



# El comportamiento de la formación Vaca Muerta y su productividad.

## Beneficios, problemas y potenciales soluciones

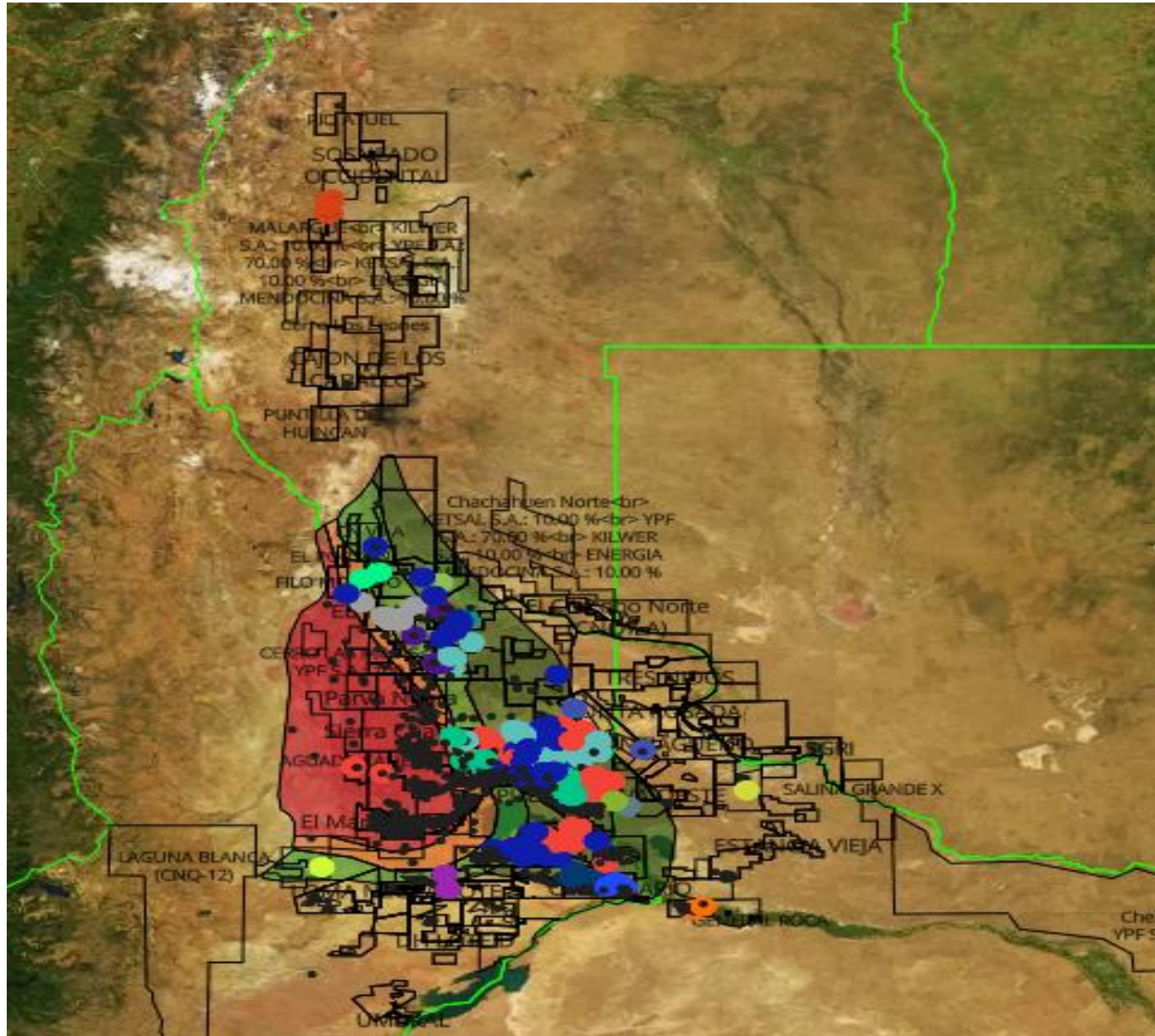


# AGENDA

- Introducción
- Características generales – Reservas
- Declinación de la producción de pozos
- Producción – Productividad – Potencial absoluto
- Estadísticas generales
- Comparación yacimientos Convencional y No Convencional
- Incremento de producción y Factor de recuperación – Inyección de gas H&P
- Otras Características
  - Composición del gas asociado – Transporte y tratamiento
  - Precipitación de Sólidos
    - Parafinas
    - Asfaltenos
- Pronósticos de producción futura – Metodologías



# INTRODUCCIÓN



- ❑ 30000 km<sup>2</sup>
  - ❑ Muy baja Permeabilidad
  - ❑ Presion Inicial  
650 Kg/cm<sup>2</sup>
  - ❑ Fracking
  - ❑ Pozos Horizontales
  - ❑ Diversidad de fluidos
- 
- ❑ 2165 Pozos de petroleo  
en Production (09/2025)
  - ❑ 54.4km<sup>3</sup>/d (342000 b/d)
  - ❑ Gas Asociado 8.6Mm<sup>3</sup>/d



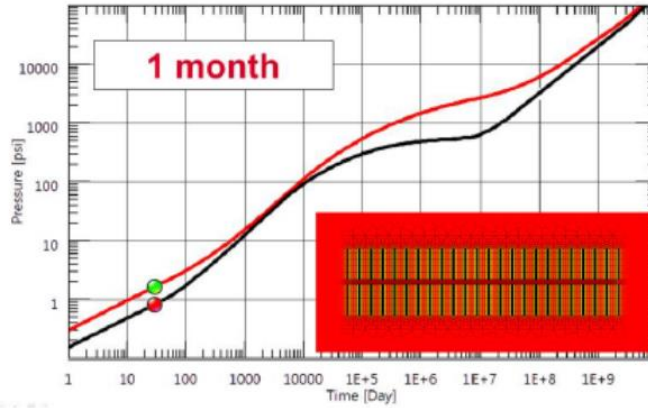




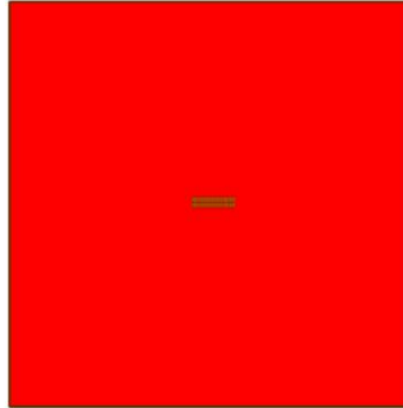
# Comportamiento de Reservorios No Convencionales



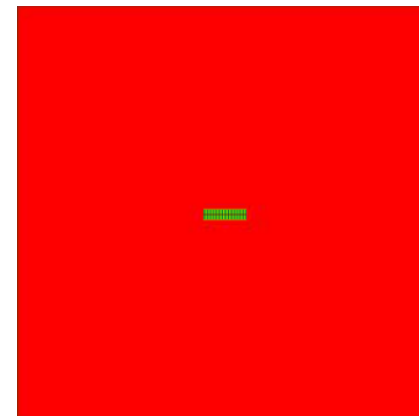
Flujo lineal inicial



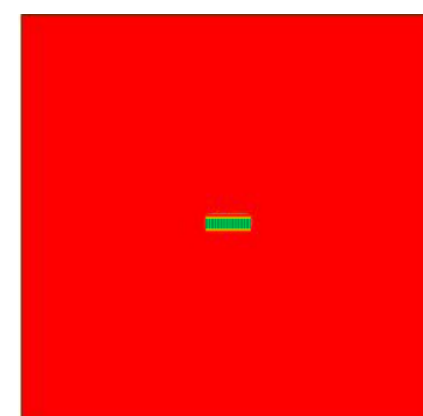
1 month



1 year

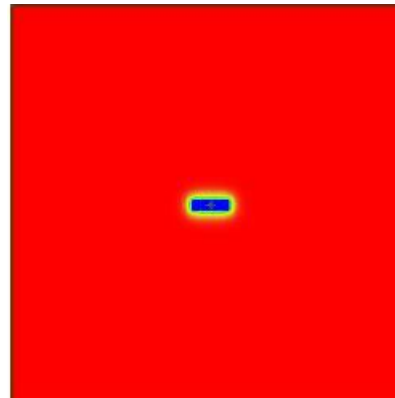


5 years

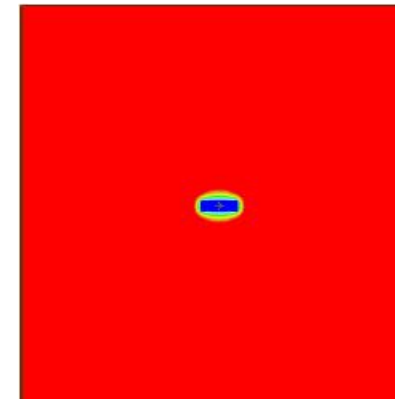


Fuente: Kappa Engineering

50 years

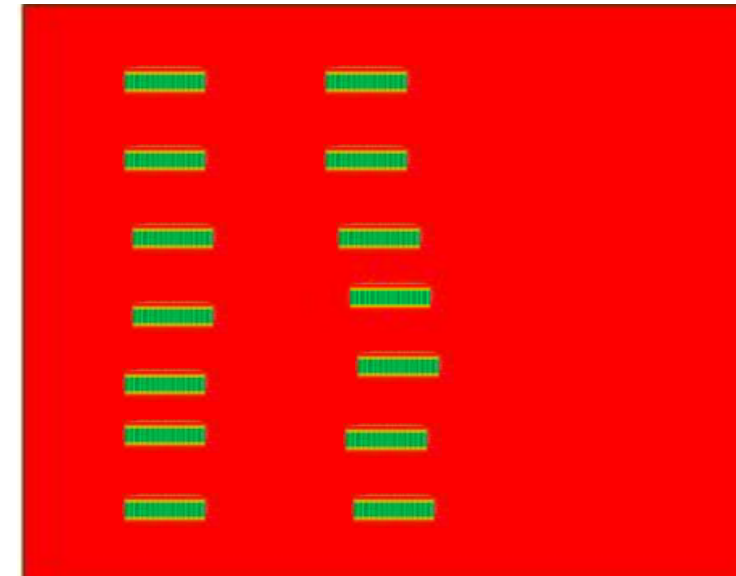
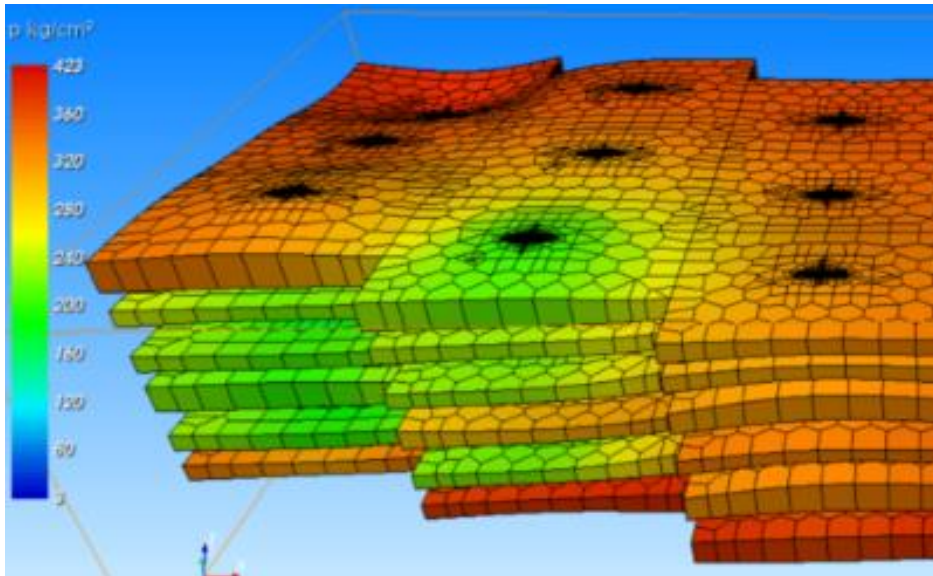


500 years





# Comparación Reservorios Convencionales y No Convencionales



- En yacimientos convencionales la presión declina ***casi*** uniformemente en todos los pozos
- Los pozos nuevos tendrán presiones estáticas menores que la original
- La presión declina mas lentamente
- En No convencionales puede considerarse que cada pozo produce de su “***propio yacimiento***”
- Los pozos nuevos encontraran presión original
- La presión en el SRV declina rápidamente. Hay una leve transferencia de la matriz al SRV.
- Es mas difícil certificar reservas No Convencionales



### 3º Jornada de Petróleo 2025

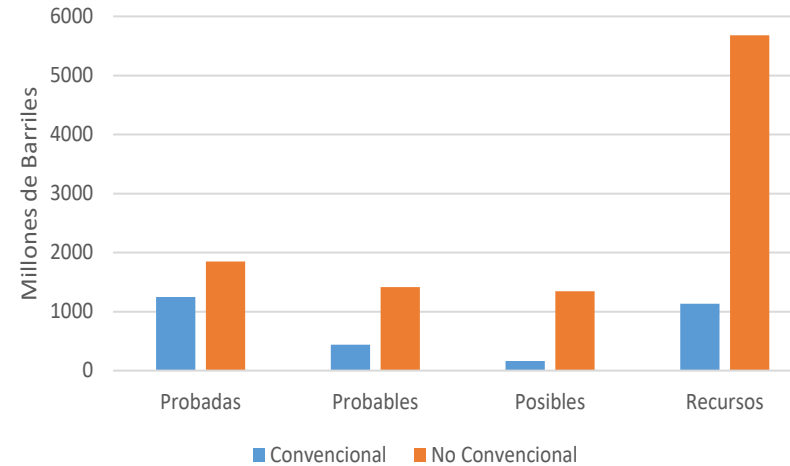
El Petróleo liderando la revolución exportadora energética del país



# Reservas y Recursos

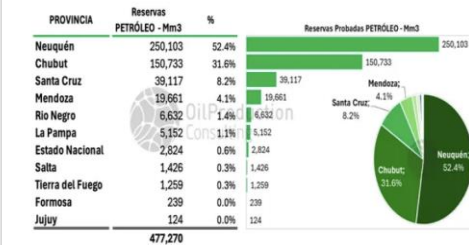
Country	EIA [6]	OPEC [7]	BP [8]	Others	Oil production Feb 2025 (bbl/day) [9]	Years of production in reserve
Venezuela *(OPEC)	304,000	303,220	303,800		940,000	885
Saudi Arabia *(OPEC)	267,000	267,230	297,600		9,070,000	81
Iran *(OPEC)	209,000	208,600	155,600		4,270,000	134
Iraq *(OPEC)	201,000	145,020	175,000		4,331,000	127
Canada *	170,000	4,731	172,200	171,000	4,783,000	97
United Arab Emirates *(OPEC)	113,000	113,000	97,800		3,420,000	90
Kuwait *(OPEC)	102,000	101,500	101,500		2,525,000	111
Russia *(OPEC+)	80,000	80,000	107,800		9,795,000	22
United States *	74,000	55,251	68,800	48,000	13,159,000	15
Libya *(OPEC)	50,000	48,773	48,800	42,000	1,348,000	102
Nigeria *(OPEC)	37,000	37,500	37,100		1,580,000	64
Kazakhstan *(OPEC+)	30,000	30,000	30,000		2,132,000	39
Somalia *	30,000	30,000	30,000		0	
China *	26,000	27,000	26,000		4,340,000	16
Qatar *	25,000	25,244	25,244		1,322,000	52
Brazil *(OPEC+)	13,000	12,634	13,000	16,848	3,488,000	10
Algeria *(OPEC)	12,000	12,200	12,200		1,160,000	28
Guyana *	11,000			11,000	625,000	48
Ecuador	8,300	8,273	8,000		469,000	48
Norway *	8,100	7,573	8,500		1,733,000	13
Angola *	7,800	2,550	7,800		1,065,000	20
Azerbaijan *(OPEC+)	7,000	7,000	7,000		581,000	33
Mexico *(OPEC+)	6,000	5,558	10,800	9,700	1,711,000	9.6
Oman *(OPEC+)	5,400	5,373	5,300		988,000	15
India *	4,800	4,495	5,680	4,409	607,000	21
Vietnam *	4,400	4,400	4,000		172,000	70
South Sudan(OPEC+)	3,800		3,500		80,000	130
Malaysia *(OPEC+)	3,800	3,600	3,600	5,542	485,000	20
Egypt *	3,300	4,400	3,500		508,000	18
Yemen *	3,000		3,000		15,000	548
Argentina *	3,000	2,838	2,500		745,000	11
Congo * (OPEC)	2,900	1,811	2,900		242,000	33
United Kingdom *	2,500	1,800	2,800	2,618	660,000	10
Syria *	2,500	2,500	2,500		35,000	196
Uganda *	2,500				230,000	35
Indonesia *	2,500	2,250	3,600	3,497	577,000	12

