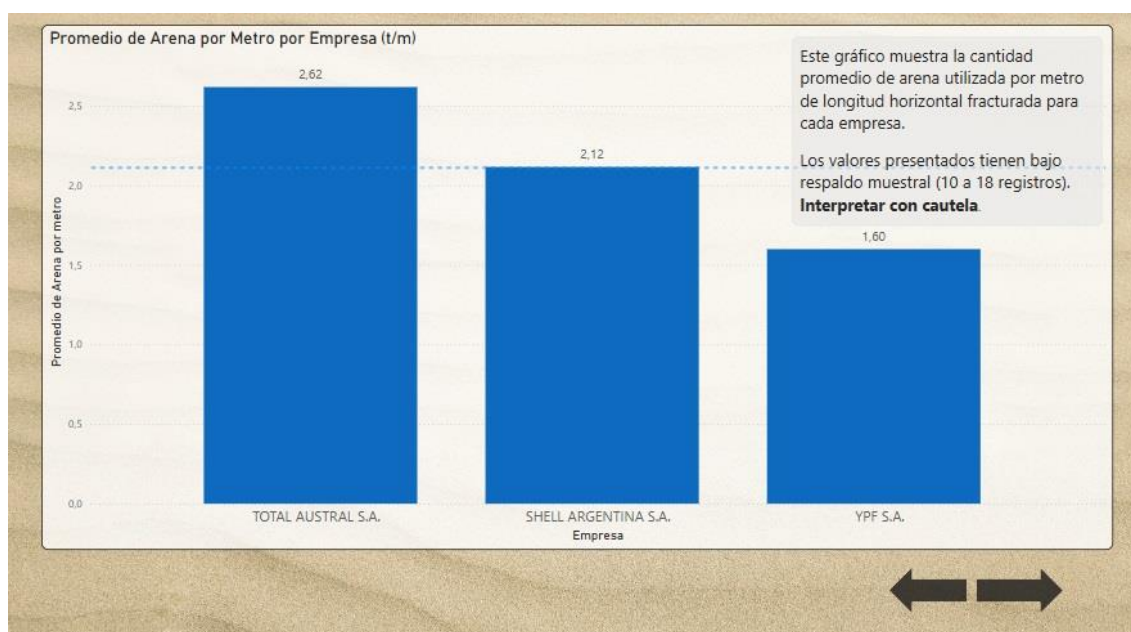
Por el contrario, **Total Austral, CGC Energía, Compañía General de Combustibles y Oilstone Energía** presentan longitudes horizontales considerablemente menores, que van desde 1.485 m (Total) hasta apenas 59 m (CGC), lo que sugiere que muchas de sus operaciones podrían estar orientadas a formaciones convencionales o pozos verticales/reentrados.

Este comportamiento está estrechamente relacionado con el gráfico anterior (fracturas por 100m). Las empresas con longitudes horizontales más cortas tienden a mostrar valores mucho más altos de fracturas por 100m, lo que indica una mayor densidad de fracturas en una extensión más reducida.

Por ejemplo, **CGC Energía**, que tenía 17,56 fracturas por 100m, muestra longitudes horizontales promedio de solo 59 m, lo cual indica que están haciendo muchas fracturas en tramos muy cortos. Esto podría responder a pozos verticales con múltiples fracturas o a estrategias específicas de estimulación en formaciones compactas.

Este análisis conjunto revela diferencias significativas en las estrategias operativas, que pueden depender de la formación geológica, la tecnología utilizada, el acceso a infraestructura y los objetivos de producción de cada empresa.

Gráfico 8. Promedio de Arena por Metro por Empresa (t/m).



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico muestra el promedio de arena utilizada por metro de longitud horizontal fracturada, lo cual permite una aproximación a la eficiencia operativa de las empresas en términos de consumo de material por unidad de pozo.

