

**2023**

**GiGa Consulting**

**Buenos Aires-Argentina**

tel: 54 (911) 30586216

**Neuquén -Argentina**

tel : 54 (9299) 4029100

**Bogotá - Colombia**

tel : 57 (316) 3265159

[www.gigaconsulting.com.ar](http://www.gigaconsulting.com.ar)



Reporte Trimestral  
**Vaca Muerta**  
Cuencas Neuquina  
Q2-2023

---

**RESUMEN ANÁLISIS DE  
PRODUCCIÓN**

---

@ Junio de 2023

---

## INDICE

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
1.1. PRODUCCIÓN DE ARGENTINA Y NO CONVENCIONAL .....	2
1.2. ACTIVIDAD SHALE 2023 .....	3
1.3. PRODUCCIÓN SHALE .....	4
1.4. NIVEL DE ACTIVIDAD Q2-2023 .....	4
1.5. INFORMACIÓN DESTACADA Q2-2023 .....	6
<b>2. VACA MUERTA .....</b>	<b>9</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Producción de Petróleo Argentina.....	2
Figura 2: Producción de Gas Argentina .....	2
Figura 3: Pozos por trimestre .....	3
Figura 4: Mapa de actividad Q2-2023.....	3
Figura 5: Evolución de Producción y Pozos.....	4
Figura 8: Equipos de perforación activos segundo trimestre 2023.....	5
Figura 9: Etapas de fracturas por mes por operador.....	6
Figura 14: Fases de Desarrollo.....	9

## TABLAS:

Tabla 1: Mejores pozos horizontales (> 12 meses) .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 2: Mejores pozos horizontales (<12 meses) .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 3: Mejores pozos de Gas.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## UNIDADES:

bbl/d: Barriles por día.

Mbbl/d: Miles de Barriles por día.

Mbbl: Miles de Barriles.

MMbbl: Millones de Barriles.

MMacre: Millones de Acres.

cft/d: Pies cúbicos por día.

Mcft/d: Miles de Pies Cúbicos por día.

MMcft/d: Millones de Pies Cúbicos por día.

Bcf: Billones ( $10^9$ ) pies cúbicos.

Tcf: Trillones ( $10^{12}$ ) pies cúbicos.

Mboe: Miles de Barriles Equivalentes.

m3/d: Metros cúbicos por día.

Mm3/d: Miles de metros cúbicos día.

MMm3/d: Millones de metros cúbicos día.

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

En el siguiente informe se presenta un análisis detallado del desarrollo de recursos No Convencionales de las cuencas Neuquina y Austral; tanto de Shale (Vaca Muerta) como de Tight Gas.

### Vaca Muerta:

Durante el segundo trimestre de 2023 se han incorporado 90 pozos Shale, un 31% más que el trimestre anterior. Esta actividad se dio en 18 áreas diferentes, La Amarga Chica (16) seguido por La Calera (9) y Bandurria Sur (9), el resto de las áreas incorporó 6 o menos pozos cada una. El total histórico de pozos asciende a 1972 (1451 Horizontales y 521 verticales), de los cuales 1545 se encuentran activos.

La producción de petróleo en junio fue de **290 Mbbl/d** (46.5 Mm<sup>3</sup>/d), 3% menos que el trimestre anterior, representando un 46% del total nacional (630 Mbbl/d). La producción de gas en junio de 2023 fue de **2,210 MMcft/d** (62.5 MMm<sup>3</sup>/d) lo que representa un aumento de un 20% respecto al trimestre anterior. El aporte del Shale a nivel País ya representa un 45%.

Los equipos de perforación activos en Vaca Muerta a junio son 34, 19 en la zona de petróleo y 15 en la zona de gas, YPF opera 14 equipos distribuidos en 6 áreas, seguido por PAE con 4. La mayor actividad de equipos se concentra en el centro de cuenca en las áreas Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Bajada del Palo, CdL y CASO. En la zona Norte hay actividad en El Trapial Este, y Bajo del Toro Norte. Las etapas de fracturas se mantienen estables entre 1100-1200 por mes en lo que va del año con 8 set de fracturas.

YPF fue la operadora con más actividad trimestral, con una incorporación de 35 pozos, Pampa, Shell y Pluspetrol 9, Total 8, PAE 6, Vista 5, Phoenix y Tecpetrol 4 y Capex 1. Del total, 48 se ubican en zona de petróleo negro, 31 en zona de gas seco y 9 en ventana de Gas húmedo y 2 en zona Volátil.

Las longitudes laterales promedio vienen aumentando año tras año, el promedio 2023 es de 2760 vs 2623 del año 2022. Algunos desarrollos masivos están migrando a estándares de 3000 metros de rama lateral. Durante el 2023 los pozos más largos ingresados fueron en Rincón del Mangrullo (YPF) con diseño Slim de 4200 mts.

Las áreas bajo Evaluación/Desarrollo se continúan ampliando, en total hay 18 áreas en desarrollo masivo y 29 en etapa de pre-desarrollo con Pilotos en evaluación. En la zona de petróleo negro se destaca la productividad de los pozos de Bajada del Palo Este de Vista. En la zona de Gas, Pampa Energía está comenzando a intensificar el desarrollo de Sierra Chata con pozos que tienen performance por encima de la media de otros desarrollos.

Actividad de Exploración: En Mendoza, YPF está perforando dos pozos horizontales en los bloques CN-VII y Paso de las Bardas Norte, el piloto busca conocer el potencial productivo de no convencional en Mendoza y ampliar los límites geográficos hacia el norte de la formación Vaca Muerta. En lo referente a la Cuenca Austral en el segundo semestre de este año YPF y CGC comenzarán a perforar un pozo horizontal para evaluar el Shale en Palermo Aike (cuenca Austral) en el bloque Cañadón Deus.