Reservas Argentina (SEN Dic 2024)

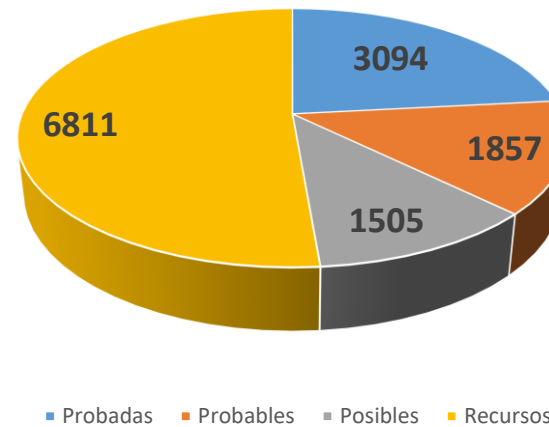


Distribución de Reservas de Petróleo

POR PROVINCIA



Reservas Argentina (SEN Dic 2024 en MMbbl)



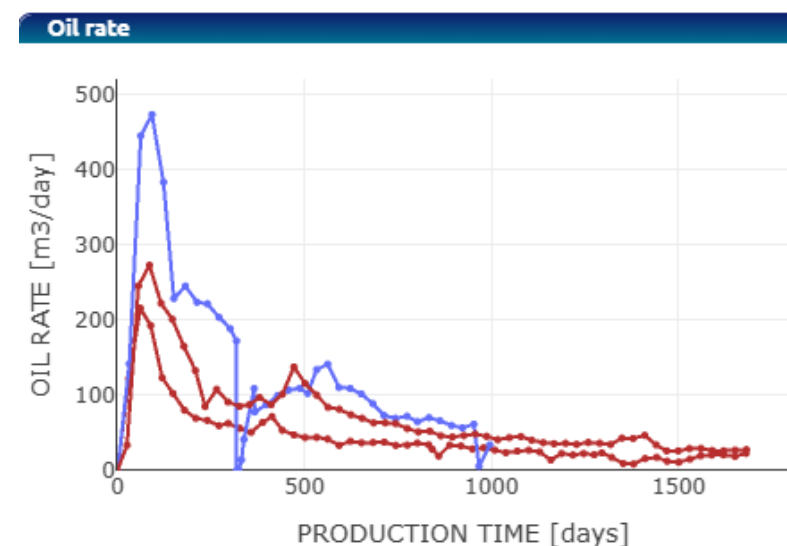
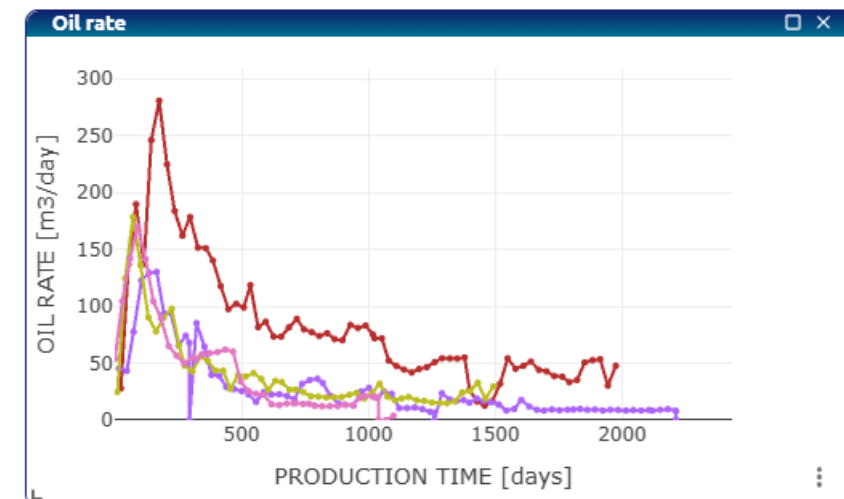
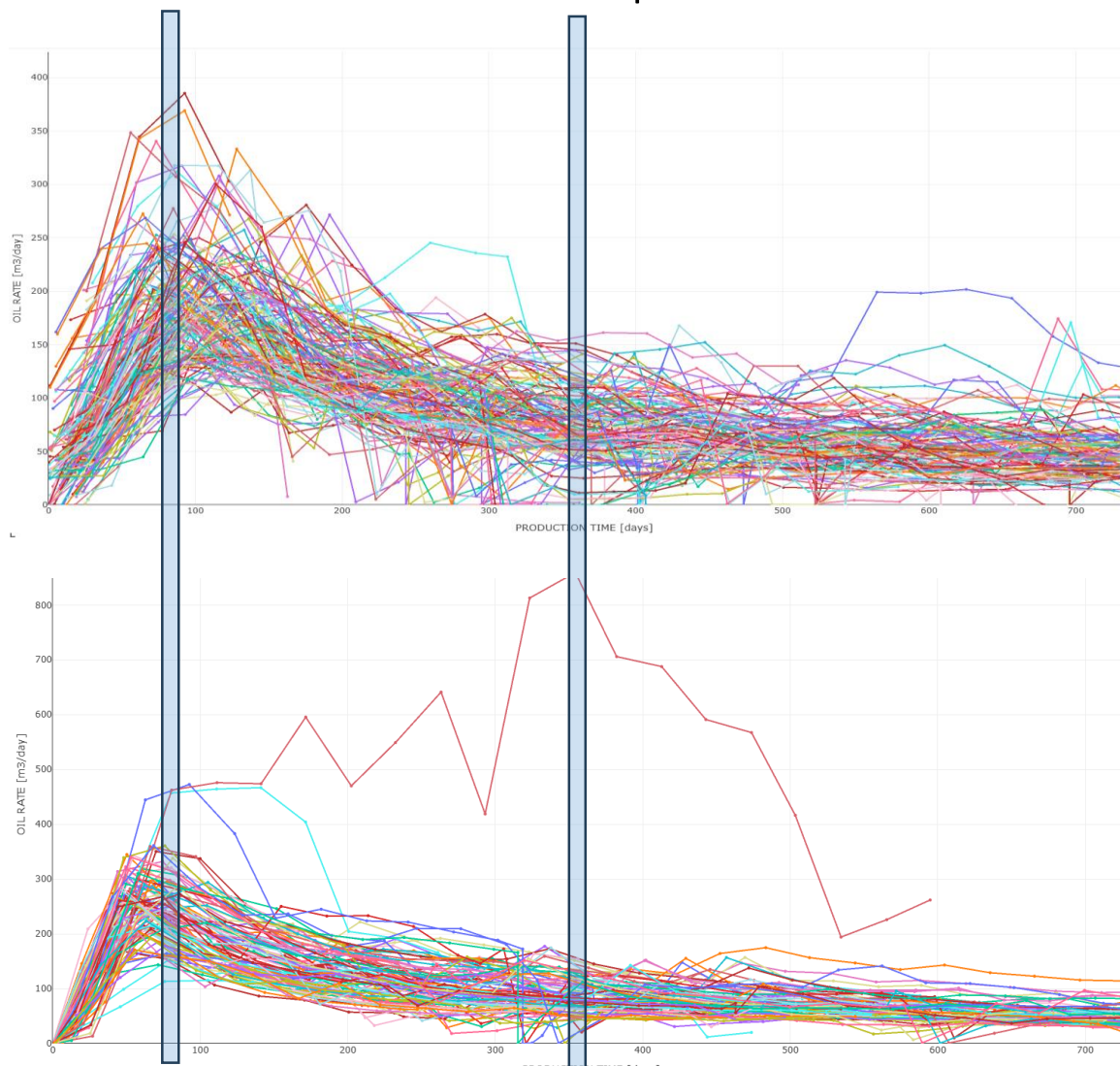
Meta	1000000	b/d
Actual	168000	b/d
Diferencia	832000	b/d
365 días	303.68	MMb
10 años	3036.8	MMb





## Comportamiento de pozos – Declinación

Pozos con producción acumulada de petróleo al año de mas de 30km<sup>3</sup>



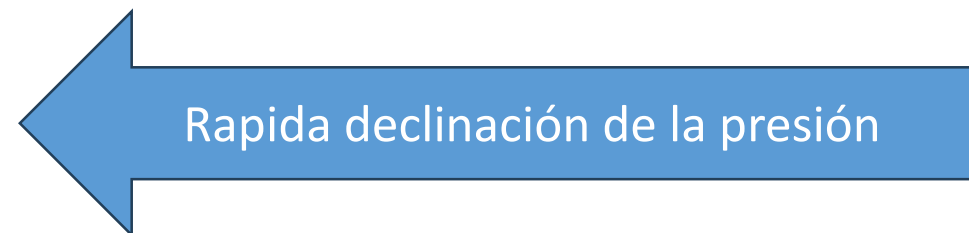




## Comportamiento de pozos – Declinación

### Motivos de la rápida declinación

- ✓ Volumen IN-SITU
- ✓ Tipo de fluido
- ✓ Cierre de fracturas
- ✓ Efecto PARENT – CHILD
- ✓ Deposición de sólidos

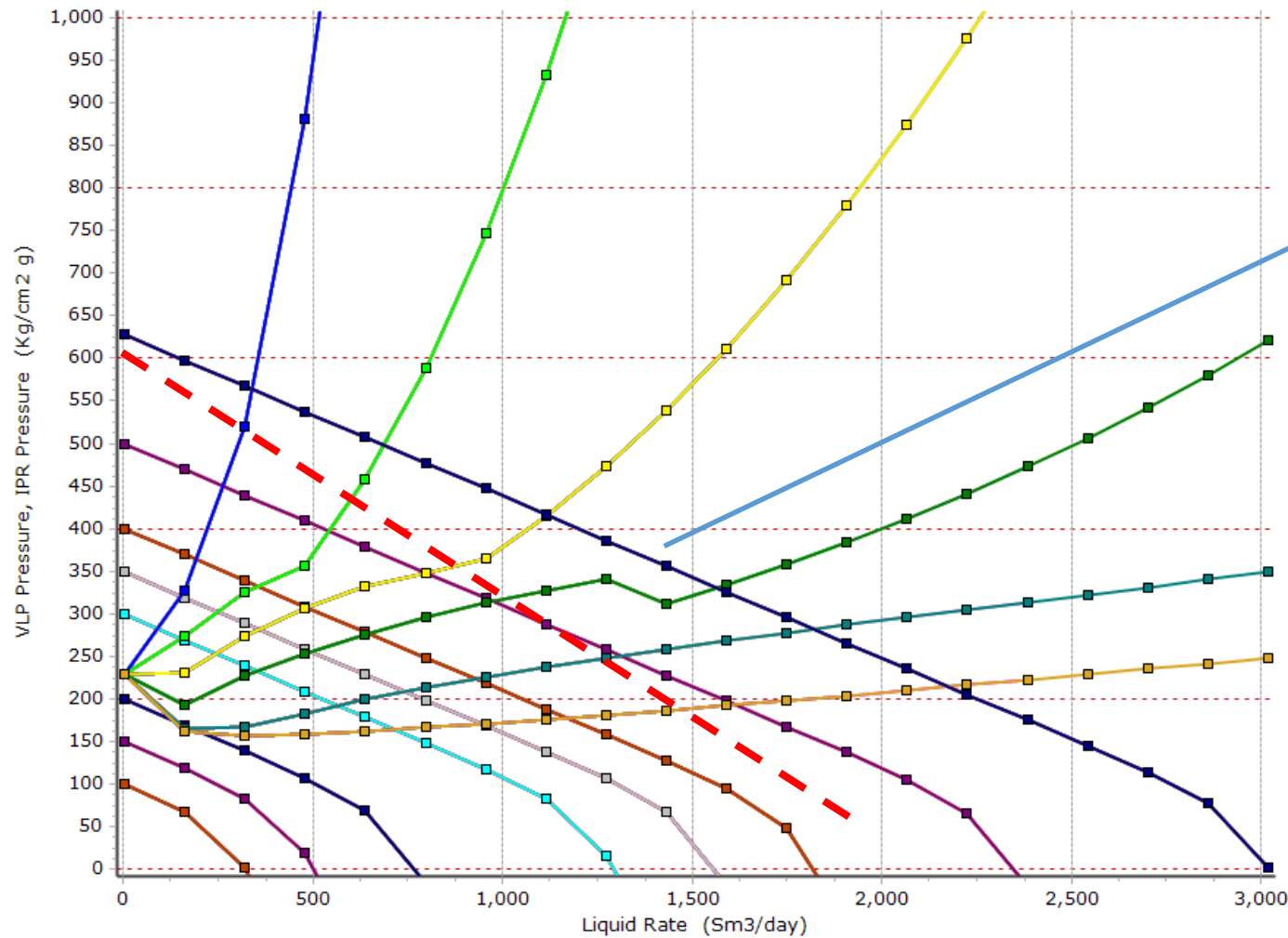
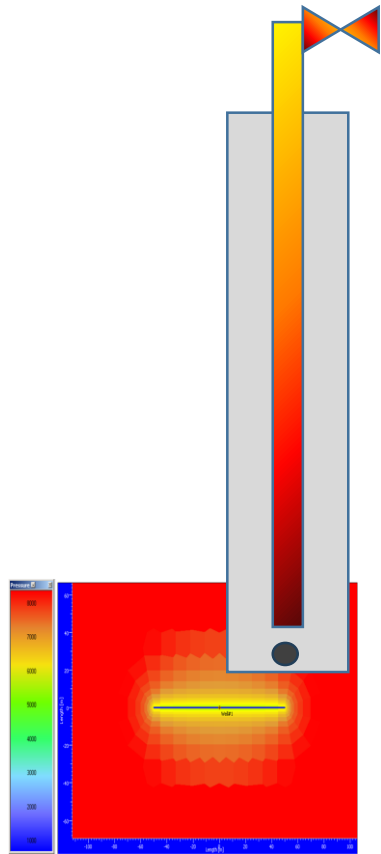