Los valores presentados deben tomarse con precaución, ya que solo tres empresas cumplen con el umbral mínimo de registros (≥ 10), siendo este un respaldo muestral limitado:

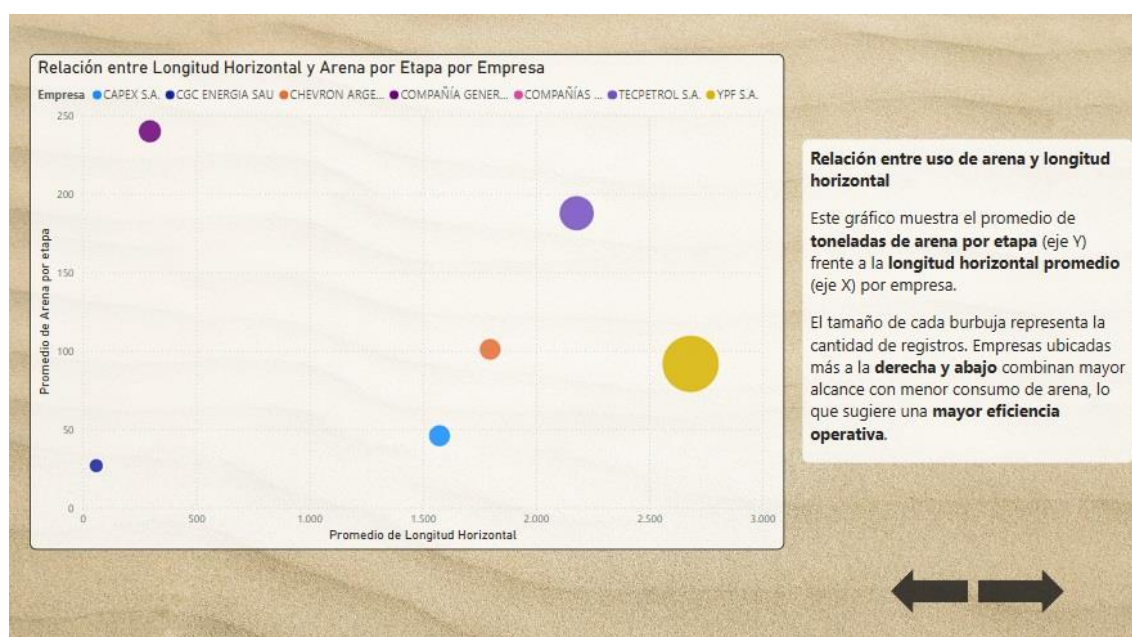
Total Austral se posiciona con el promedio más alto (2,62 toneladas por metro), aunque con tan solo 10 registros.

Le siguen **Shell Argentina** (2,12 t/m, 18 registros) y **YPF** (1,60 t/m, 12 registros).

Dado que el uso de arena puede variar significativamente según el tipo de pozo, la formación geológica y el diseño del tratamiento, **la baja cantidad de datos limita las conclusiones firmes**.

Recomendación: Este gráfico se incluye como referencia exploratoria, y se sugiere tomar los valores como indicativos y no definitivos. Un mayor volumen de datos permitiría evaluar con más solidez las estrategias de eficiencia por empresa.

Gráfico 9. Relación entre Longitud Horizontal y Arena por Etapa por Empresa.



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico permite visualizar la eficiencia operativa de distintas empresas en función del promedio de arena utilizada por etapa (eje Y) y la longitud horizontal promedio de los pozos (eje X). **A mayor longitud horizontal con menor uso de arena, mejor se considera la eficiencia del diseño de estimulación.**

Las burbujas representan distintas empresas y su tamaño indica la cantidad de registros disponibles, brindando un respaldo muestral a los valores mostrados.

Empresas ubicadas en la esquina inferior derecha (como **YPF**) combinan gran alcance horizontal con un uso moderado de arena, lo que refleja altos niveles de eficiencia y consistencia técnica.

Empresas en la parte superior izquierda, como **Compañía General de Combustibles S.A.**, presentan altos consumos de arena con resultados limitados en longitud, lo cual puede señalar oportunidades de mejora.

Algunas empresas como **CGC Energía SAU**, con longitudes muy reducidas, podrían estar operando en contextos técnicos diferentes, como campos marginales o pozos verticales reinyectados.

Detalle:

- **X:** Longitud horizontal (objetivo deseado: lo más alto posible)
- **Y:** Arena utilizada por etapa (recurso utilizado: lo más bajo posible)
- **Tamaño de burbuja:** Recuento de registros (respaldo muestral)

La idea central es que una empresa eficiente lograría mayor longitud horizontal usando menos arena → esquina inferior derecha del gráfico.