### Tight Gas:

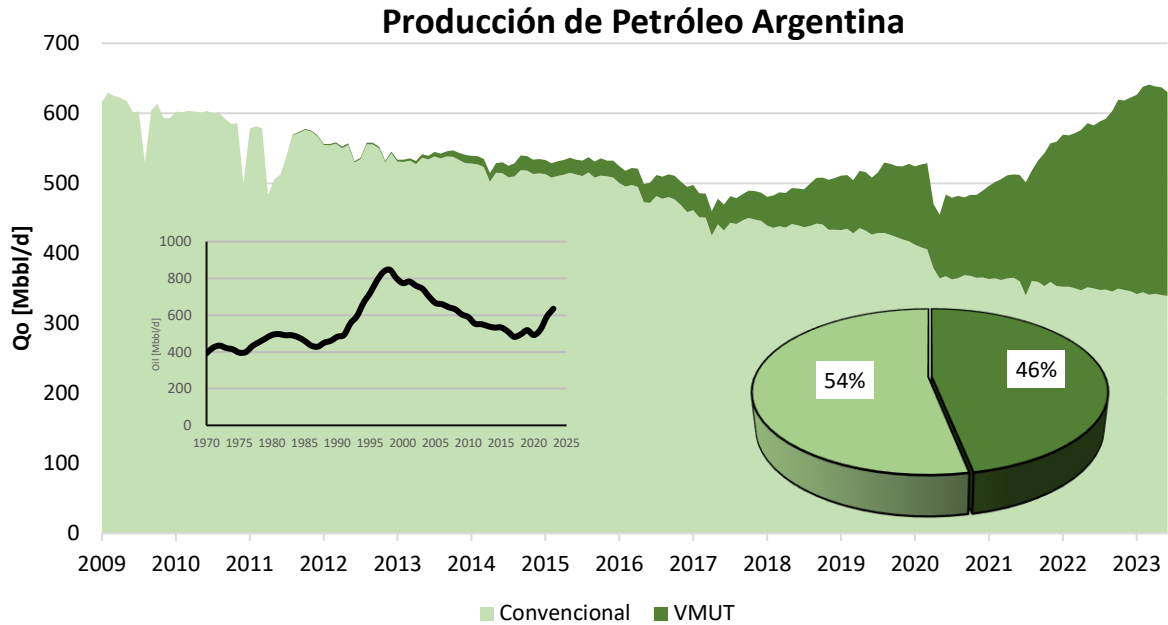
La actividad de tight gas en la cuenca neuquina está en sus niveles más bajos en los últimos 10 años (sin considerar el año de pandemia 2020). En el segundo trimestre de 2023 se pusieron en producción solo 4 pozos (3 en Río Neuquén por YPF y 1 en Loma Negra por Capex). La producción a junio fue de 601 MMscf/d (17 MMm<sup>3</sup>/d) donde se observa una disminución interanual del 23%.

En la Cuenca Austral, CGC incorporó 4 pozos en el trimestre manteniendo la curva de producción relativamente estable entre 100-110 MMscf/d (2.8-3.1 MMm<sup>3</sup>/d) durante último año con similar nivel de actividad. El aporte del Tight a nivel País es de un 14.6% (12.4 %NQN y 2.2 %Austral).

A lo largo del informe se presentan distintos gráficos, tablas y mapas de actividad, productividad, EUR, estadísticas de completaciones y otros gráficos comparativos que permiten conocer en detalle la actividad No Convencional en Argentina.

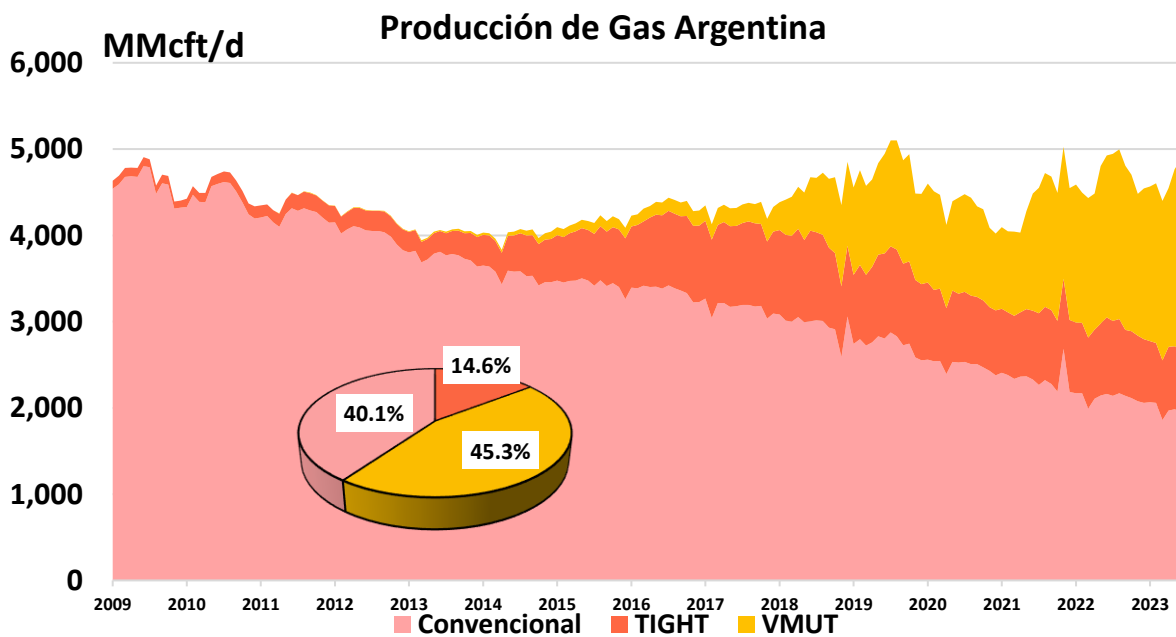
**1.1. PRODUCCIÓN DE ARGENTINA Y NO CONVENCIONAL**

