

# **TIGHT GAS DE LA CUENCA PICEANCE, EEUU**

**Congreso de Tight Gas 2008  
Instituto Argentino del Petroleo y el Gas  
Neuquén, Argentina  
12 Noviembre, 2008**

**Steven Natali  
Vice Presidente de Exploración  
Williams Production Company**



# Visión General de la Compañía



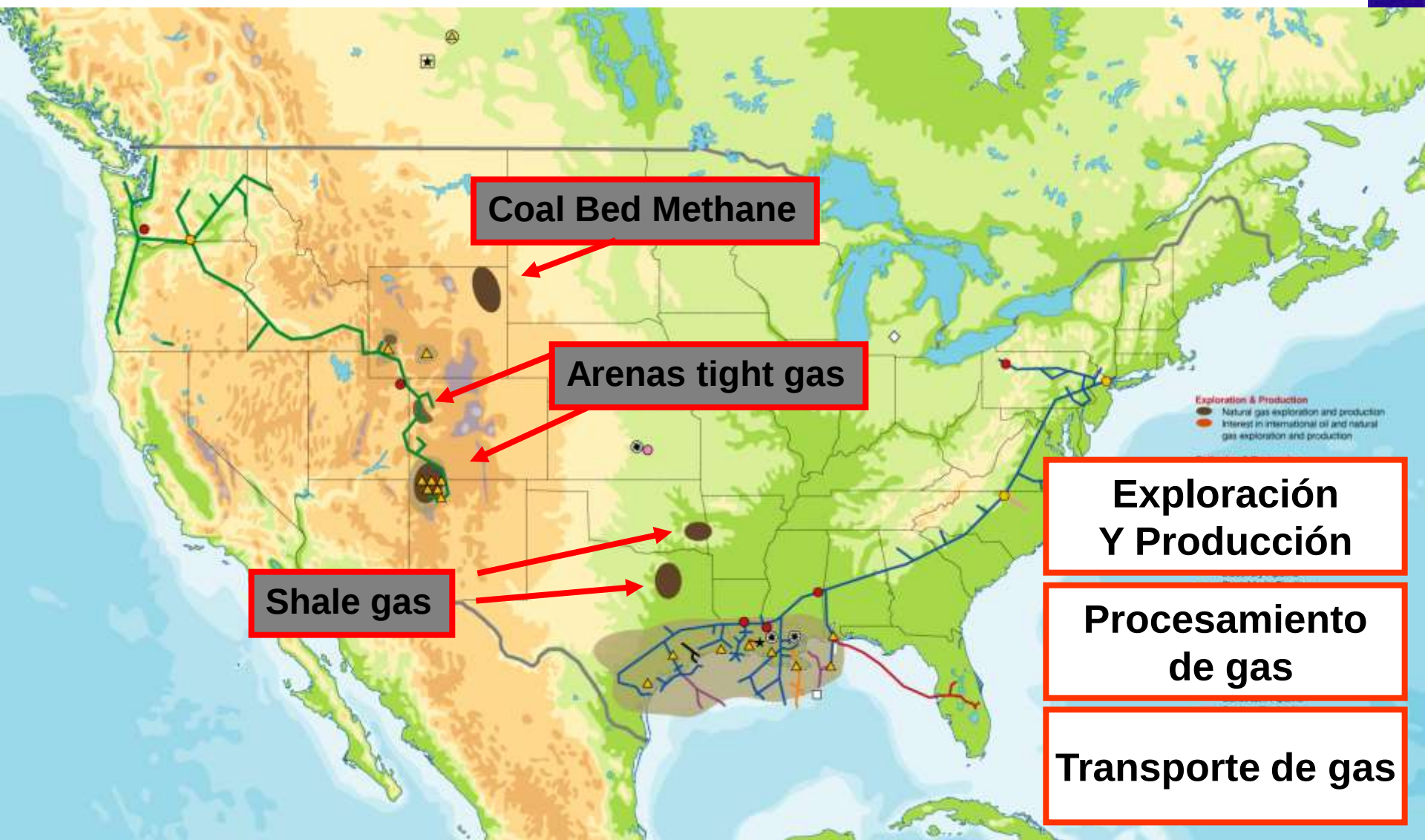
# Descripción Financiera de Williams

- Cotiza en la NYSE bajo símbolo “WMB”
- Activos totales @ 31 de diciembre de 2007: \$26.000 millones
- Ventas 2007: \$11.000 millones
- Ganancias 2007: \$730 millones
- Presupuesto de Exploración y Producción 2007: \$1.600 millones
- Número de pozos a perforar en 2008: ~1700 pozos