# Comportamiento de pozos – Declinación - Productividad

Motivos de la rápida declinación

Declinación de la presión en el SRV





3° Jornada de Petróleo 2025

El Petróleo liderando la revolución exportadora energética del país

CAI



# Comportamiento de pozos – Declinación - Productividad

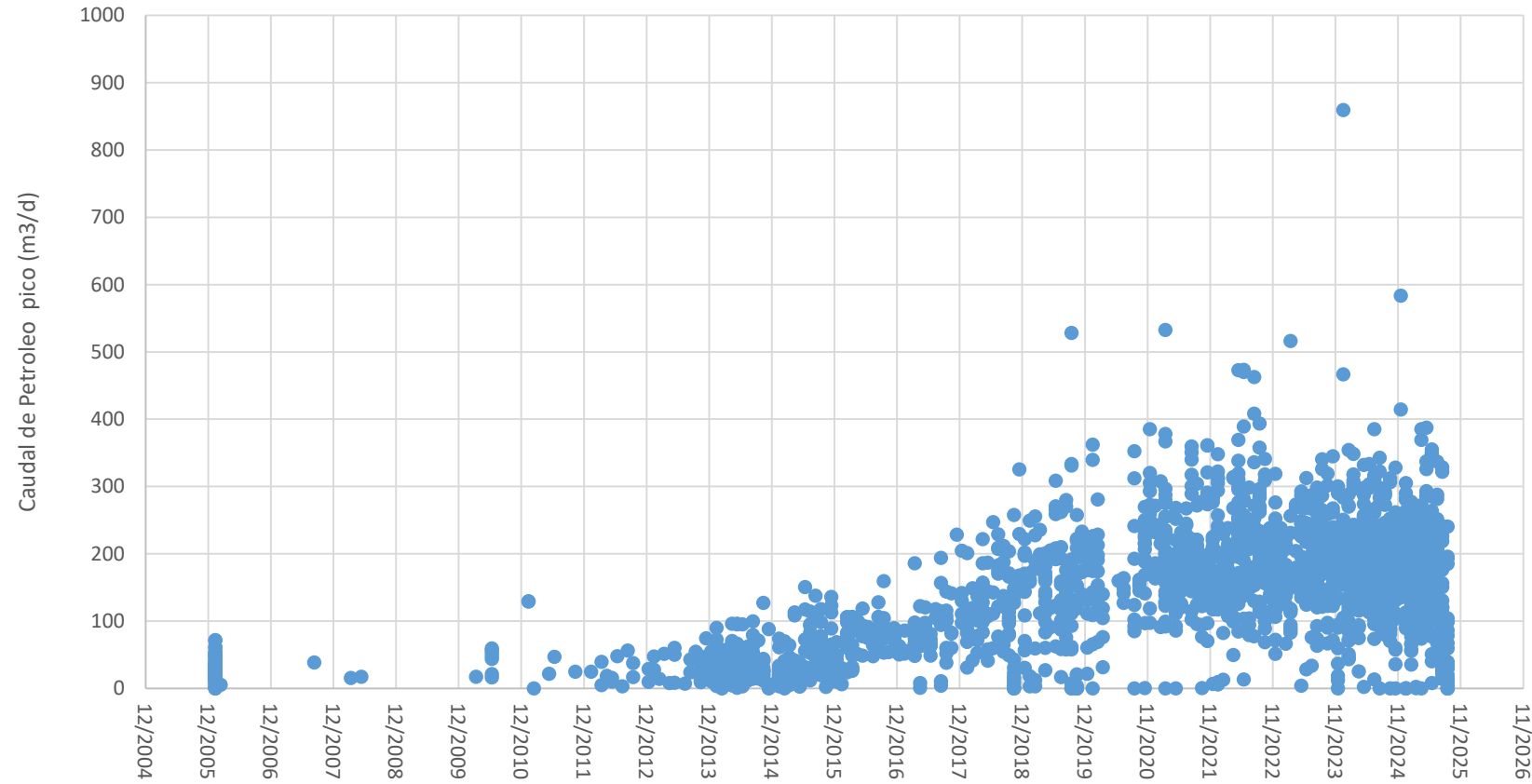
## Motivos de la rápida declinación

## Tipo de fluido – Mecanismo de drenaje





# ESTADÍSTICA – EVOLUCIÓN DEL CAUDAL PICO





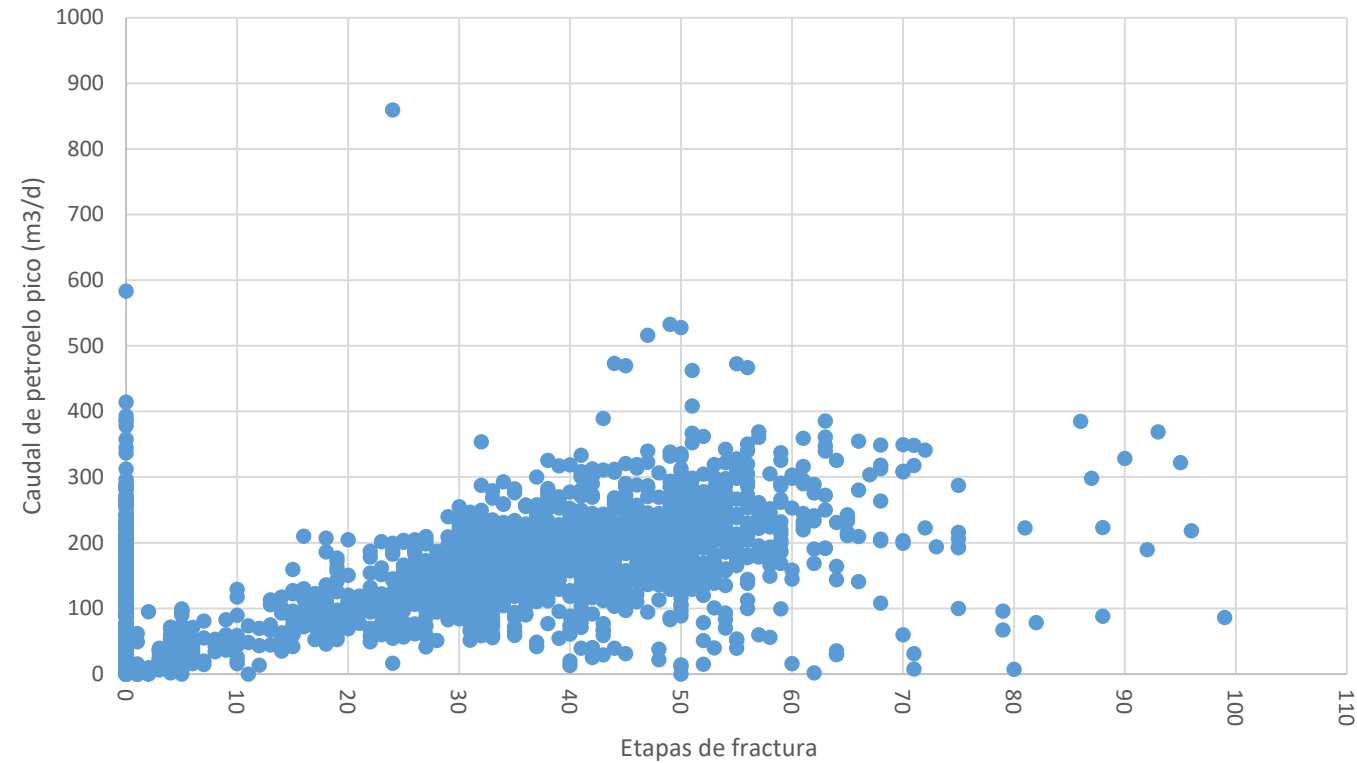


**3° Jornada de Petróleo 2025**

El Petróleo liderando la revolución exportadora  
energética del país

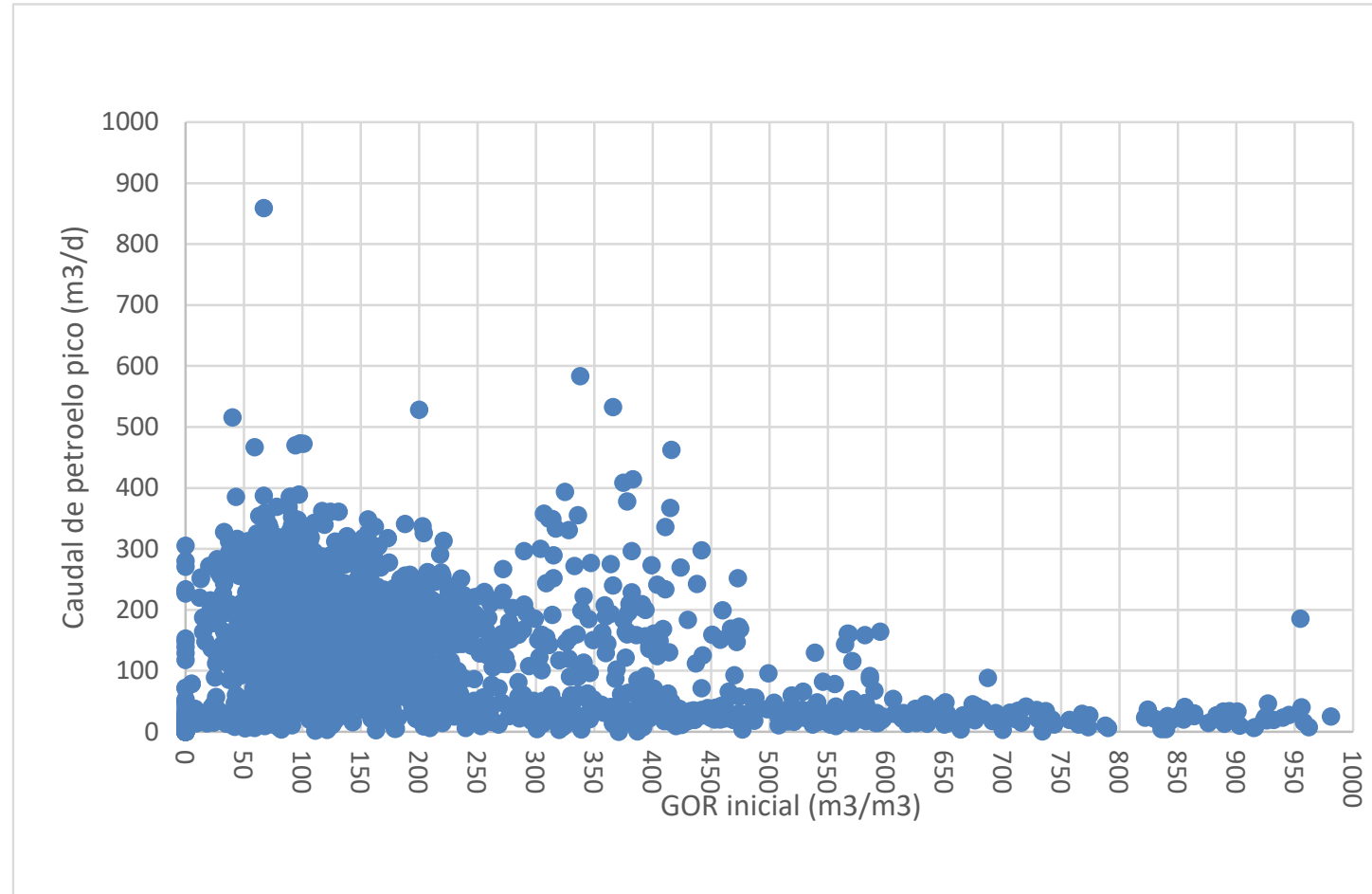


# ESTADÍSTICA – CAUDAL PICO Vs ETAPAS DE FRACTURA

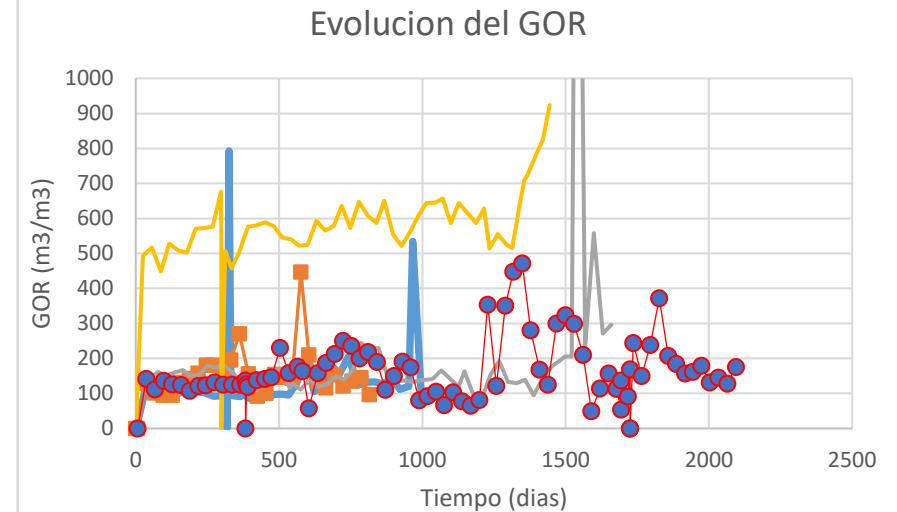




# ESTADÍSTICA – CAUDAL PICO Vs GOR INICIAL



La medición del gas asociado y en consecuencia la del GOR tiene frecuentemente inconsistencias, es difícil de seguir y mucho mas difícil de predecir.