La producción de Petróleo Nacional en junio fue de 630 Mbb/d (100.1 Mm3/d), similar a la producción del país en el año 2007, aunque todavía lejos de los máximos alcanzados a finales de los 90. El aporte de Vaca Muerta fue de 290.9 Mbb/d (46.2 Mm3/d) lo que representa un 46%. La producción convencional se mantuvo sin variaciones significativas en el último trimestre, mientras que la proveniente del Shale se redujo 3% respecto del último trimestre del año y aumentó un 25% respecto de junio del 2022.



**Figura 1: Producción de Petróleo Argentina**

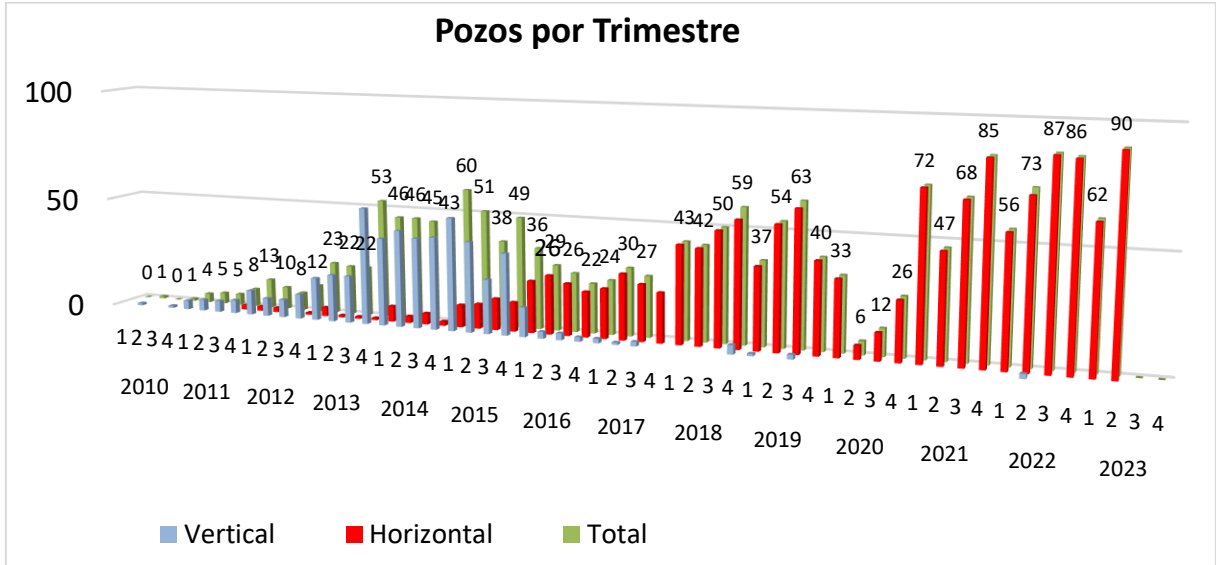
La producción de gas nacional en junio fue de 4,880 MMcft/d (134 MMm3/d). El aporte del No Convencional es el componente mayoritario con un 59.9% del total, del cual corresponde un 14.6% al Tight (710 MMscf/d) y un 45.3% al Shale (109 MMscf/d). Comparando con junio del 2022 la producción se redujo un 1%, el convencional se redujo un 9%, el Tight también se redujo un 20% mientras que el Shale aumentó un 18%.