Ejemplo de una empresa con eficiencia relativa alta:

- **YPF**
- **Longitud Promedio:** 2.682 m
- **Arena por etapa:** 92 t
- **Registros:** 1891

Es la mejor posicionada en términos de eficiencia relativa y respaldo muestral. Su burbuja está bien a la derecha (mayor longitud) y hacia abajo (arena moderada), lo que podría reflejar una operación optimizada y consistente.

Este gráfico no solo permite comparar el desempeño relativo entre empresas, sino que además destaca la relación entre uso de recursos y resultado obtenido, lo cual puede utilizarse para establecer líneas base de eficiencia o proponer mejoras operativas.

Gráfico 10. Evolución Anual de la Cantidad de Fracturas por Formación.



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico permite visualizar la evolución de la actividad de fractura hidráulica a lo largo del tiempo, destacando particularmente el comportamiento de la formación Vaca Muerta:

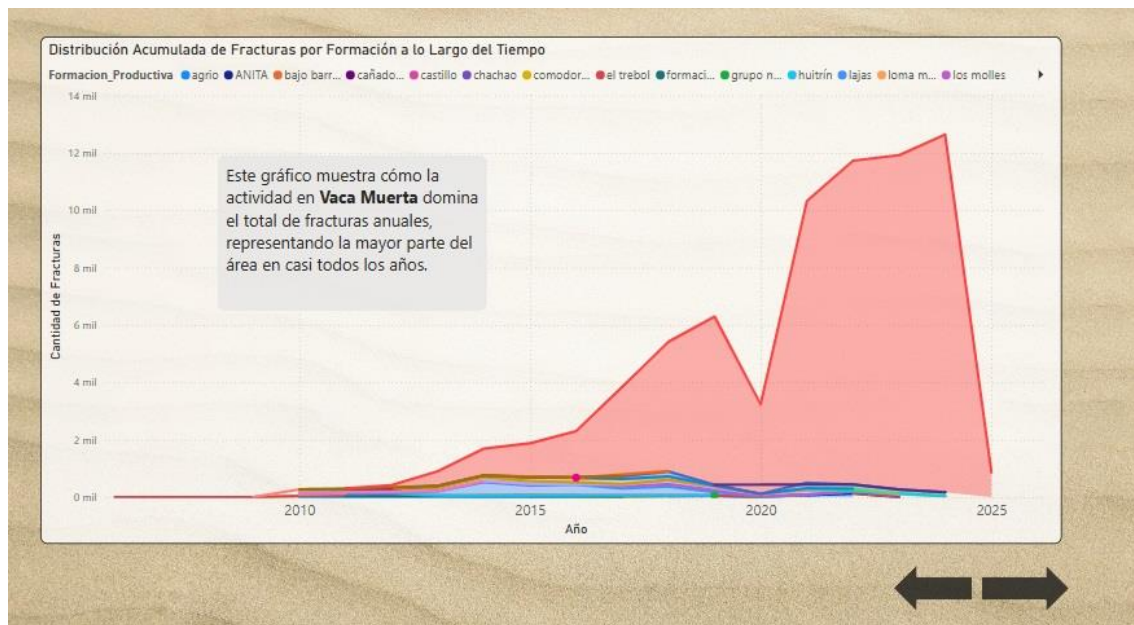
Se observa un **crecimiento sostenido en la cantidad de fracturas desde 2010**, con un marcado aumento a partir de 2016.

Entre 2019 y 2023, la actividad alcanzó un **nivel de madurez y estabilización**, con más de **10.000 fracturas anuales**, consolidando a **Vaca Muerta** como el **principal polo de desarrollo no convencional en el país**.

El leve descenso en 2020 coincide con la desaceleración global vinculada a la pandemia de COVID-19, mientras que los valores de **2025** deben interpretarse con cautela, ya que **podrían estar subestimados por registros aún incompletos**.

Este gráfico evidencia el impacto creciente de Vaca Muerta en la matriz energética argentina, y puede servir como base para evaluar tendencias de inversión, madurez operativa y planificación futura. Además, **el selector de formaciones permite contrastar esta evolución con otras cuencas o formaciones**, que en muchos casos presentan niveles de actividad considerablemente menores.