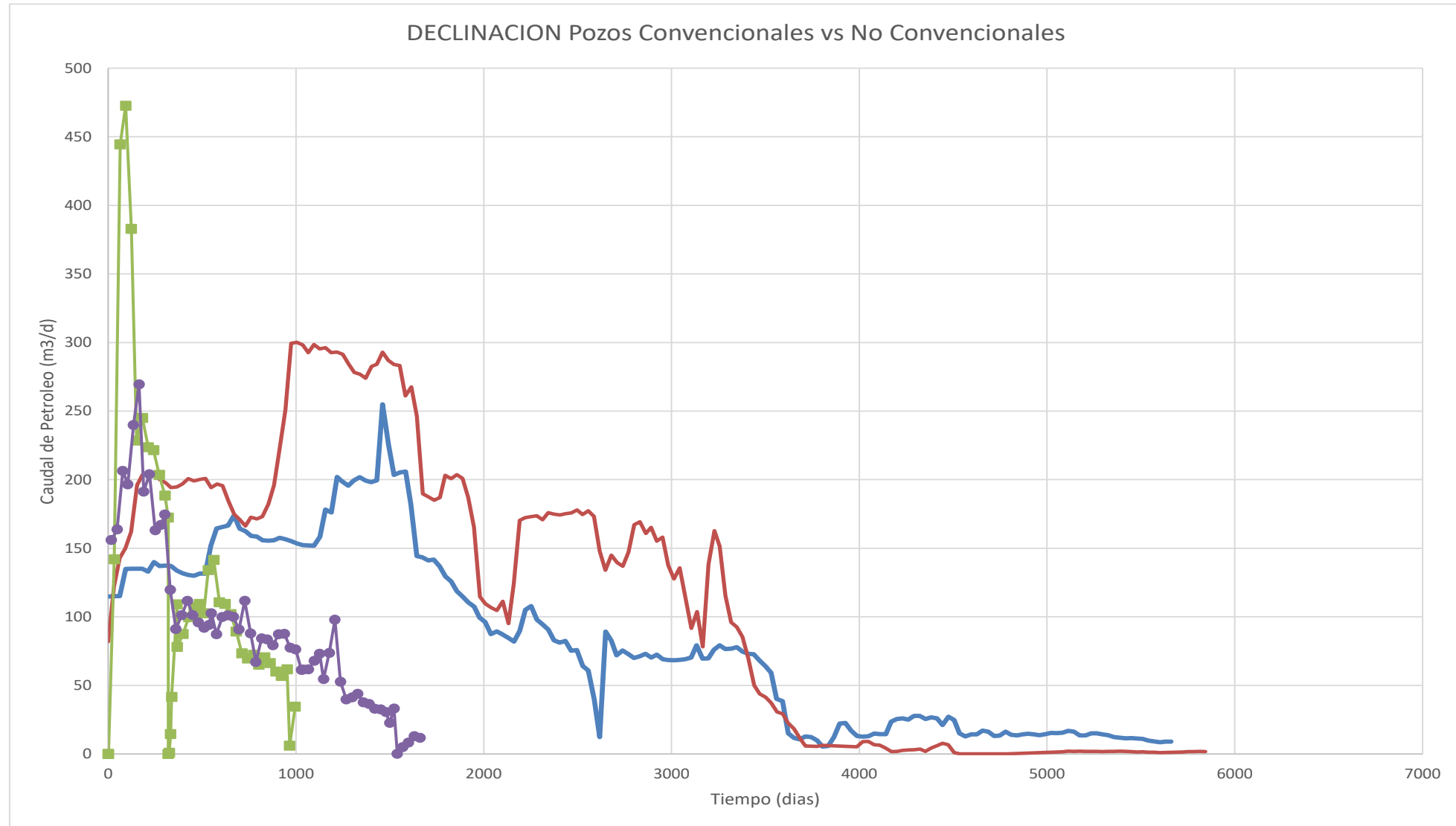


**3º Jornada de Petróleo 2025**

El Petróleo liderando la revolución exportadora  
energética del país



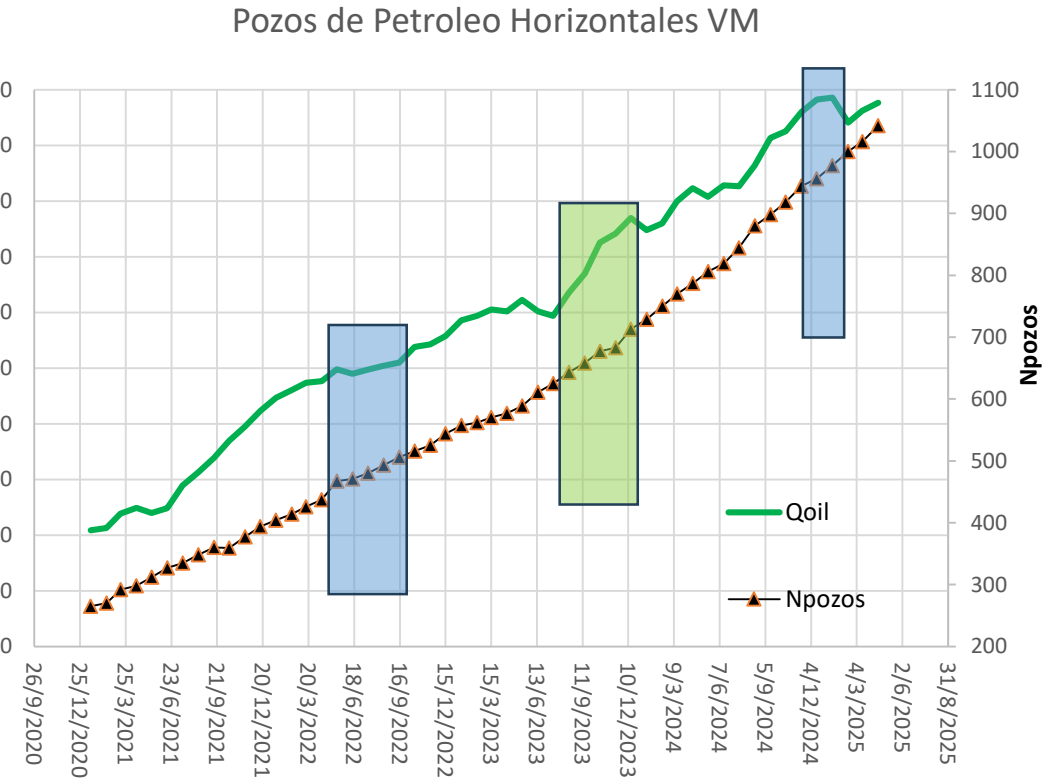
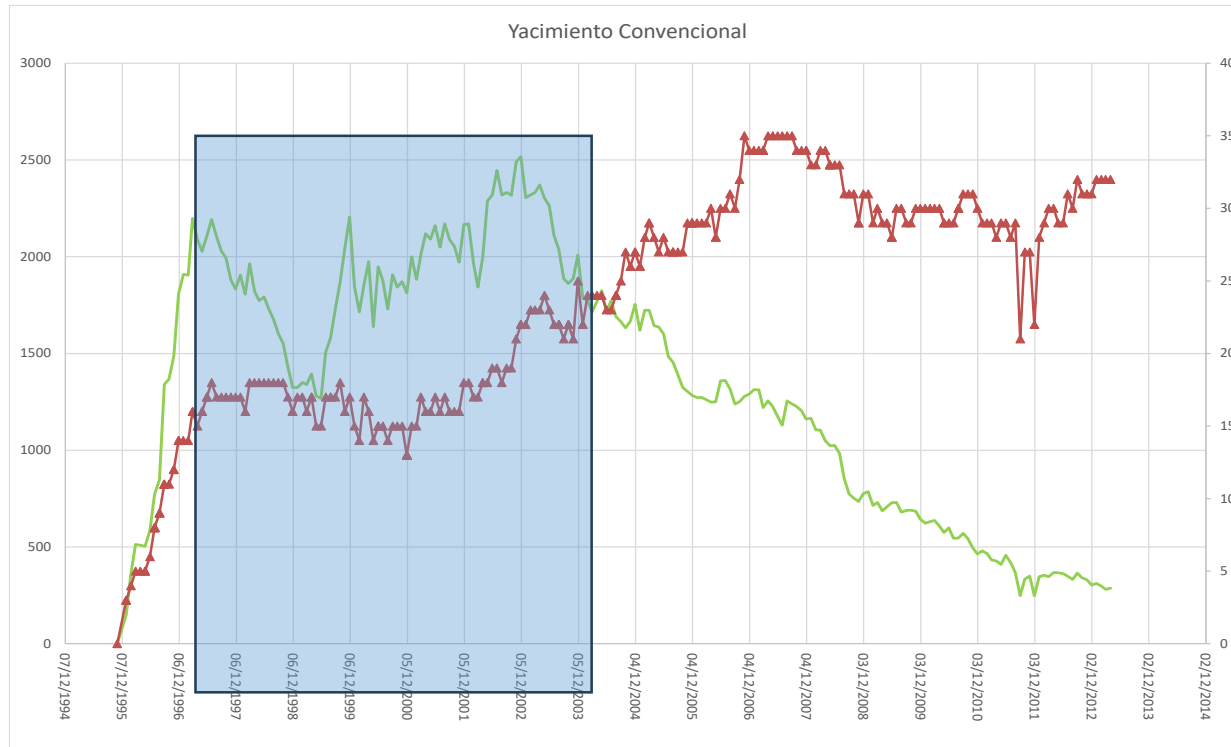
# COMPARACIÓN CONVENCIONAL – NO CONVENCIONAL





# COMPARACIÓN CONVENCIONAL – NO CONVENCIONAL

## Producción de Petróleo vs Numero de Pozos



**Inversión constante en Perforación y Terminación**





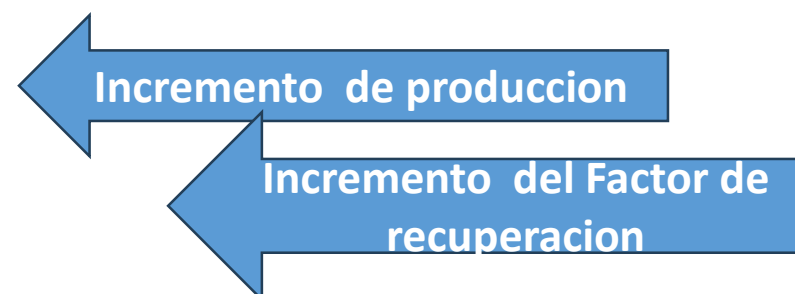
# MEJORA DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

## Inyección de gas en proceso Huff and Puff

La inyección de gas en proceso Huff and Puff consiste en inyectar gas en el pozo por la tubería de producción durante un tiempo y reabrir el pozo. El proceso puede repetirse en varios ciclos

### Objetivos

- Re presurización del SRV
- Hinchamiento del petróleo
- Reducción de viscosidad
- Cambio de fase del fluido en reservorio (de petróleo a gas)
- En zonas con importante producción de CO<sub>2</sub> puede tener como objetivo secundario la reducción de emisiones



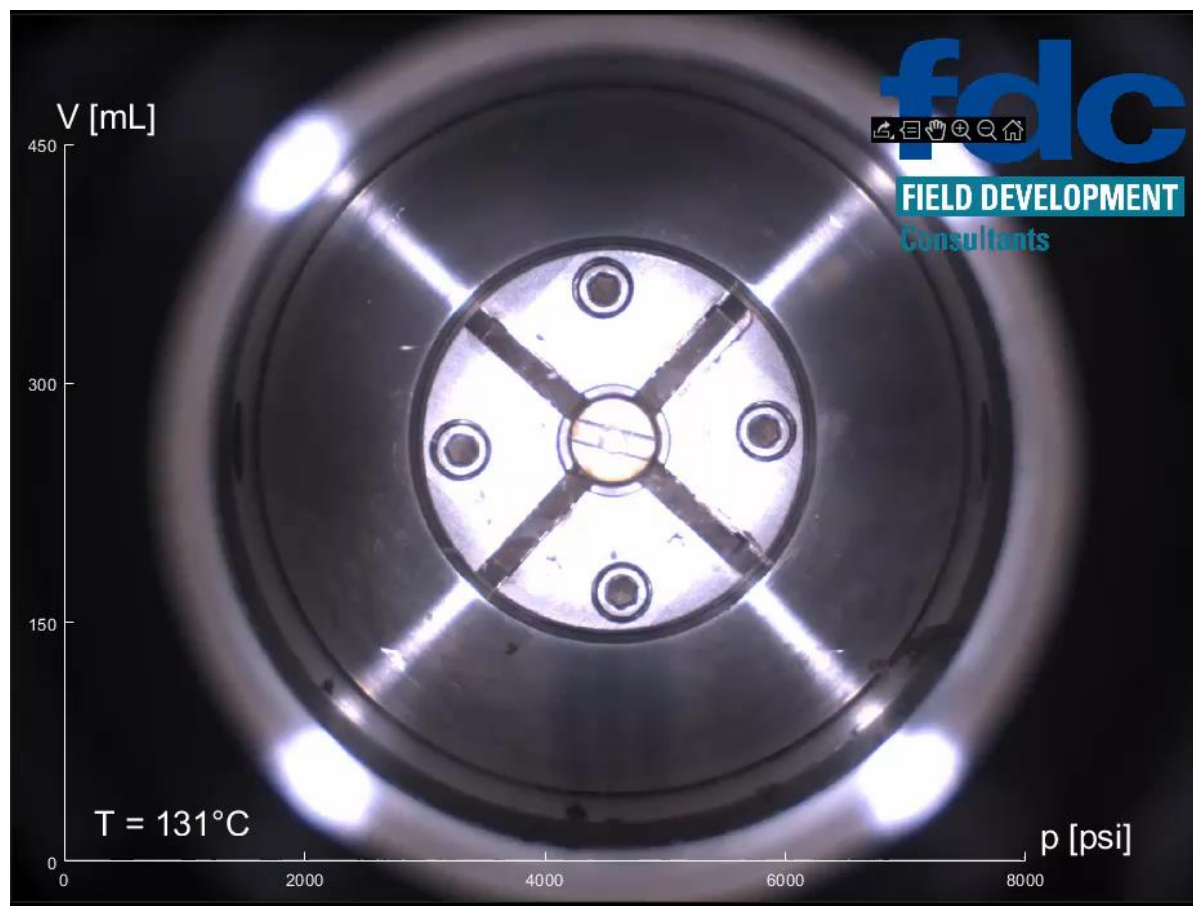
**Aplicable a pozos de petróleo negro y volátil**

**Aplicable a pozos de gas condensado rico para mejorar la recuperación de liquido**



# MEJORA DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

## Inyección de gas en proceso Huff and Puff – Pozos de Gas Condensado



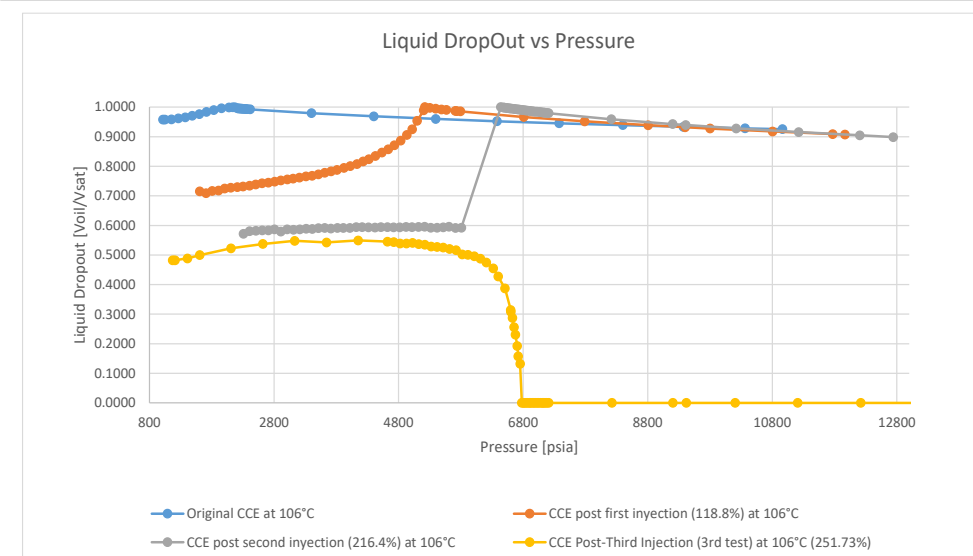
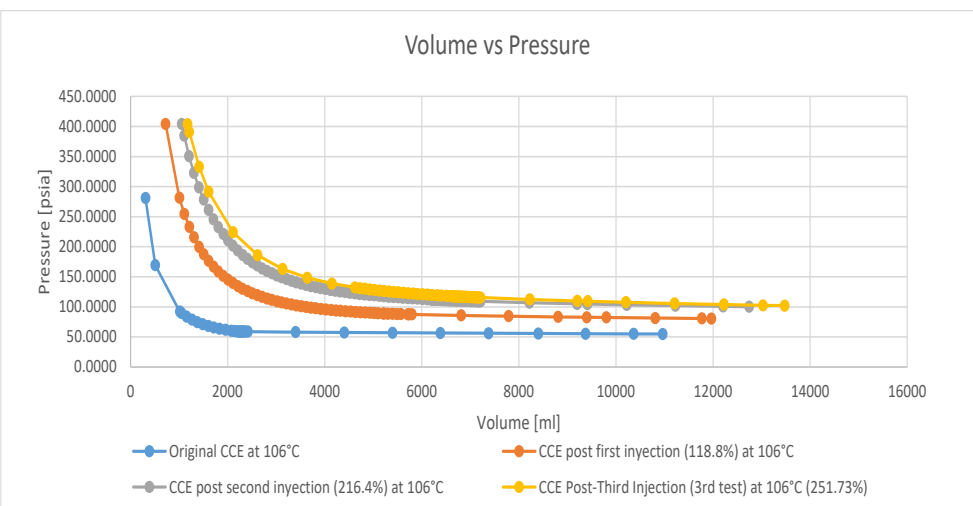