**Figura 2: Producción de Gas Argentina**

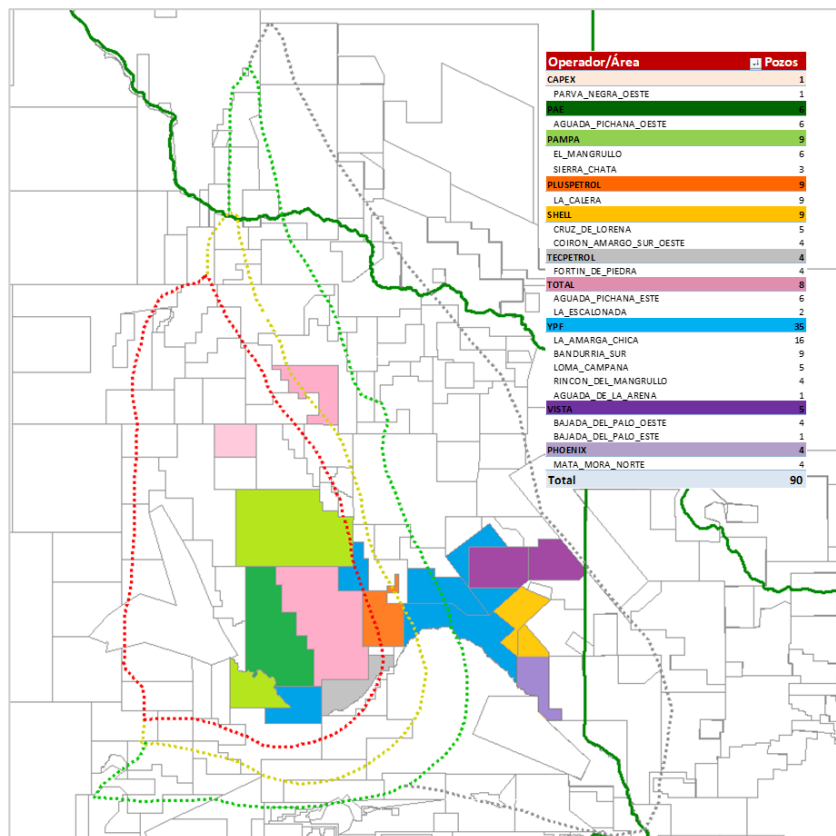
**1.2. ACTIVIDAD SHALE 2023**

Durante el segundo trimestre de 2023 se han incorporado 90 pozos Shale (pico de pozos en un trimestre), un 31% más que el trimestre anterior. Los pozos incorporados corresponden a YPF que conectó 35 pozos, Pampa Shell y Pluspetrol 9, Total 8, PAE 6, Vista 5, Phoenix y Tecpetrol 4 y Capex 1. Del total, 48 se ubican en zona de petróleo negro, 31 en zona de gas seco y 9 en ventana de Gas húmedo y 2 en zona Volátil.



**Figura 3: Pozos por trimestre**

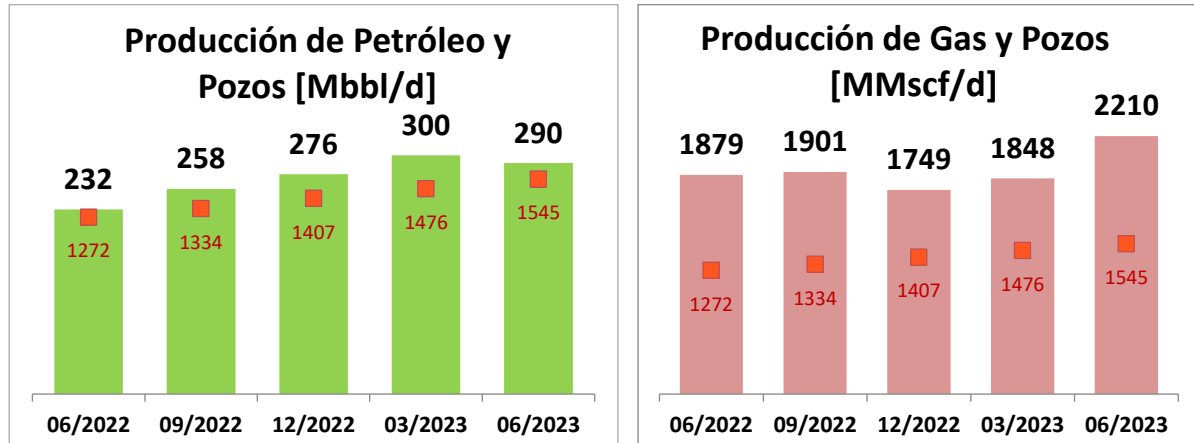
En el segundo trimestre de 2023 ingresaron pozos en 18 áreas diferentes, La Amarga Chica (16) seguido por La Calera (9) y Bandurria Sur (9), el resto de las áreas incorporó 6 o menos pozos cada una.



**Figura 4: Mapa de actividad Q2-2023**

### 1.3. PRODUCCIÓN SHALE

La producción de petróleo en Vaca Muerta en junio fue un 3% menos que el trimestre anterior y aumentó un 25% interanual. La producción de gas aumentó un 20% respecto del último trimestre y un 18% interanual. En el gráfico siguiente se muestran barras con la evolución histórica de producción y dentro de las barras, la cantidad de pozos activos que aumentaron un 4.7% en el último trimestre y 21.5% interanual.



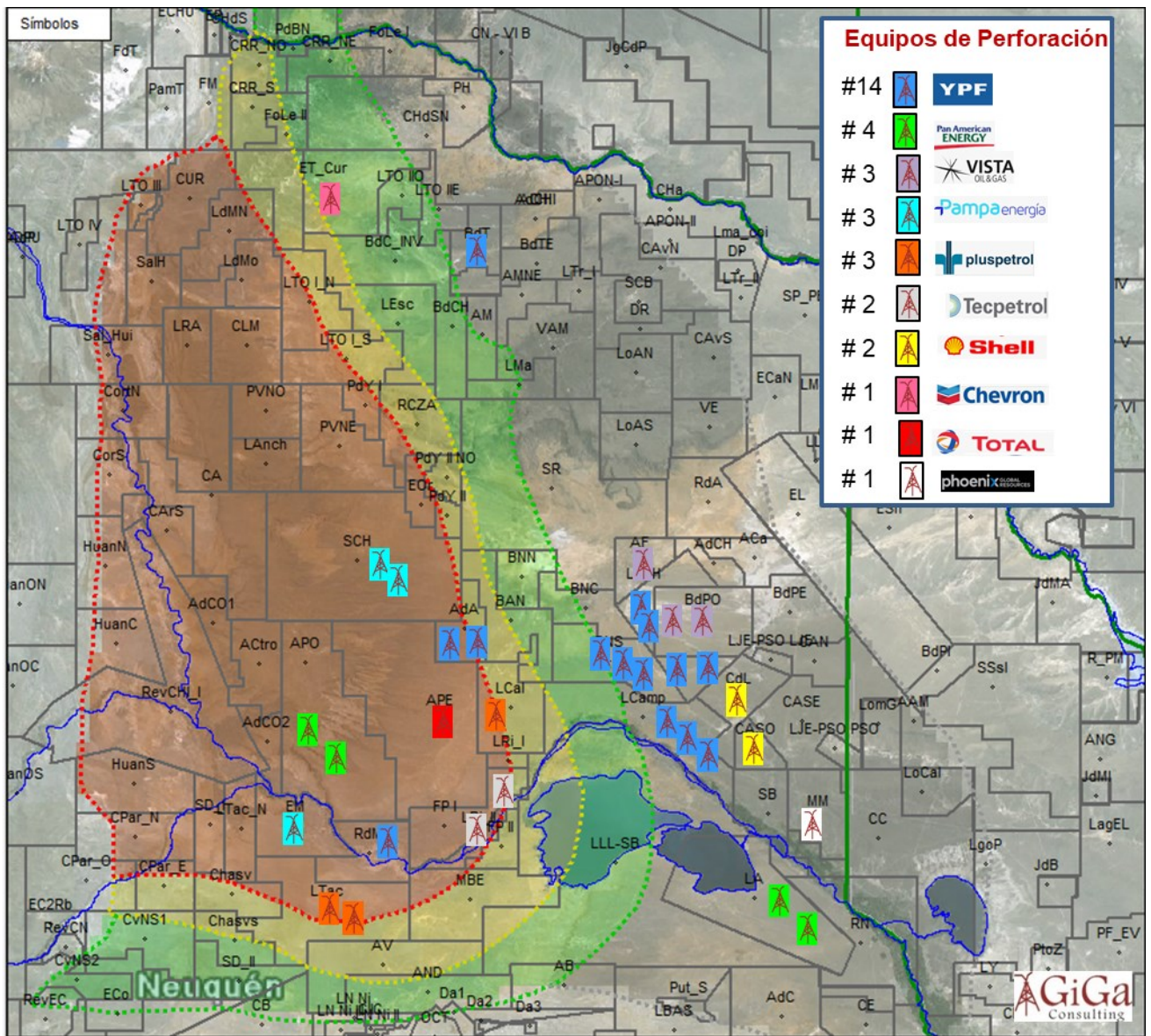
**Figura 5: Evolución de Producción y Pozos**