Gráfico 11. Distribución Acumulada de Fracturas por Formación a lo Largo del Tiempo.



Insights y Hallazgos Clave:

Este gráfico de áreas acumuladas evidencia cómo la actividad de fractura hidráulica ha estado dominada de forma casi exclusiva por la formación **Vaca Muerta**:

Desde aproximadamente 2013 en adelante, Vaca Muerta **absorbe la mayor proporción del total de fracturas**, con un crecimiento sostenido y masivo que la convierte en la principal formación productiva del país.

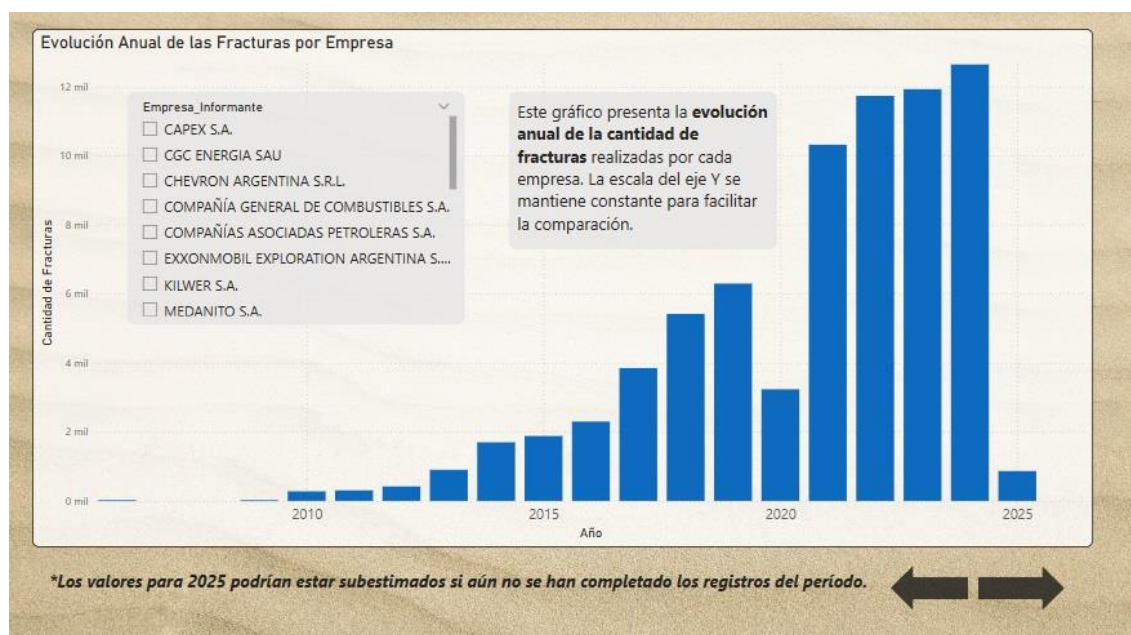
El área en rojo —que representa a Vaca Muerta— **crece año tras año**, desplazando visualmente a otras formaciones que, aunque activas, mantienen una participación marginal.

Formaciones como **Huitrín, Lajas o Comodoro Rivadavia** aparecen con un volumen mucho menor, sin variaciones significativas a lo largo del tiempo.

El gráfico también permite visualizar períodos de baja actividad (como en 2020) y cómo la recuperación posterior **retomó la tendencia dominante de Vaca Muerta**.

Esta visualización refuerza la idea de que, aunque existen múltiples formaciones en desarrollo, **la estrategia de fractura hidráulica a nivel nacional está fuertemente concentrada**, lo cual tiene implicancias operativas, logísticas y de inversión a largo plazo.

Gráfico 12. Evolución Anual de las Fracturas por Empresa.



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico muestra la evolución anual del total de fracturas hidráulicas reportadas, con posibilidad de desagregar por empresa:

Se observa un **crecimiento sostenido de la actividad** desde 2010 hasta alcanzar un pico en los años 2022–2024, lo cual refleja la expansión y consolidación del desarrollo no convencional, especialmente en Vaca Muerta.