# MEJORA DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

## Inyección de gas en proceso Huff and Puff – Ensayos de Laboratorio

Componente	Inicial	Gas de inyección	1ra inyeccion	2da inyeccion	3ra inyeccion	4ta inyeccion
N2	0.316	0.634	0.489	0.534	0.544	0.552
CO2	0.089	0.313	0.211	0.242	0.249	0.255
<b>C1</b>	<b>31.012</b>	<b>70.936</b>	<b>52.696</b>	<b>58.320</b>	<b>59.586</b>	<b>60.580</b>
C2	9.393	16.595	13.305	14.319	14.547	14.727
C3	7.09	7.749	7.448	7.541	7.562	7.578
iC4	1.161	0.793	0.961	0.910	0.898	0.889
nC4	4.035	1.947	2.901	2.607	2.541	2.489
iC5	1.635	0.379	0.953	0.776	0.736	0.705
nC5	2.371	0.377	1.288	1.007	0.944	0.894
.C6	3.153	0.158	1.527	1.105	1.010	0.935
.C7_c1	4.025	0.077	1.881	1.325	1.200	1.101
.C8_c1	4.385	0.028	2.019	1.405	1.267	1.158
.C9_c1	3.48	0.010	1.595	1.107	0.997	0.910
.C10_c1	3.111	0.001	1.422	0.984	0.885	0.808
.C11_c1	2.419		1.105	0.764	0.688	0.628
.C12_c1	1.975		0.902	0.624	0.562	0.512
.C13_c1	2.046		0.935	0.647	0.582	0.531
.C14_c1	1.754		0.801	0.554	0.499	0.455
.C15_c1	1.556		0.711	0.492	0.442	0.404
.C16_c1	1.295		0.592	0.409	0.368	0.336
.C17_c1	1.209		0.552	0.382	0.344	0.314
.C18_c1	1.142		0.522	0.361	0.325	0.296
.C19_c1	0.896		0.409	0.283	0.255	0.232
.C20+_c1	10.45		4.774	3.302	2.971	2.711

Sensibilidad a la  
composición de gas de  
Inyeccion





# MEJORA DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

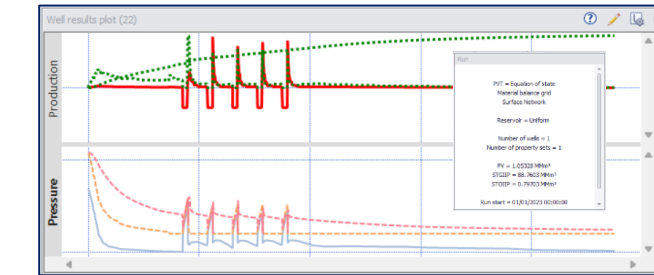
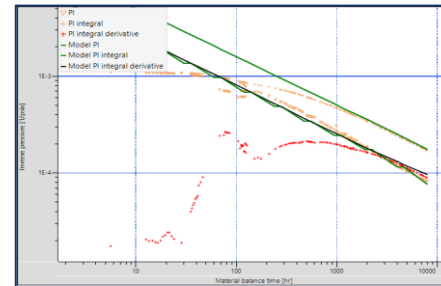
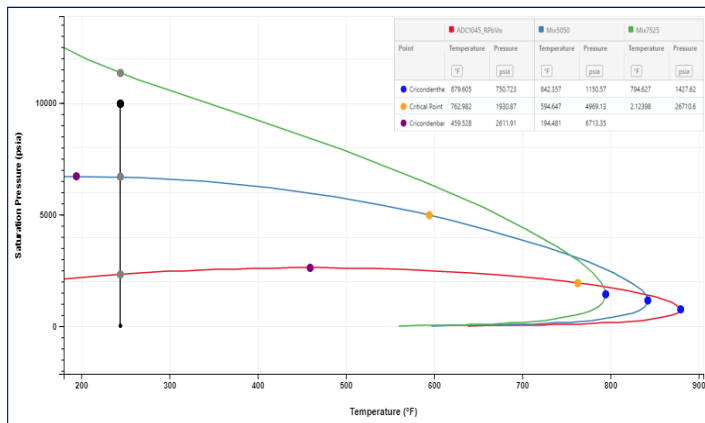
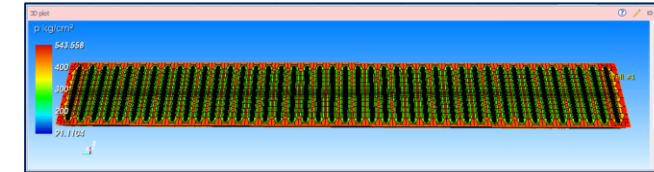
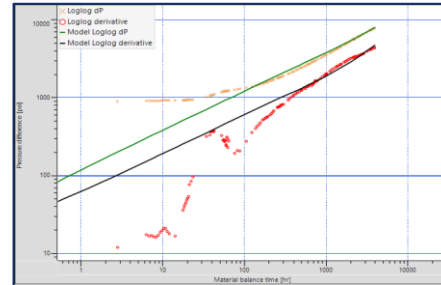
## Inyección de gas en proceso Huff and Puff – Flujo de Trabajo

EOS Tuning  
PR2 + Peneloux Vol corr + Pedersen

Compositional RTA  
Diagnostics

Compositional Reservoir  
Simulation Model

Fluid Properties		Pedersen											
Component	Mole Fraction	Mass Fraction	Molar Weight	Specific Gravity	Boiling Point	Tc	Pc	u					
N2	0.00578988	0.00154742	28.013	0	-195.806	-146.95	34.6703	0.037					
CO2	0.00104998	4.4086e-4	44.009	0	-56.55	31.06	75.2857	0.225					
C1	0.306594	0.0469246	16.042	0	-161.489	-82.5862	46.8968	0.011					
C2	0.0834983	0.0239538	30.069	0	-88.6001	32.17	49.6806	0.099					
C3	0.0621088	0.0261294	44.096	0	-42.0389	96.6801	43.3175	0.152					
iC4	0.0112998	0.00626597	58.122	0	-11.7222	134.65	37.1176	0.186					
nC4	0.0374693	0.0207775	58.122	0	-0.499988	151.97	38.7084	0.2					
iC5	0.0167697	0.0115434	72.149	0.627	27.8445	187.25	34.4664	0.229					
nC5	0.0241795	0.0166439	72.149	0.632	36.0723	196.55	34.3644	0.252					
C6	0.0354693	0.0284256	84	0.686	68.0684	236.032	32.3038	0.296689					
C7	0.0454991	0.0416727	96	0.724	92.1538	262.31	29.743	0.33732					
C8	0.049319	0.0503473	107	0.747	112.583	283.571	27.6183	0.374114					





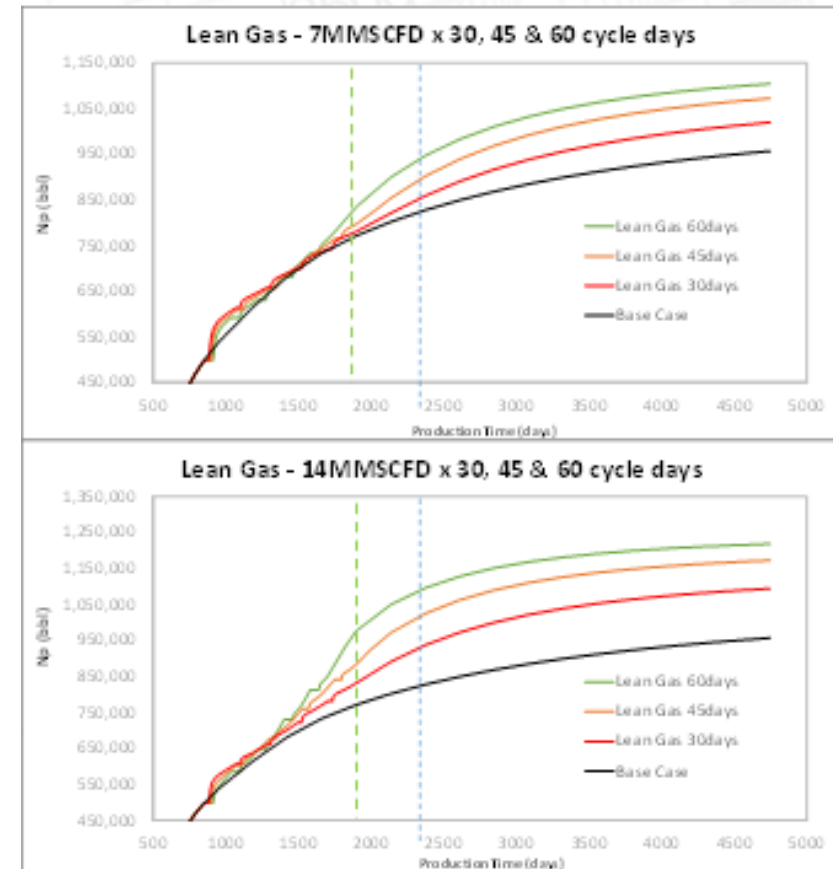


# MEJORA DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

## Inyección de gas en proceso Huff and Puff – Flujo de Trabajo

### Análisis Económico de Alternativas

- 3 Fluidos de Inyección
- Distintos caudales de Inyección
- Distintos tiempos de inyección – Producción
- Precios de petróleo y gas
- Compra o alquiler de compresión

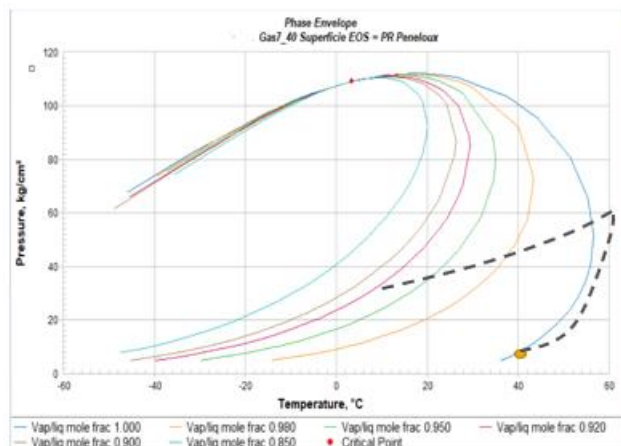




# CARACTERÍSTICAS – GAS ASOCIADO

## Transporte y Tratamiento

- Separación en baja presión
- Alto contenido en C2, GLP, C5+
- Cricondenter en el orden de 40C-50C
- Importante condensación en alta presión
- Mezcla del gas de VRU a la corriente de gas de separador



Presión [Kg/cm²]g	12.00	8.00	6.00	4.00
Componente [%Molar]				
N <sub>2</sub> Nitrogeno	2.124	1.958	1.865	1.757
CO <sub>2</sub> Dióxido de Carbono	0.164	0.163	0.161	0.158
C <sub>1</sub> Metano	75.413	72.213	70.007	67.103
C <sub>2</sub> Etano	12.412	13.297	13.702	13.999
C <sub>3</sub> Propano	6.443	7.800	8.727	9.874
iC <sub>4</sub> i-Butano	0.579	0.751	0.888	1.092
nC <sub>4</sub> n-Butano	1.680	2.215	2.663	3.361
iC <sub>5</sub> i-Pentano	0.337	0.455	0.560	0.740
nC <sub>5</sub> n-Pentano	0.430	0.582	0.720	0.958
C <sub>6</sub> Hexanos	0.228	0.310	0.387	0.525
C <sub>7</sub> Heptanos	0.113	0.153	0.190	0.259
C <sub>8</sub> Octanos	0.051	0.068	0.085	0.115
C <sub>9</sub> Nonanos	0.016	0.021	0.027	0.036
C <sub>10</sub> Decanos	0.010	0.013	0.017	0.022
Total :	100.000	100.000	100.000	100.000
Propiedades medias				
G. Esp. (aire=1)	0.745	0.782	0.809	0.849
Factor de Desviación ("Z")	0.964	0.972	0.977	0.982
Peso Molecular Medio	21.6	22.6	23.4	24.6
P. Molec de la Fracción C7+	103.60	103.51	103.47	103.44
P. Caloríf. Inf. [Kcal/m³]	10,258	10,749	11,117	11,650
P. Caloríf. Sup. [Kcal/m³]	11,301	11,828	12,224	12,795

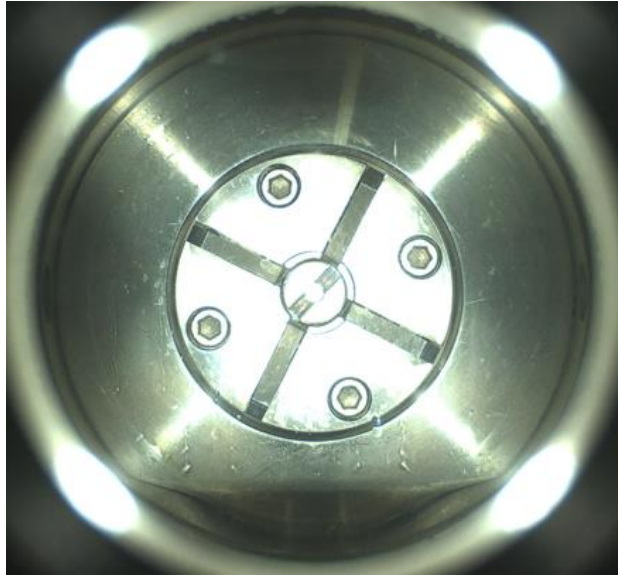
Presión, [Kg/cm² abs]	28	1.033
Temperatura, [°C]	56	15
N <sub>2</sub>	0.478	0.072
CO <sub>2</sub>	0.106	0.088
C <sub>1</sub>	71.248	31.915
C <sub>2</sub>	13.901	20.937
C <sub>3</sub>	8.115	24.367
iC <sub>4</sub>	1.379	5.281
nC <sub>4</sub>	2.660	10.548
iC <sub>5</sub>	0.657	2.505
nC <sub>5</sub>	0.620	2.254
C <sub>6</sub>	0.418	1.196
C <sub>7</sub>	0.236	0.541
C <sub>8</sub>	0.118	0.217
C <sub>9</sub>	0.040	0.055
C <sub>10</sub> +	0.035	0.023

Propiedades Calculadas a condición estándar		
Peso Molecular [g/mol]	23.438	36.709
Gravedad Especifica (aire=1)	0.809	1.267
Factor Z del Gas	0.946	0.881
Poder Cal. Inferior [Kcal/m³]	11291	17218
Poder Cal. Superior [Kcal/m³]	12467	18890
Propiedades Calculadas del C7+ a condición estándar		
Fracción molar C7+	0.428	0.837
Peso Molecular C7+ [g/mol]	104.981	101.73
Densidad C7+ (g/cm³)	0.720	0.714