El siguiente gráfico muestra la producción de petróleo por área. Respecto al trimestre anterior, Loma Campana mantiene su producción (76.5 Mbbl/d), La Amarga Chica aumentó un 28% (53.9Mbbl/d) y Bajada del Palo Oeste bajó un 32% (24.2 Mbbl/d), Bandurria Sur (32.2Mbbl/d) el resto de las áreas produce menos de 15 Mbbl/d. Los campos de Gas Húmedo Fortín y La Calera se mantienen en 7.9 Mbbl/d y 6.2 Mbbl/d respectivamente.

### 1.4. NIVEL DE ACTIVIDAD Q2-2023

A junio del 2023 se registraron 34 torres de perforación activas en Vaca Muerta, 19 en la zona de petróleo y 15 en la zona de gas, YPF opera 14 equipos distribuidos en 6 áreas, seguido por PAE con 4. La mayor actividad de equipos se concentra en el centro de cuenca en las áreas Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Bajada del Palo, CdL y CASO. En la zona Norte hay actividad en El Trapial Este, y Bajo del Toro Norte.





**Figura 6: Equipos de perforación activos segundo trimestre 2023**



De acuerdo a lo publicado por NCS Multistage hay 8 set de fracturas activos. Durante febrero y marzo se realizaron 1157 etapas de fractura. YPF es la compañía con mayor actividad con cerca del 50% de la actividad de fracturas en el segundo trimestre.