# Activos de Williams

0



Coal Bed Methane

Arenas tight gas

Shale gas

Exploración  
Y Producción

Procesamiento  
de gas

Transporte de gas

# Apco Argentina, Afiliado de Williams

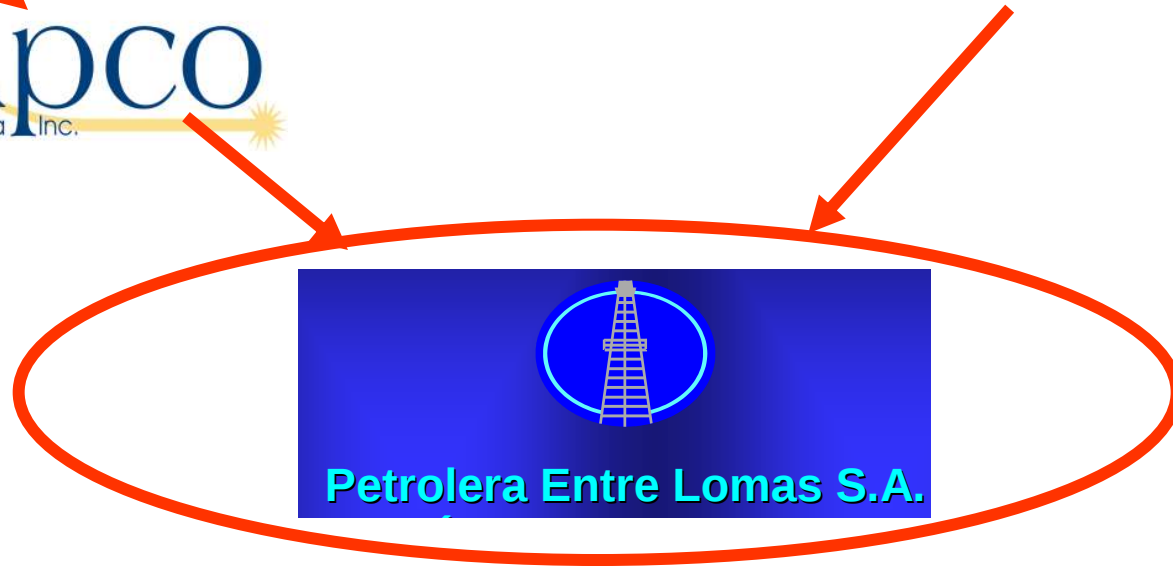


- Williams poseen el 70% de las acciones de Apco Argentina, una compañía pública
- Símbolo (New York): APAGF
- Oficina sucursal en Buenos Aires
- Socia en la concesión de Entre Lomas desde el inicio de la compañía (1968)
- También socia en la concesión de Bajada del Palo y permiso de exploración de Agua Amarga
- Participa en 7 concesiones y 1 permiso de exploración en Argentina



# Petrolera Entre Lomas SA

## Sociedad entre Apco Argentina y Petrobras

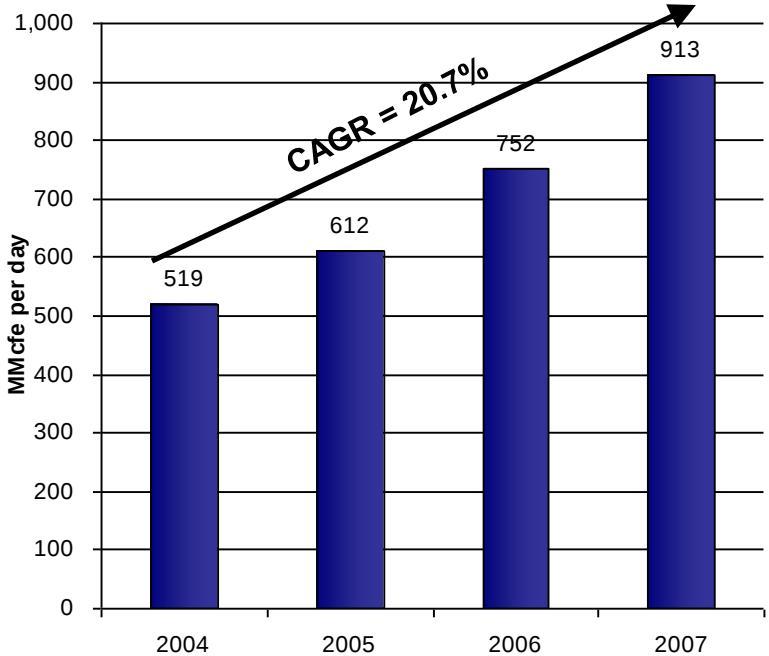


- Petrolera Entre Lomas: una sociedad entre Apco Argentina y Petrobras en la concesión de Entre Lomas desde 1968
- También opera la concesión de Bajada del Palo y el permiso de exploración de Agua Amarga