# CARACTERÍSTICAS – GAS ASOCIADO

## Transporte y Tratamiento

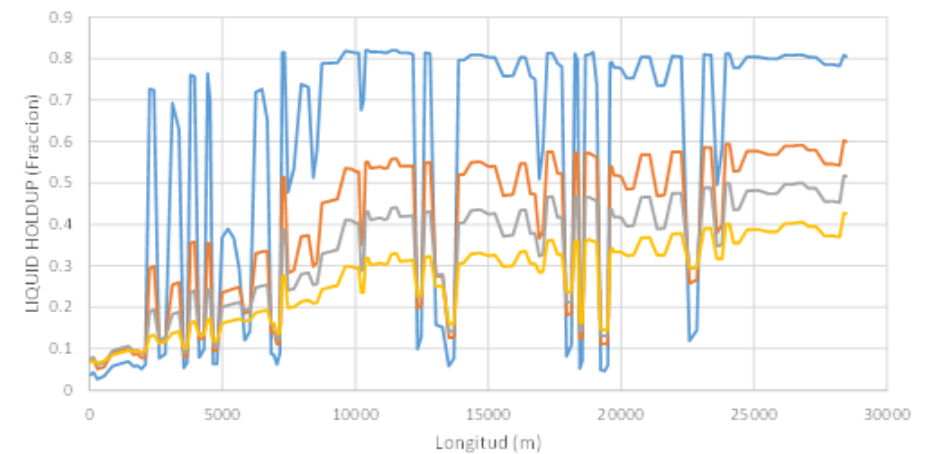
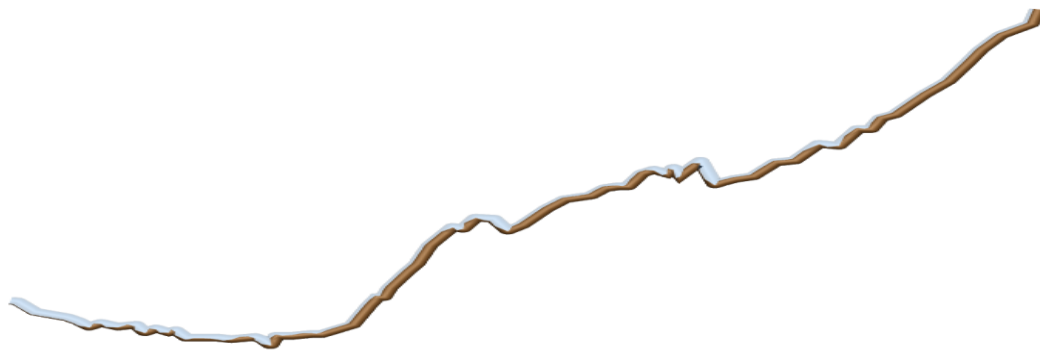


+



=

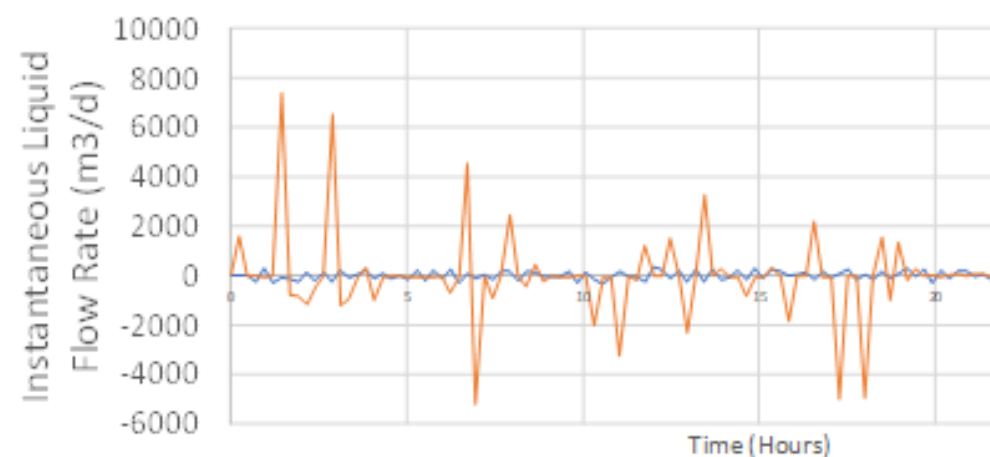
Liquid holdup distribution in "GASODUCTO" at time 00:36:01





# CARACTERÍSTICAS – GAS ASOCIADO

- El liquido condensado tiene densidades entre 0.4 g/cm<sup>3</sup> y 0.5 g/cm<sup>3</sup>
- Del liquido condensado solo permanece en estado liquido el 5% en condiciones de TK
- Esa condensación reduce la capacidad de transporte de gas
- A la salida de los gasoductos el caudal instantáneo de liquido es muy inestable
- Se requieren SLUG – CATCHER en la recepción de estos gasoductos
- Se requiere paso de PIG para remover liquido en zonas bajas del ducto
- Las características del gas reduce el rendimiento de plantas de tratamiento de gas convencional







## CARACTERÍSTICAS – GAS ASOCIADO

WELL FLUID		PRIMARY SEPARATION			TANK		
		Psep	3.953	BARA	Psep	1.013	BARA
		Tsep	20	C	Tsep	41	C
		V1	0.4005		V2	0.1075	
		Nmoles	0.8748		Nmoles	0.1408	
		VolMolSt	23642.4		VolMolSt	23642.4	
		Ogas	20683.12	m3/d	Ogas	3328.21	
		SPG gas	0.856		SPG gas	1.52	
		L1	0.5995		L2	0.8287	
		Nmol	1.3095		Nmol	1.0852	
		MW	193.04		MW	211	
		Dens	0.8251	g/cm3	Dens	0.8316	
		Caudal Liq	306.37	m3/d	Caudal Liq	275.34	

- El liquido de tanque libera importante cantidad de Gas
- El gas liberado en tanque tiene gravedades especificas mayores que 1
- La instalación de VRU reduce considerablemente el riesgo de accidentes
- La mezcla del gas de VRU con el gas de separador provoca mayor condensación en los gasoductos

Los gases de VRU y otros gases de separaciones intermedia en yacimiento y en plantas de proceso podrían usarse para reinyección en procesos HUFF & PUFF en pozos de petróleo con ventajas sobre gas de separador o gas de planta



# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE SOLIDOS

## PARAFINAS WAX

### **Taponamiento y reducción de diámetro**

- Tubing
- Líneas de conducción
- Oleoductos
- Tanques
- Filtros de plantas

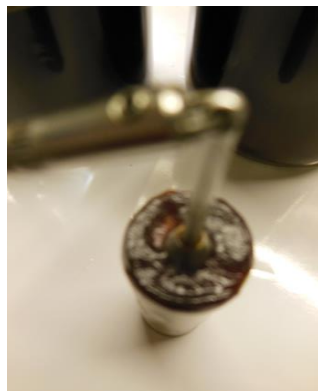
## ASFALTENOS

### **Precipitación en medio poroso y fractura**

- Producción primaria
- EOR



# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE SÓLIDOS PARAFINAS

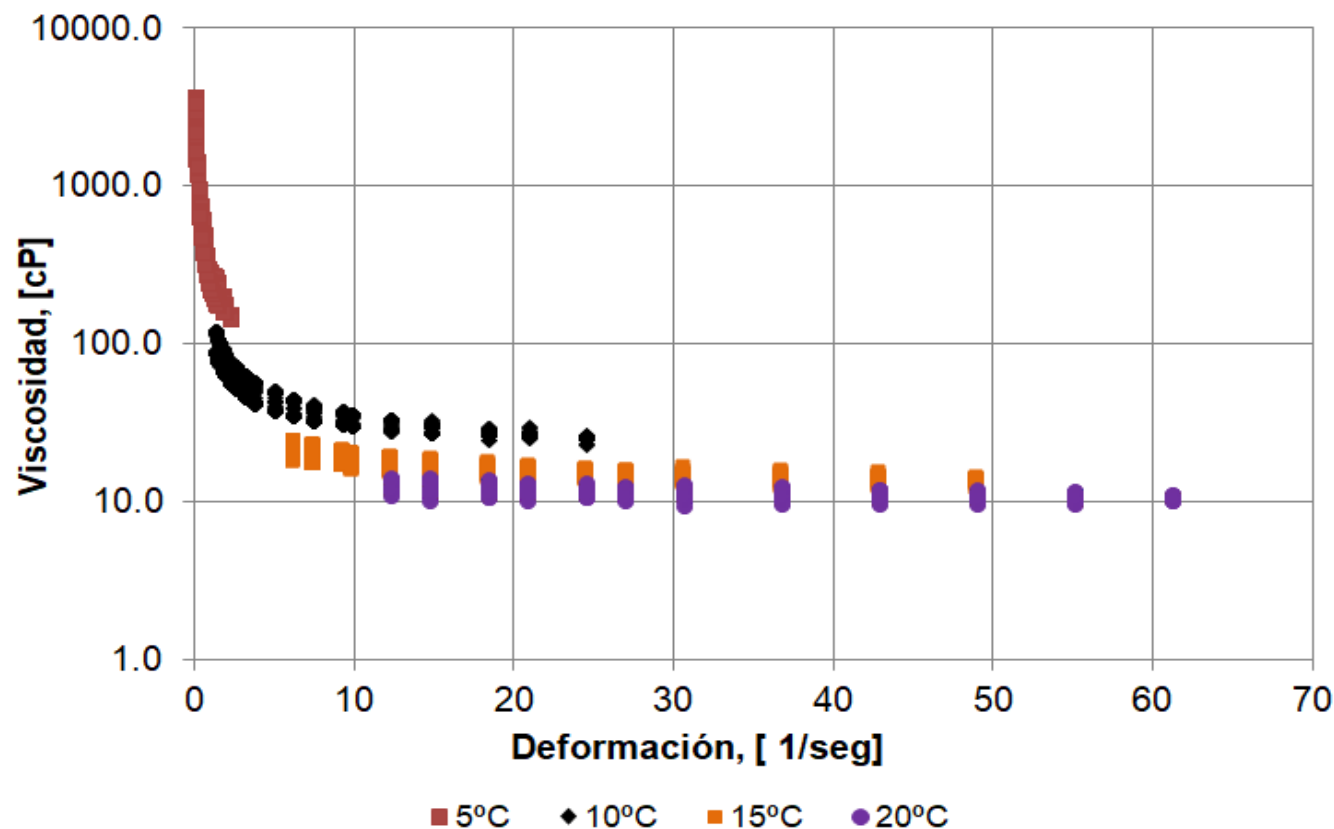


**La precipitación de parafinas implica**

- Taponamientos - Deposición
- Comportamiento **NO NEWTONIANO**
- La gran mayoría de los petróleos de **VACA MUERTA** tienen punto de aparición de parafinas **WAT > 20°C**

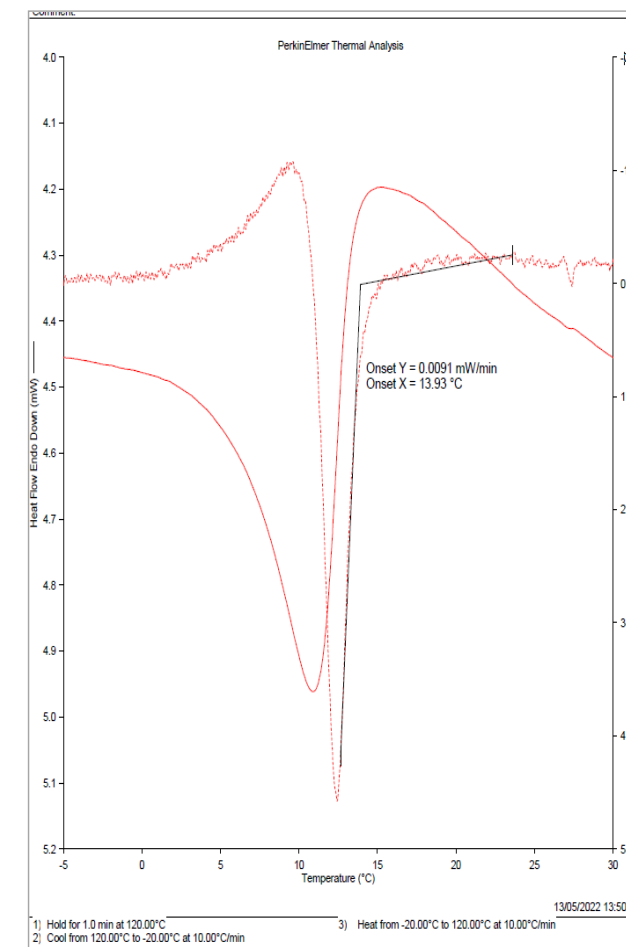


# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS



**GRÁFICO 1.** Viscosidad vs Deformación 5°C a 20°C

A temperaturas menores del WAT la viscosidad es función de la temperatura y la velocidad





# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

## Relación entre Reología y Curva de Precipitación

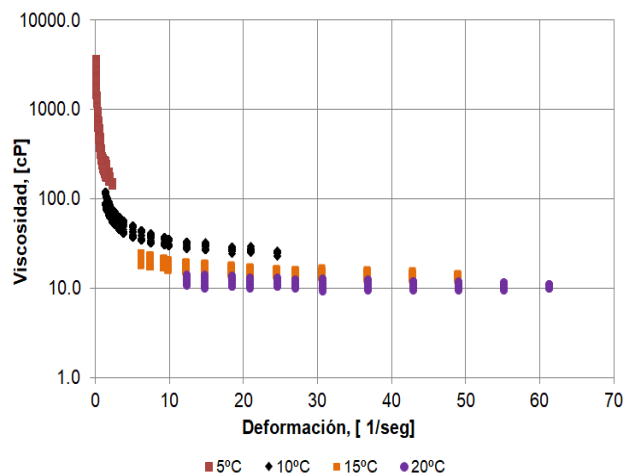
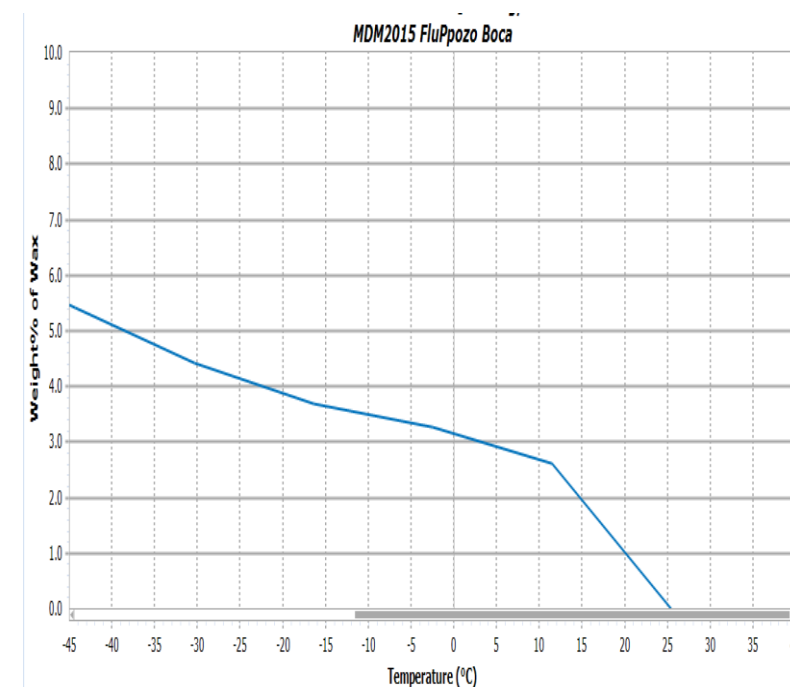