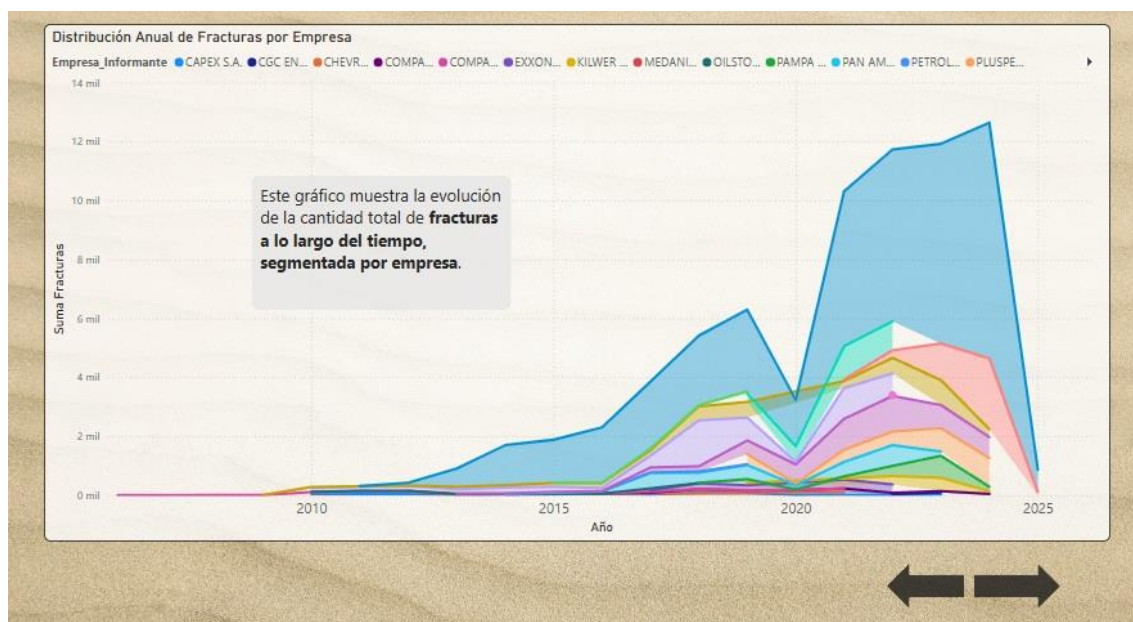
La caída en 2020 se corresponde con la **disminución de operaciones durante la pandemia**, un patrón también visible en otros gráficos.

La recuperación posterior es notable, con una fuerte reactivación del sector, lo que podría asociarse a políticas de incentivo, precios internacionales favorables o mejoras tecnológicas.

La barra parcial de 2025 muestra un valor reducido, aunque este **podría estar subestimado** si aún no se ha completado la carga de datos del año.

Este gráfico brinda un contexto temporal clave para entender cómo ha evolucionado la industria en términos de volumen operativo, permitiendo además analizar la participación individual de cada empresa cuando se filtran sus registros.

Gráfico 13. Distribución Anual de Fracturas por Empresa.



Insights y hallazgos clave:

Este gráfico de área ilustra cómo se ha distribuido la actividad de fracturas hidráulicas entre las distintas empresas a lo largo del tiempo:

YPF domina ampliamente el panorama operativo, concentrando la mayor parte de las fracturas realizadas. Su área acumulada es la más significativa, y sigue de cerca la forma del total general.

A diferencia del gráfico por formación (donde Vaca Muerta eclipsa casi totalmente al resto), aquí **otras empresas también tienen participación visible**, aunque ninguna se aproxima al volumen de YPF.

Compañías como **Vista, Pluspetrol, Pan American Energy, Tecpetrol y Chevron** aportan volúmenes considerables en ciertos períodos, contribuyendo de forma importante al crecimiento del total acumulado.

El gráfico permite visualizar cómo algunas empresas **ingresan con fuerza en determinados años**, mientras que otras mantienen una actividad más constante o decreciente.

Esta representación es útil para **detectar tendencias de mercado**, cambios en la estrategia de desarrollo de cada empresa y posibles momentos de expansión o retracción.