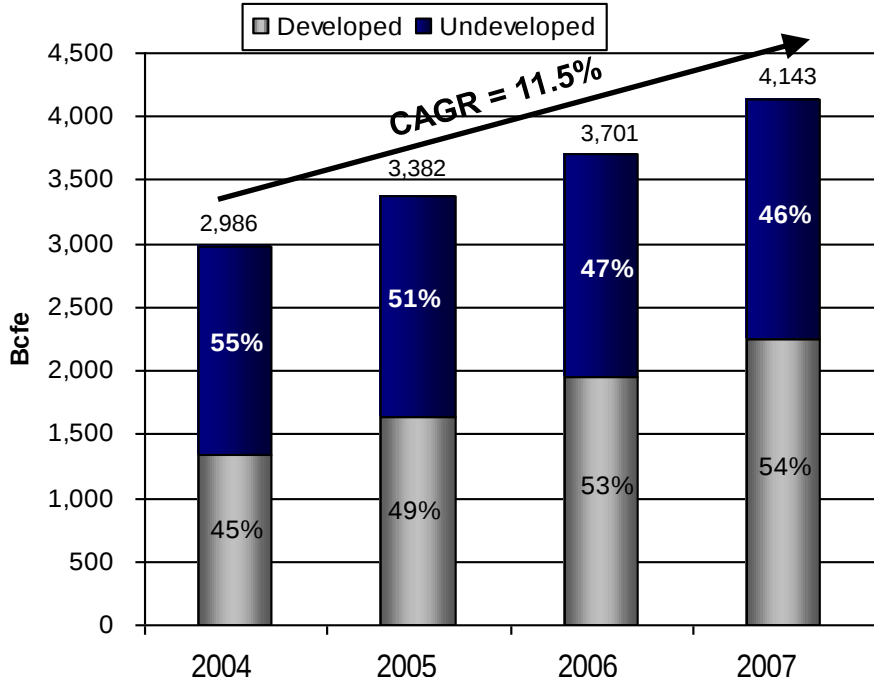


# Crecimiento de la Producción y de las Reservas Domésticas

## Producción



## Reservas Probadas



|           |      |      |      |      |
|-----------|------|------|------|------|
| R/P Ratio | 15.7 | 15.1 | 13.5 | 12.4 |
| RRR       | 249% | 277% | 216% | 232% |

R/P Ratio = Reserves/Production Ratio  
RRR = Reserves Replacement Rate



# Líder en el Crecimiento de la Producción (2007)

## Producción Diaria de Gas de EEUU

Top 20 U.S. Gas Producers  
(sorted by 2007 MMcfd)

| Company          | MMcfd  | MMcfd  | Percent |
|------------------|--------|--------|---------|
|                  | 2007   | 2006   | Change  |
| 1 ConocoPhillips | 2,292  | 2,173  | 5.5%    |
| 2 BP             | 2,174  | 2,376  | -8.5%   |
| 3 Chesapeake     | 1,795  | 1,442  | 24.4%   |
| 4 Anadarko       | 1,912  | 1,529  | 25.0%   |
| 5 Devon          | 1,739  | 1,551  | 12.1%   |
| 6 Chevron        | 1,699  | 1,810  | -6.1%   |
| 7 ExxonMobil     | 1,468  | 1,625  | -9.7%   |
| 8 XTO            | 1,458  | 1,186  | 22.9%   |
| 9 EnCana         | 1,345  | 1,182  | 13.8%   |
| 10 Shell         | 1,130  | 1,163  | -2.8%   |
| 11 EOG           | 971    | 817    | 18.8%   |
| 12 Williams      | 913    | 752    | 21.4%   |
| 13 Apache        | 770    | 667    | 15.4%   |
| 14 Occidental    | 593    | 588    | 0.9%    |
| 15 Newfield      | 528    | 544    | -3.0%   |
| 16 Marathon      | 477    | 532    | -10.3%  |
| 17 Dominion      | 144    | 817    | -82.4%  |
| 18 El Paso       | 652    | 584    | 11.6%   |
| 19 Cimarex       | 329    | 342    | -3.8%   |
| 20 Noble         | 412    | 452    | -8.7%   |
| Total            | 22,800 | 22,132 | 3.0%    |

Top 20 U.S. Gas Producers  
(sorted by Growth %)