GRÁFICO 1. Viscosidad vs Deformación 5°C a 20°C

$$\eta = \eta_{eq} \left[ \exp(D\phi_{max}) + \frac{E\phi_{max}}{\sqrt{\frac{d\phi}{dy}}} + \frac{F\phi_{max}^4}{\frac{d\phi}{dy}} \right]$$





# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

## Flujo de Trabajo

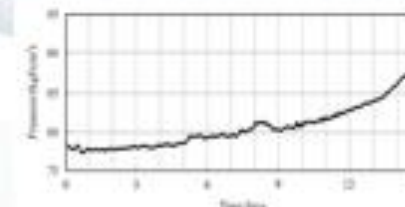
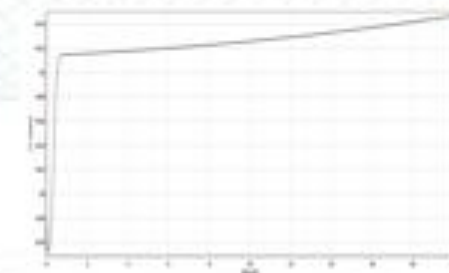
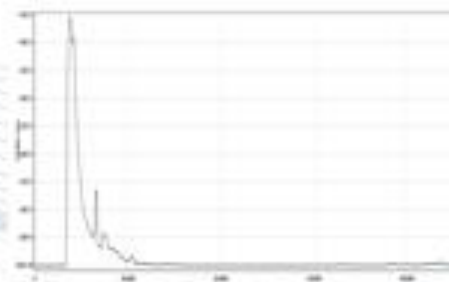
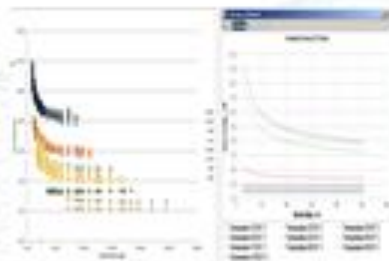
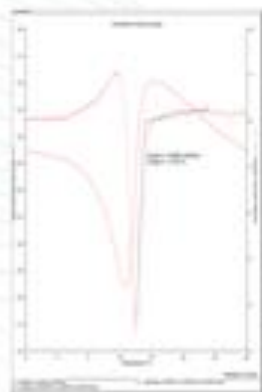


Fig. 3. Pressure behaviour at PDC of well B (10)

**Caracterización del fluido**

**Simulación - Ajustes**

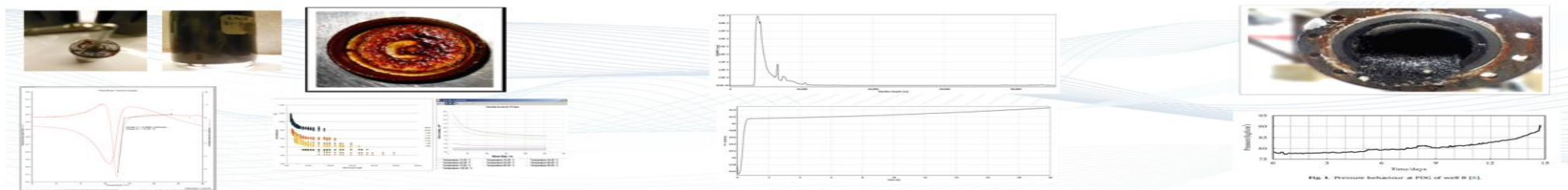
**Datos de campo**





# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

## Flujo de Trabajo



### Caracterización del fluido

- Caracterización de la fracción pesada
- Ajuste del WAT
- Ajuste comportamiento reológico
- *Ajuste curva de %deposición vs T*

### Simulación - Ajustes

Los programas que simulan la deposición de parafinas y calculan el espesor depositado en función del tiempo tienen distintos parámetros que dependen del método seleccionado y que pueden ser ajustados

### Datos de campo

Hay muy poca información disponible para poder ajustar los modelos.

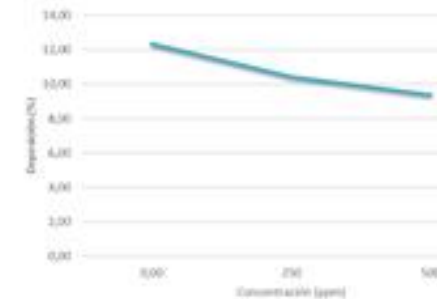
- Evolución de la presión de cabecera
- Datos de recuperación de WAX
  - Pozos
  - Ductos por PIGGING



# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

## Ensayos para calibración de modelos y test de productos

### COLD FINGER



### FLOW LOOP



Figure 1: Lynx Loop overview

SPE 115293

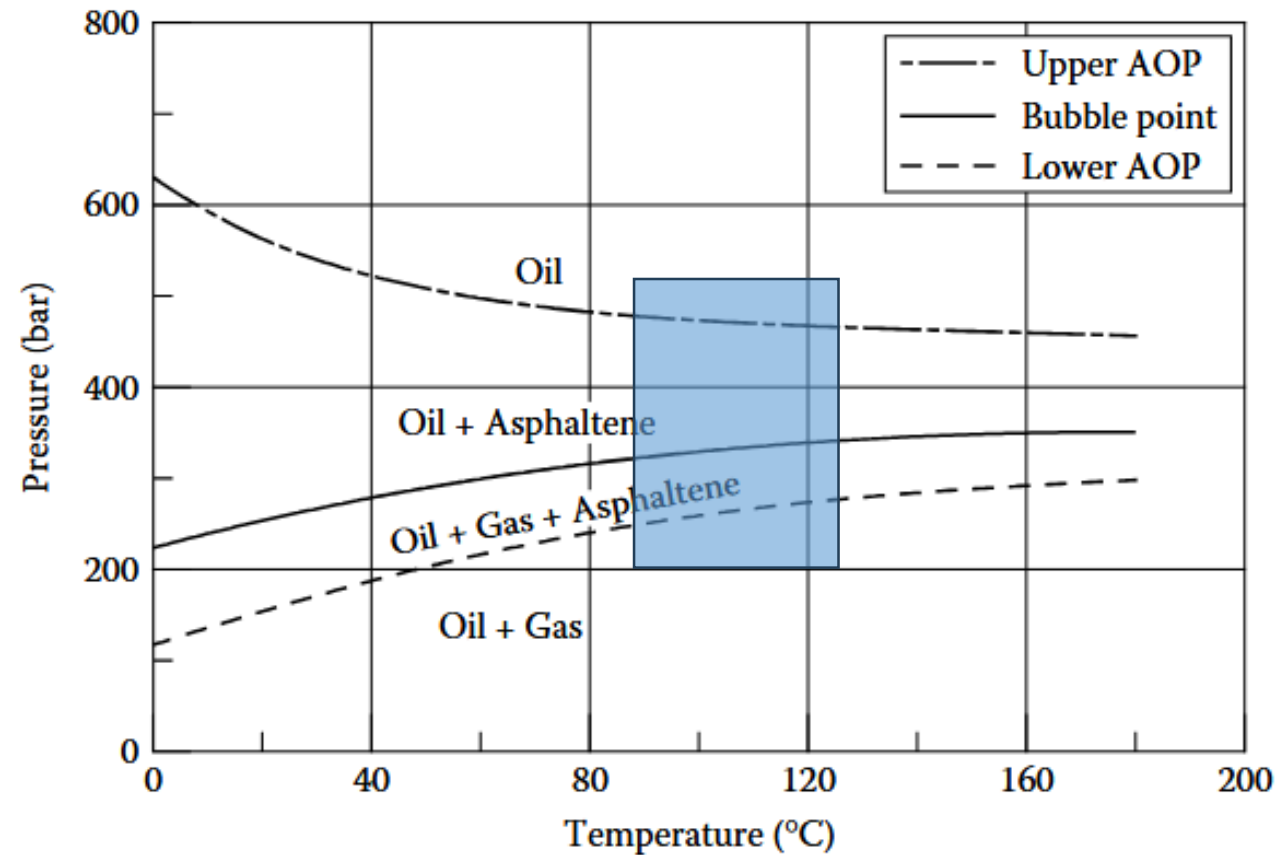
Wax Deposition in Pipelines: Flow-Loop Experiments and Investigations on a Novel Approach

Amine BENALLAL/IFP, Philippe MAUREL/IFP, Jean François AGASSANT/CEMEF, Myriam DARBOURET/IFP, Guillaume AVRIL/IFP and Eric PEURIER/IFP





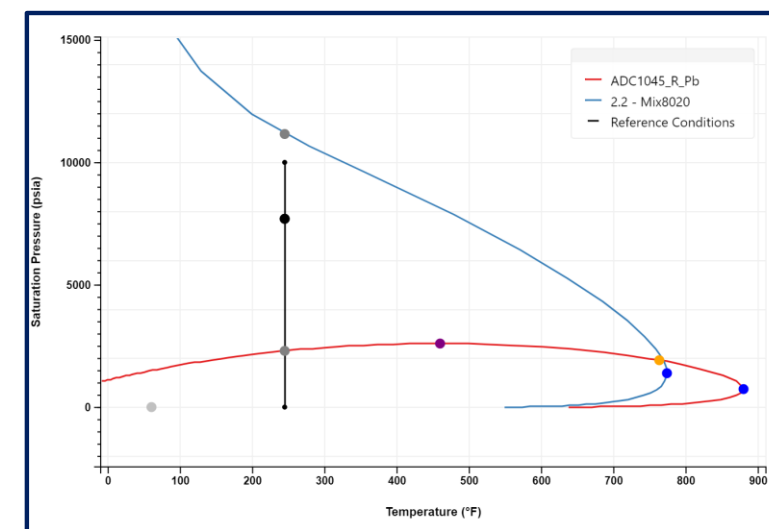
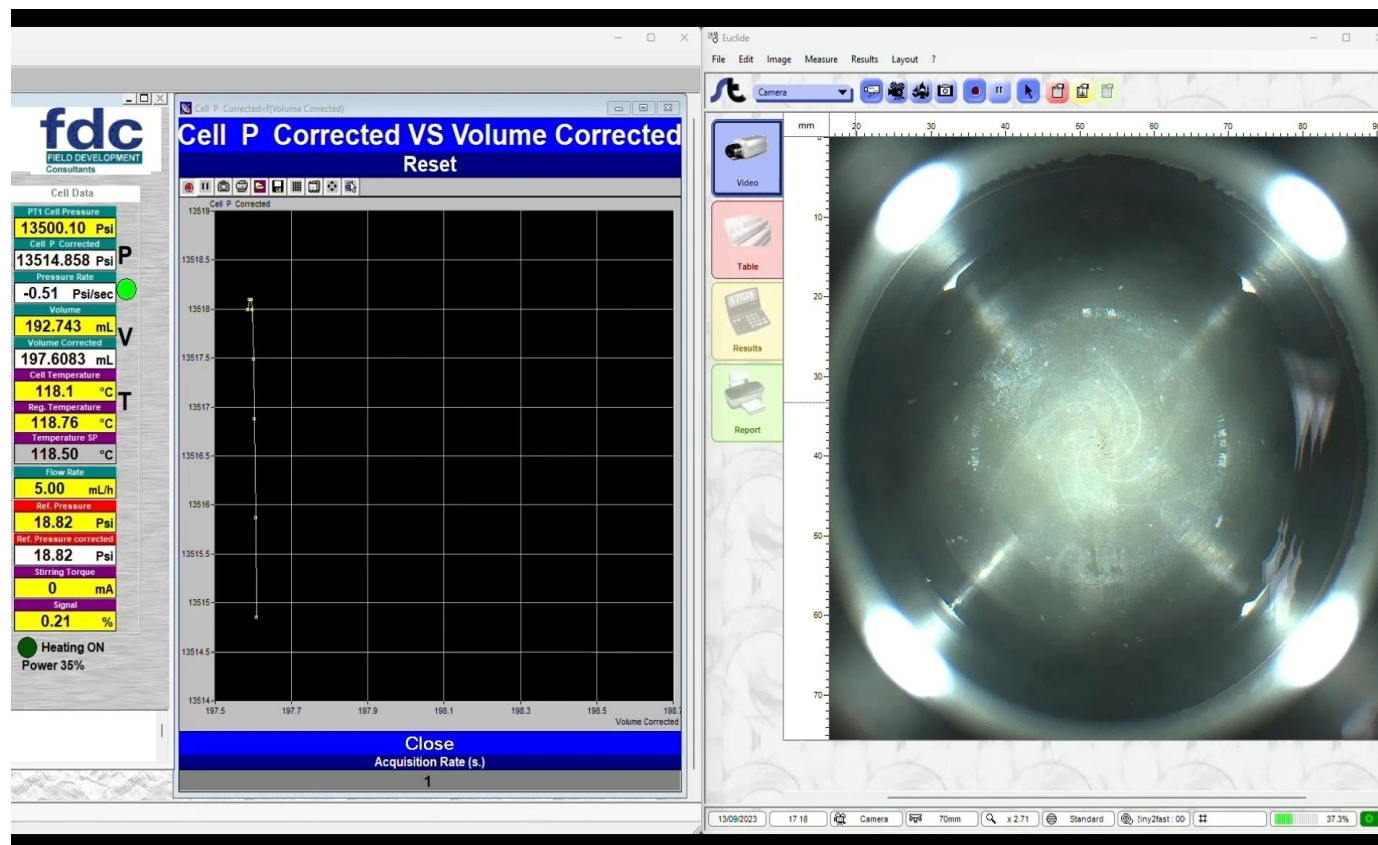
# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS





# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

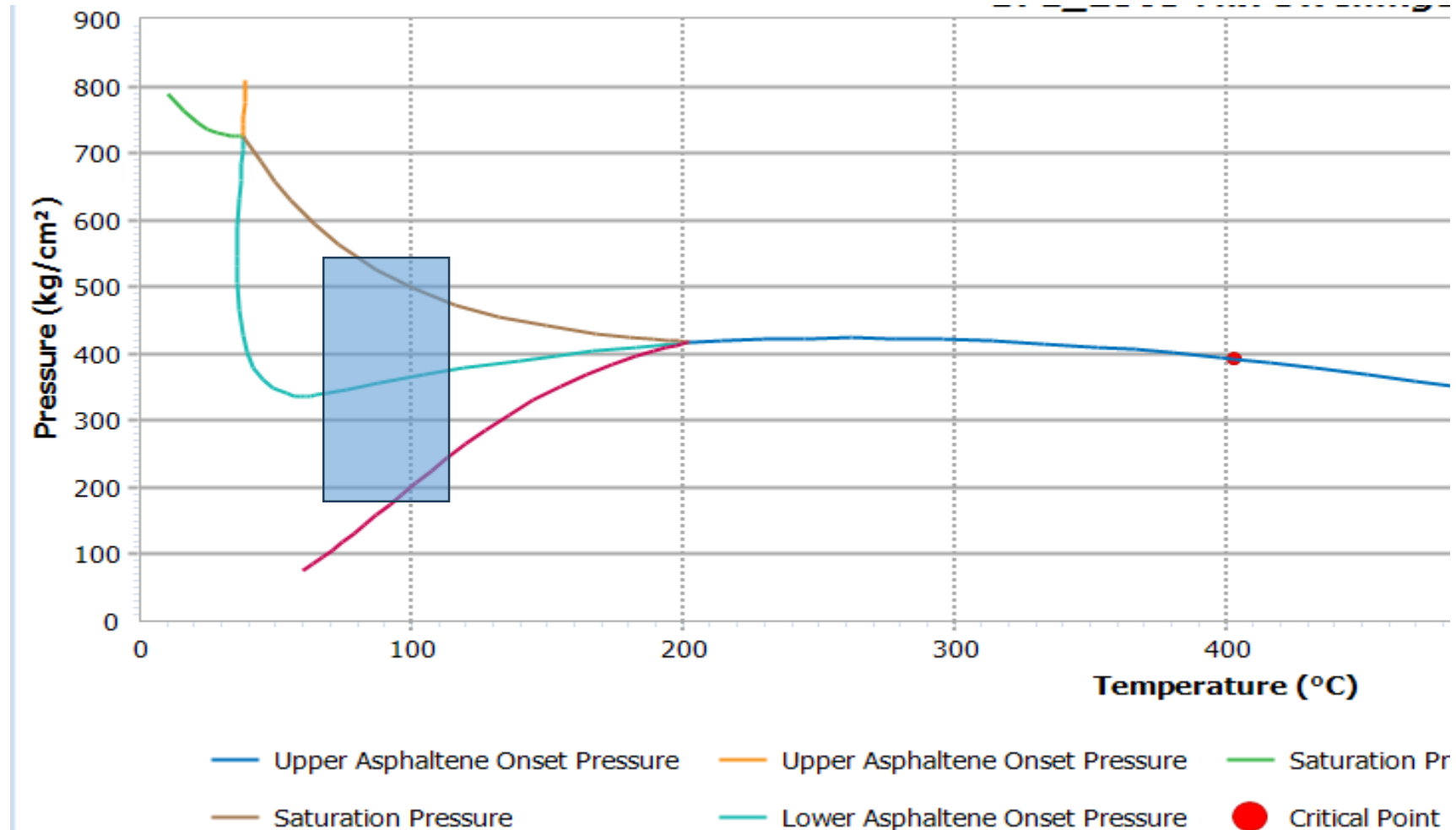
## Inyección Huff and Puff





# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

## Inyección HUFF and PUFF





# CARACTERÍSTICAS – PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

- Es difícil de DETECTAR o VISUALIZAR (Daño de Formación)
- En Laboratorio puede observarse solo la PRECIPITACIÓN
- Es muy importante evaluar su impacto especialmente en proyectos de HUFF & PUFF
- La simulación de precipitación de asfaltenos requiere
  - Ensayos de Laboratorio
  - PVT en medio poroso
  - Ensayos adicionales para caracterizar los fluidos en simulación

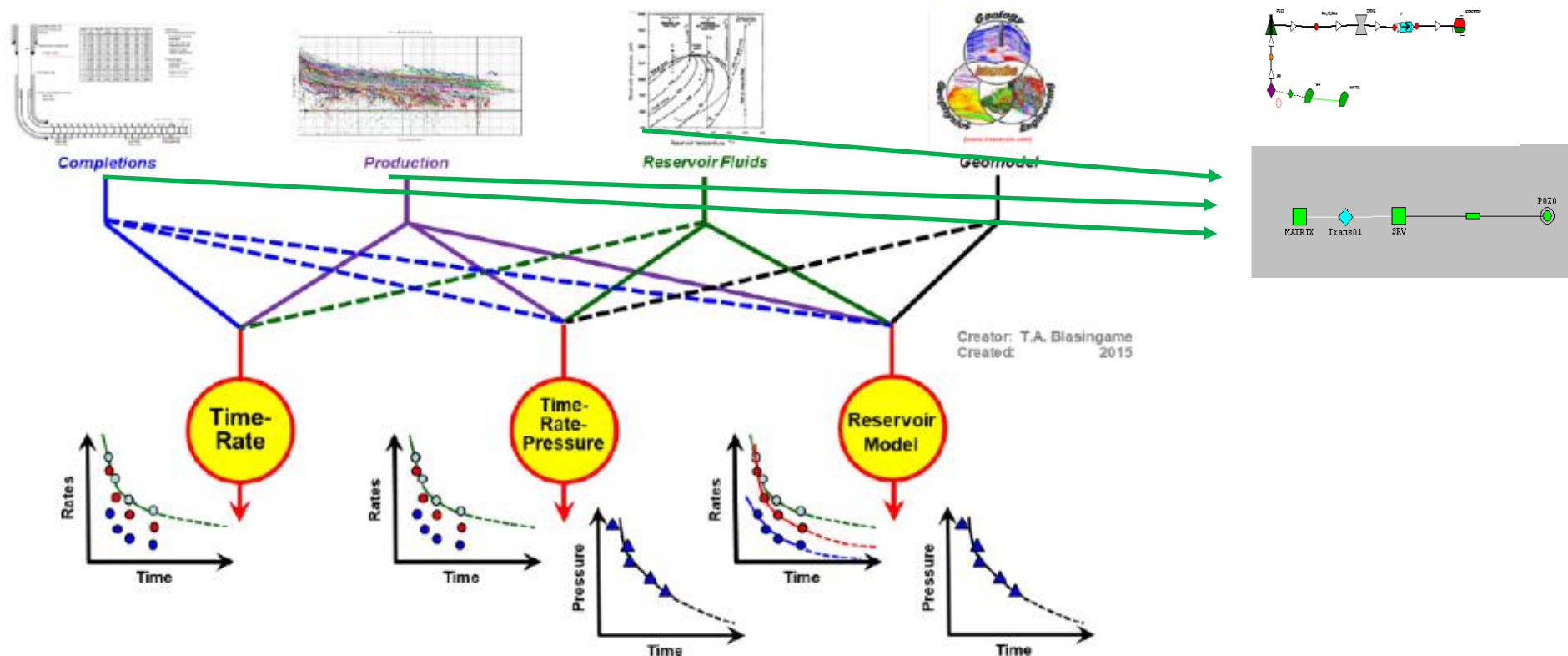




# Pronósticos de producción futura de Petróleo y Gas Asociado

## Herramientas

### Análisis de la Performance del pozo





# Pronósticos de producción futura de Petróleo y Gas Asociado

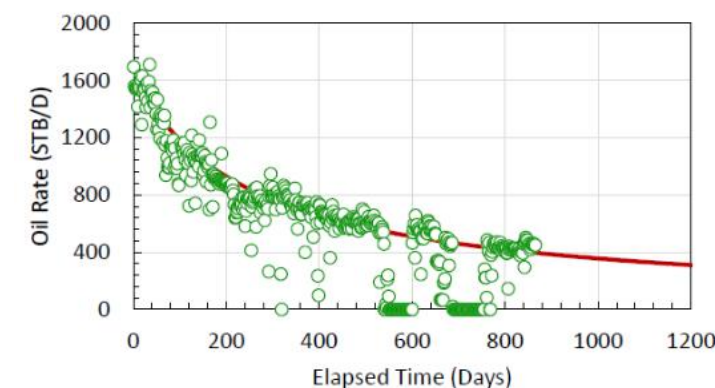
## Herramientas – Análisis Declinatorio

### VENTAJAS

- ✓ Rápida aplicación y visualización
- ✓ Eficaces para estudiar comportamientos históricos
- ✓ Permiten pronosticar en las mismas condiciones de operación
- ✓ Permite hacer análisis de sensibilidad en proyectos de desarrollo con muchos pozos muy rápidamente
- ✓ Se han desarrollado combinaciones de modelos que permiten modelar adecuadamente el comportamiento de pozos NC

### DESVENTAJAS

- *No permiten pronósticos con optimización y cambios*
- *Solo puede hacerse estimaciones para el gas asociado*
- *No permite pronosticar implementación de sistemas de extracción artificial*
- *No pueden modelar comportamiento después de paros de producción*
- *No es posible acoplar comportamiento de sistema de superficie*





# Pronósticos de producción futura de Petróleo y Gas Asociado

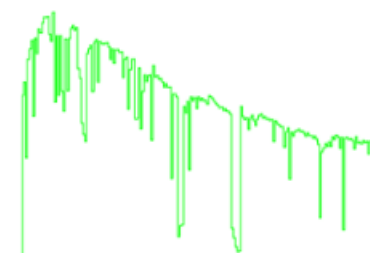
## Herramientas – Rate Transient Analysis

### Premisas:

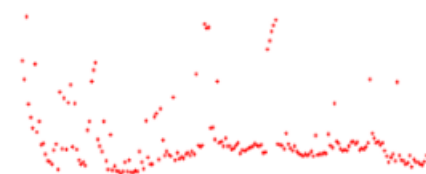
- Reservorio homogéneo
- N fracturas totalmente penetrantes
- Fracturas ortogonales al pozo horizontal
- Fracturas simétricas
- Propiedades del reservorio son constantes
- Fluido poco compresible con Ct y viscosidad

### Problemas:

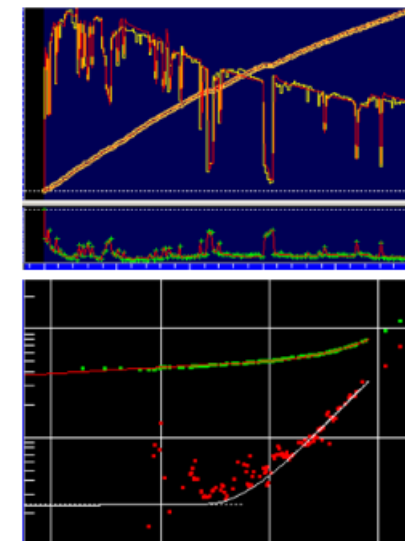
- Comportamientos PVT complejos
  - Near Criticals, Modelado Composicional
- Geometrías complejas de pozos y fracturas
- Interferencias entre pozos
- Incertidumbre en el área de drenaje (SRV, DFN)
- Permeabilidad muy baja que provoca transientes muy largos
  - Difícil acoplamiento a modelos de superficie



Historia de caudales



Historia de Presiones  
Dinámicas (Pwf o Pwh)



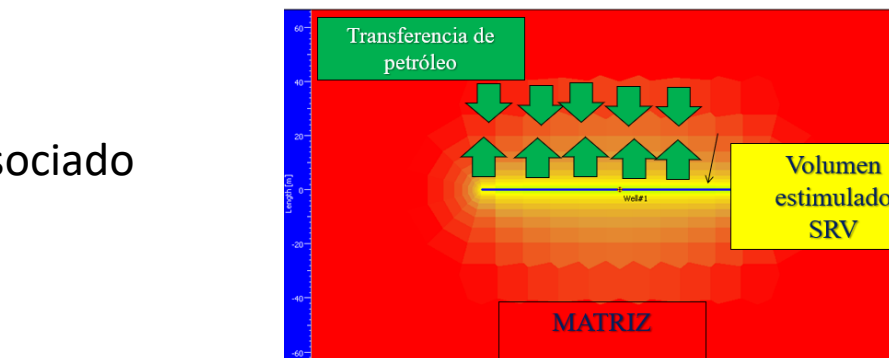


# Pronósticos de producción futura de Petróleo y Gas Asociado

## Herramientas – MODELOS INTEGRALES

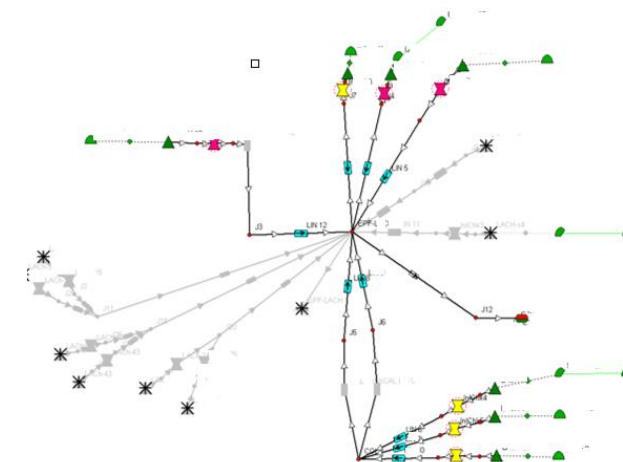
### VENTAJAS

- Aplicable al sistema desde reservorio a plantas de proceso
- En modo composicional predice estrictamente la evolución del gas asociado
- Calcula composición residual en matriz y SRV
- Puede simular H&P en muchos pozos simultáneamente



### DESVENTAJAS

- El modelo de reservorio es simplificado
- Requiere constante actualización y mantenimiento
- No considera interferencia entre pozos
- No permite sensibilidad a longitud o cantidad de fractura
- Requiere calculo de volúmenes y calibración pozo a pozo



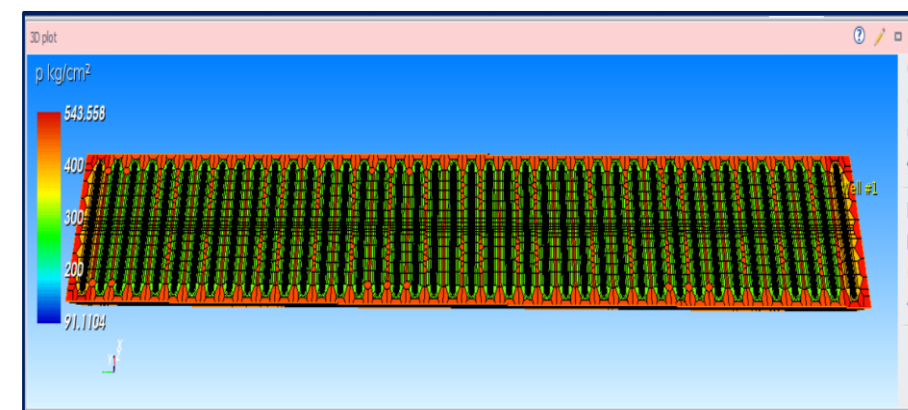


# Pronósticos de producción futura de Petróleo y Gas Asociado

## Herramientas – Simulación Numérica

### VENTAJAS

- Modelado estricto de pozo, fractura y pozo
- En modo composicional modela estrictamente el gas asociado
- Modela interferencia entre pozos
- Puede simular H&P en modo composicional
- Es ideal para simulaciones conceptuales



### DESVENTAJAS

- Requiere un equipo para desarrollar y mantener el modelo
- La configuración de cada pozo es mas compleja
- Es menos manejable en campos con numero importante de pozos
- Es mas complejo su acople al sistema de superficie
- Requiere mas tiempo de procesos



# Pronósticos de producción futura de

## Petróleo y Gas Asociado

### Herramientas – Selección



- Datos disponibles
  - Historia de producción
  - Historia de presiones
  - Información de los fluidos
- Alcance
  - Reservorio - Producción
  - Integral
- Objetivo del estudio
- Numero de pozos
- Tiempo para hacer la evaluación
- Recurso humano disponible





# AGRADECIMIENTOS



- ASISTENTES
- IAPG – Daniel Ragazzini
- FDC – KAPPA
- FIGyP
- INDUSTRIA OIL & GAS