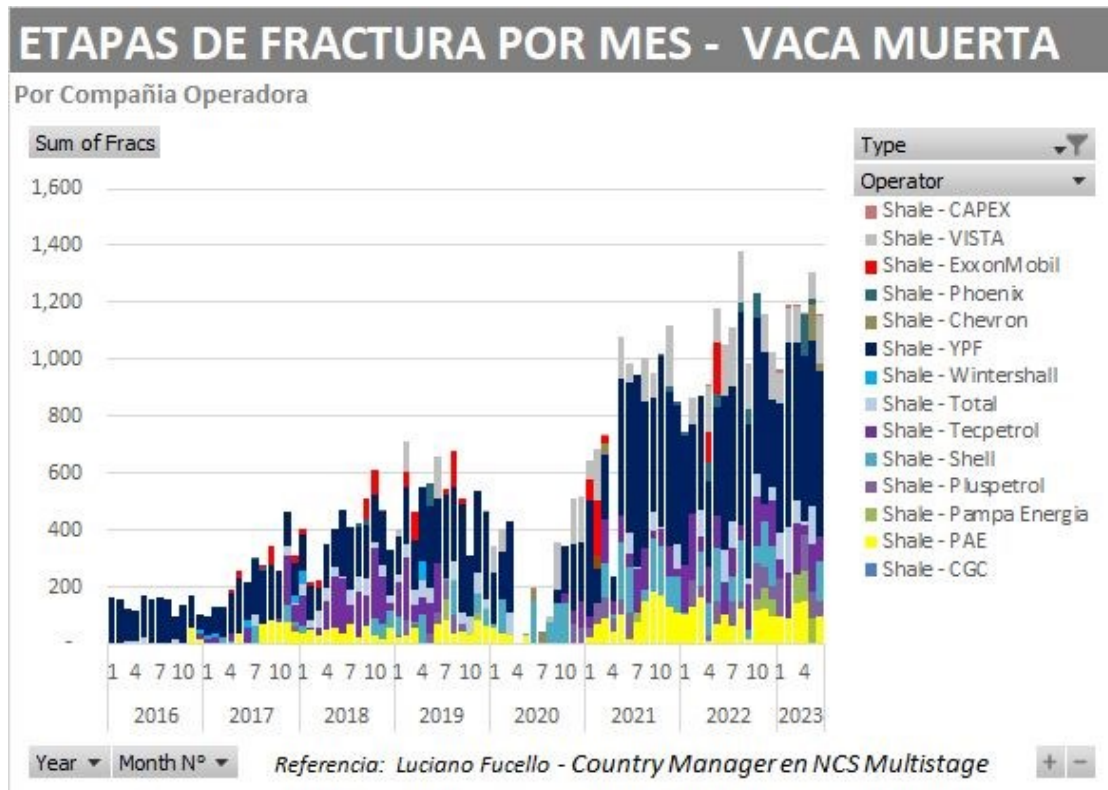


Figura 7: Etapas de fracturas por mes por operador

### 1.5. INFORMACIÓN DESTACADA Q2-2023

En la siguiente sección se resume la actividad por área y algunos aspectos de productividad a destacar que se alcanzaron durante el primer trimestre del año.

#### Zona Petróleo Negro y Volátil

**YPF – Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica:** en el trimestre ingresaron 30 pozos en estas áreas, con ramas horizontales entre 1800-3800 mts promediando 2791 mts. Los caudales máximos alcanzaron 1500 bbl/d.

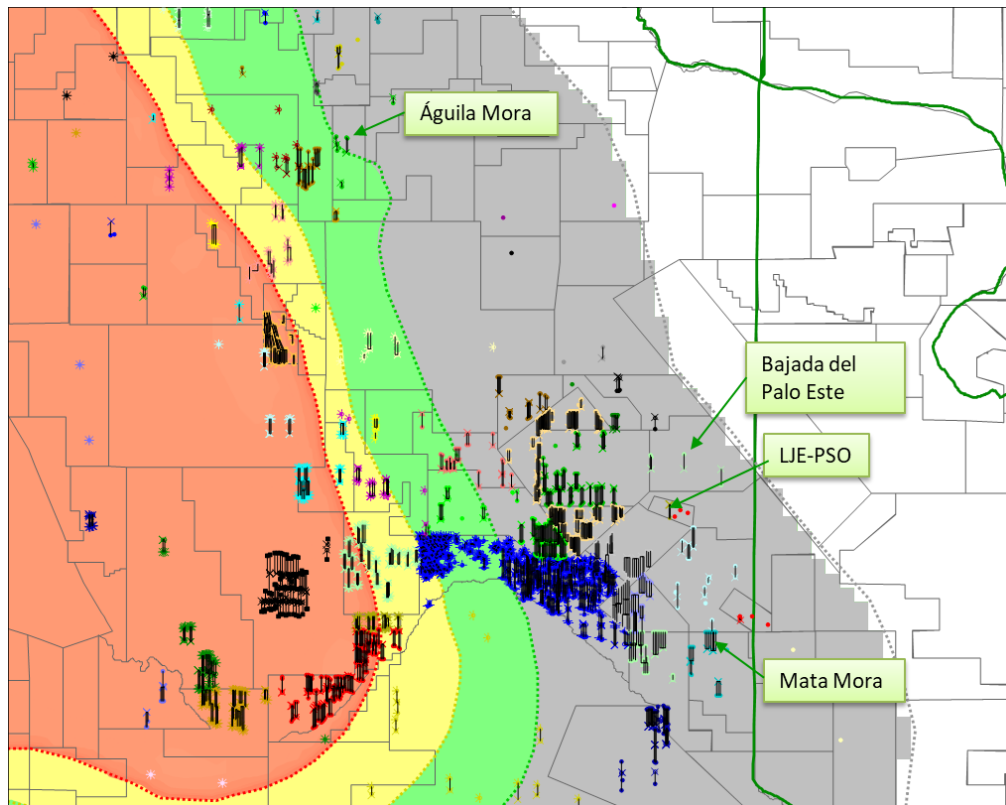
**Pluspetrol – Loma Jarillosa Este- Puesto Silva:** los tres pozos perforados a principios del 2023 con ramas entre 2150-2450 registraron caudales iniciales entre 800-1000 bbl/d.

**Vista – Bajada del Palo Este:** en BPE se incorporó un pozo horizontal en el centro del bloque de 2690 mts de rama horizontal. El pozo registró producciones en su tercer mes de 2836 bbl/d de petróleo convirtiéndose en uno de los mejores pozos de Vista en lo que respecta a caudal inicial. El Bloque BPE ha mostrado muy buenos resultados con solo 4 pozos perforados en un área de delineación distanciados a 13 km. Los caudales máximos iniciales van entre 1350, 1839, 1947 y 2836 bbl/d con EUR proyectadas por encima de los 1.5 Mbbl.

**Vista – Águila Mora:** entraron en producción los pozos perforados en el primer trimestre del año (ramas de 2500 mts) con caudales iniciales de 1000 y 1166 bbl/d en su segundo mes en producción (1260 y 1500 Boeq/d).

**Shell – Coirón Amargo Sur Oeste:** Se incorporaron 4 pozos con ramas laterales de 3154 mts. Los pozos tuvieron caudales iniciales de 1330 bbl/d. Durante el 2022 el promedio de ramas horizontales perforado por Shell en las áreas CdL, CASO y SB fue de 2500 mts lo que evidencia un cambio en los laterales durante el 2023 con aumentos significativos en los caudales iniciales.