En conjunto, el gráfico refleja cómo, si bien YPF lidera de manera sostenida, el desarrollo del no convencional también ha estado impulsado por una diversidad de actores que aportan al crecimiento de la actividad en distintas fases del tiempo.

Resumen.



Resumen general del análisis.

13. Conclusión general de los hallazgos visuales

Los gráficos presentados en esta sección permiten identificar **patrones claros y diferencias marcadas** en la operación de fracturas hidráulicas en la región analizada. A través de estas visualizaciones se destacan aspectos clave como:

- **La predominancia de la formación Vaca Muerta**, tanto en longitud de pozos como en cantidad de fracturas, consolidándose como el epicentro del desarrollo no convencional.
- **La fuerte participación de YPF**, que lidera la actividad de manera sostenida a lo largo del tiempo, aunque acompañada por un conjunto de empresas que, en su conjunto, también aportan significativamente.
- **La variabilidad entre formaciones geológicas** en cuanto al uso de recursos (arena, longitud de rama horizontal), lo cual sugiere distintas estrategias operativas y limitaciones geológicas.
- **El crecimiento sostenido de la actividad** en la última década, interrumpido brevemente por ciertos eventos, pero recuperando dinamismo en los años recientes.

Estas visualizaciones no solo enriquecen el análisis técnico, sino que también permiten comunicar de forma clara y visual las dinámicas que definen el desarrollo de los recursos no convencionales. Sirven además como punto de partida para identificar oportunidades de optimización, evaluar la eficiencia de las operaciones y comprender mejor la evolución de la industria.

14. Proyecciones y Evolución del Análisis.

Líneas de Trabajo para el Desarrollo de Modelos Avanzados:

Este análisis representa un primer paso en la exploración del comportamiento operativo de las fracturas hidráulicas realizadas en distintas formaciones geológicas. A partir del modelo construido y de las visualizaciones desarrolladas, se abre la posibilidad de continuar profundizando con enfoques más avanzados de ciencia de datos que permitan extraer aún mayor valor del conjunto de datos disponible.

A continuación, se presentan algunas líneas de trabajo con potencial para evolucionar este análisis:

- **Modelos predictivos de consumo de arena por etapa o por pozo:** utilizando variables como longitud horizontal, formación, empresa operadora y tipo de reservorio. Esto permitiría optimizar el uso de recursos y mejorar la planificación operativa.

- **Clustering de pozos por perfil operativo:** a través de técnicas de agrupamiento (K-means, DBSCAN, etc.), se podrían identificar distintos tipos de estrategias de fractura aplicadas en campo, lo cual podría servir como insumo para benchmarking interno o externo.
- **Estimación de etapas de fractura y longitudes objetivo:** mediante regresiones o algoritmos de aprendizaje supervisado, es posible generar modelos que ayuden a estimar el número de etapas o la longitud más eficiente para un pozo en función de las características del reservorio.
- **Análisis temporal y evolución tecnológica:** incorporando la dimensión temporal, podrían detectarse cambios en la estrategia de fractura, adopción de nuevas tecnologías o ciclos de inversión específicos por empresa o formación.
- **Monitoreo en tiempo real:** la estructura desarrollada en este proyecto puede escalarse a un tablero dinámico que se actualice automáticamente a medida que se incorporan nuevos pozos al sistema, facilitando el seguimiento operativo continuo.

Estas posibles líneas de desarrollo muestran que este trabajo no solo sintetiza el estado actual de la operación, sino que puede funcionar como base para una evolución más robusta, orientada a la mejora de la eficiencia, la toma de decisiones estratégicas y la innovación analítica dentro del sector energético.

*Este proyecto fue desarrollado por **Juan Manuel Pizzorno**, estudiante de Ingeniería Informática en la Universidad de Buenos Aires, analista y científico de datos, apasionado por las industrias argentinas, el sector energético y con experiencia en visualización, modelado y análisis exploratorio de datos.*

- [LinkedIn](#)
- [GitHub](#)
- jmpizzorno.97@gmail.com

Este trabajo tiene como objetivo demostrar capacidades técnicas aplicadas a un caso real, y al mismo tiempo dejar planteadas líneas de trabajo que podrían explorarse en colaboración con equipos de ingeniería, geología y data science dentro del sector.