**PHOENIX- Mata Mora:** ingresaron cuatro pozos con ramas 3500 mts, aún los caudales iniciales no son representativos.



### Zona Gas Seco y Gas Húmedo

**YPF – Rincón del Mangrullo:** ingresó un PAD con pozos XL con rama lateral de 4200mts con diseño de pozo “Slim”. El diseño de los pozos contempla una guía que se perfora en 12 ¼ pulgadas y entuba en 9 4/8. La fase intermedia se perfora en 8 ¾ y entuba en 7 5/8 y la última fase, la de aislación, se perfora en un diámetro de 6 ¾ y se entuba en solo 5 pulgadas. Solo tienen un mes en producción y el caudal inicial aún no es representativo.

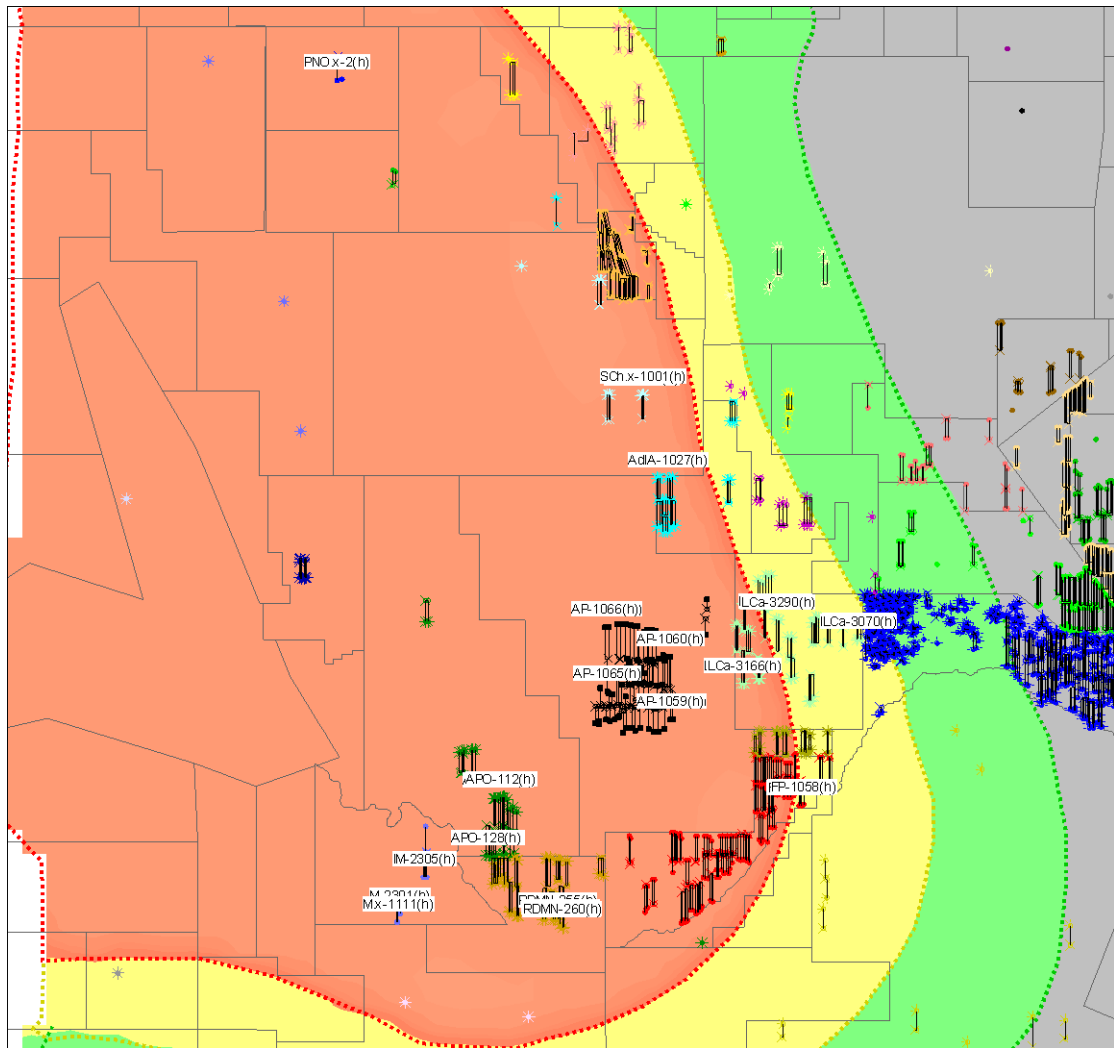
**Pampa Energía – Sierra Chata:** ingresaron 3 pozos con rama laterales de 2500 mts, que se suman a otros 5 pozos ingresados en los primeros meses del año. Estos pozos registraron caudales iniciales entre 12-20.5 MMscf/d (+580 Mm3/d). Las producciones son relativamente estables y aún no se marca una tendencia de declinación con lo cual la EUR estimada puede tener un rango de variación amplio, pero inicialmente se ubican entre los mejores pozos de la zona de Gas.

**Tecpetrol – Fortín de Piedra:** ingresaron 4 pozos con ramas laterales entre 2550 y 2650 mts. Los 6 pozos ingresados en el primer trimestre del año que tienen longitudes de rama entre 3000-3200 han registrado caudales iniciales entre 12-18.5 MMscf/d

**Pluspetrol – La Calera:** entraron 9 pozos, la mayoría con ramas laterales de 3100 mts. Durante los primeros meses del año dos de estos pozos (LCa-3134/36(h)) registraron caudales de Gas de 15.5 MMscf/d (440 Mm3/d) y un condensado entre 850-900 bbl/d.

**Total – Aguada Pichana:** ingresaron 6 pozos con ramas de 3000 mts, los caudales iniciales van entre 12.5-14 MMscf/d.

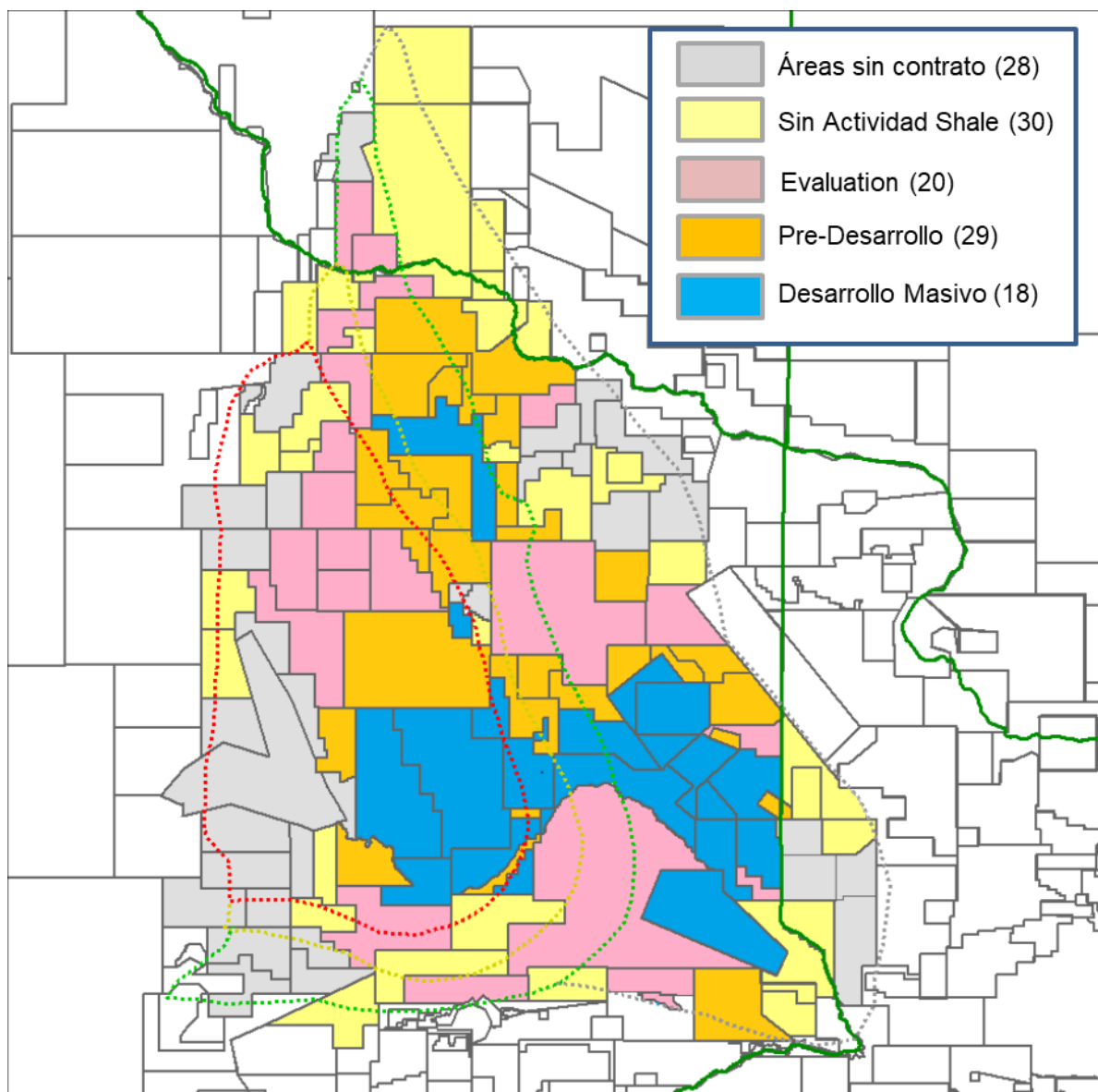
**Capex - Parva Negra Oeste:** ingreso un pozo de 2100 mts, aun sin producción



## 2. VACA MUERTA

En base a la información publicada en la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén y la actividad Shale, se clasificaron las distintas Áreas con los siguientes criterios:

- Desarrollo Masivo: Áreas con contratos de Explotación No Convencional a 35 años con al menos un equipo activo los últimos años (18 áreas).
- Pre-Desarrollo: poseen la concesión de Explotación No Convencional aprobada y hay proyectos piloto en marcha (29 áreas).
- En Evaluación: poseen Contratos de Exploración NOC o son áreas convencionales en las cuales se han completado pozos NOC. (20 áreas).
- Sin Actividad Shale: tienen contratos de explotación convencional o exploración y aun no se ha hecho actividad NOC (30).
- Áreas sin contratos: Están disponibles en provincia de Neuquén, Rio Negro y Mendoza. (28 áreas).



**Figura 8: Fases de Desarrollo**

En desarrollo masivo se consideran: Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurría Sur, El Orejano, Rincón del Mangrullo, Aguada de la Arena de YPF; Bajada del Palo Oeste de Vista; Sierras Blancas, Cruz de Lorena, Coirón Amargo Sur Oeste, Bajada de Añelo de Shell; La Calera de Pluspetrol; Fortín de Piedra de Tecpetrol; Aguada Pichana Este de Total; Aguada Pichana Oeste, Coirón Amargo Sud Este y Lindero atravesado de PAE, Bajo del Choique-La Invernada de Exxon y Mata Mora Norte de Phoenix.



**Buenos Aires-Argentina**

tel: 54 (911) 30586216

**Neuquén -Argentina**

tel : 54 (9299) 4029100

**Bogotá - Colombia**

tel : 57 (316) 3265159

[www.gigaconsulting.com.ar](http://www.gigaconsulting.com.ar)