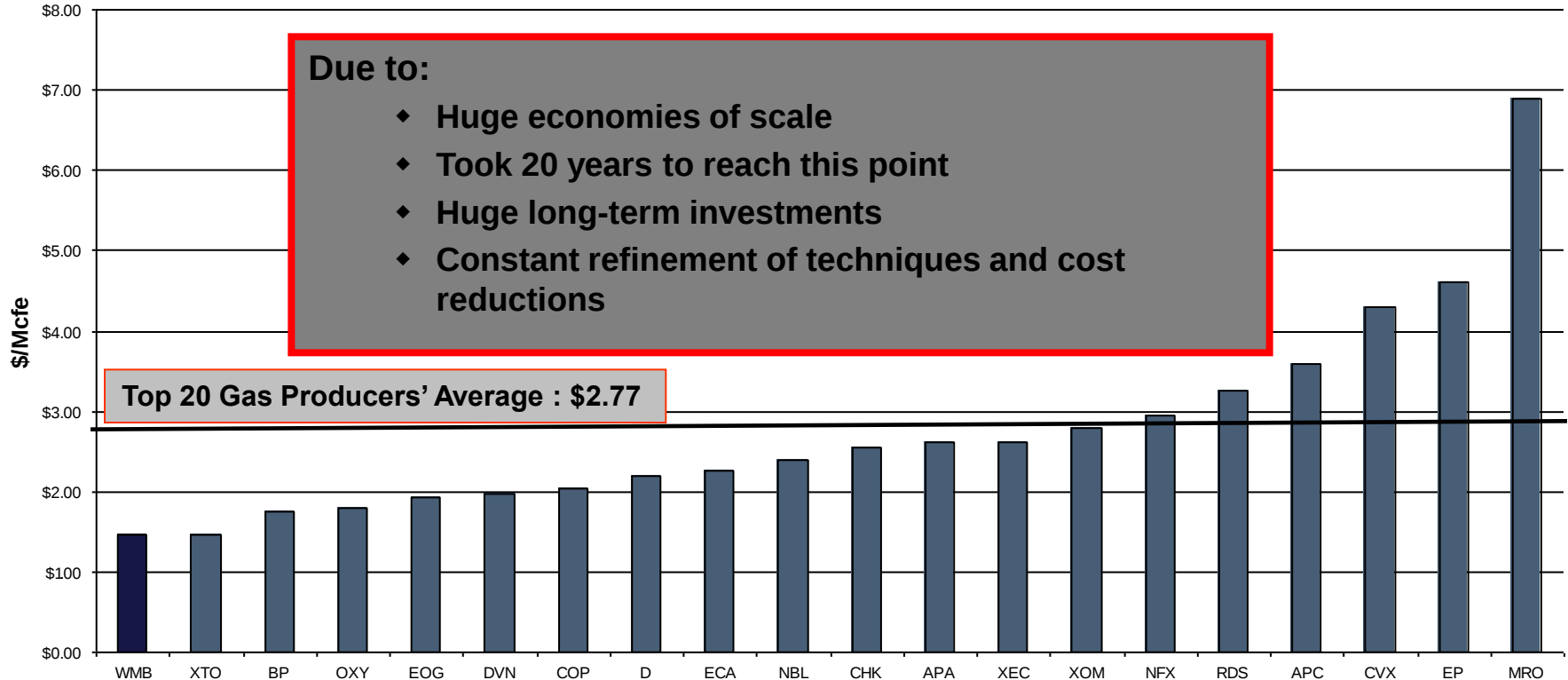
| Company           | MMcfd  | MMcfd  | Percent |
|-------------------|--------|--------|---------|
|                   | 2007   | 2006   | Change  |
| 1 Chesapeake      | 1,795  | 1,442  | 24.4%   |
| 2 Anadarko        | 1,912  | 1,529  | 25.0%   |
| 3 XTO             | 1,458  | 1,186  | 22.9%   |
| 4 Williams        | 913    | 752    | 21.4%   |
| 5 EOG             | 971    | 817    | 18.8%   |
| 6 Apache          | 770    | 667    | 15.4%   |
| 7 EnCana          | 1,345  | 1,182  | 13.8%   |
| 8 Devon           | 1,739  | 1,551  | 12.1%   |
| 9 El Paso         | 652    | 584    | 11.6%   |
| 10 ConocoPhillips | 2,292  | 2,173  | 5.5%    |
| 11 Occidental     | 593    | 588    | 0.9%    |
| 12 Shell          | 1,130  | 1,163  | -2.8%   |
| 13 Newfield       | 528    | 544    | -3.0%   |
| 14 Cimarex        | 329    | 342    | -3.8%   |
| 15 Chevron        | 1,699  | 1,810  | -6.1%   |
| 16 BP             | 2,174  | 2,376  | -8.5%   |
| 17 Noble          | 412    | 452    | -8.7%   |
| 18 ExxonMobil     | 1,468  | 1,625  | -9.7%   |
| 19 Marathon       | 477    | 532    | -10.3%  |
| 20 Dominion       | 144    | 817    | -82.4%  |
| Total             | 22,800 | 22,132 | 3.0%    |



Fuente: Datos público divulgados y EvaluateEnergy.com

# Líder de la Industria en Costos de Descubrimiento y Desarrollo

## 3-year Finding and Development Costs ('04-'06) - Top 20 U.S. Gas Producers



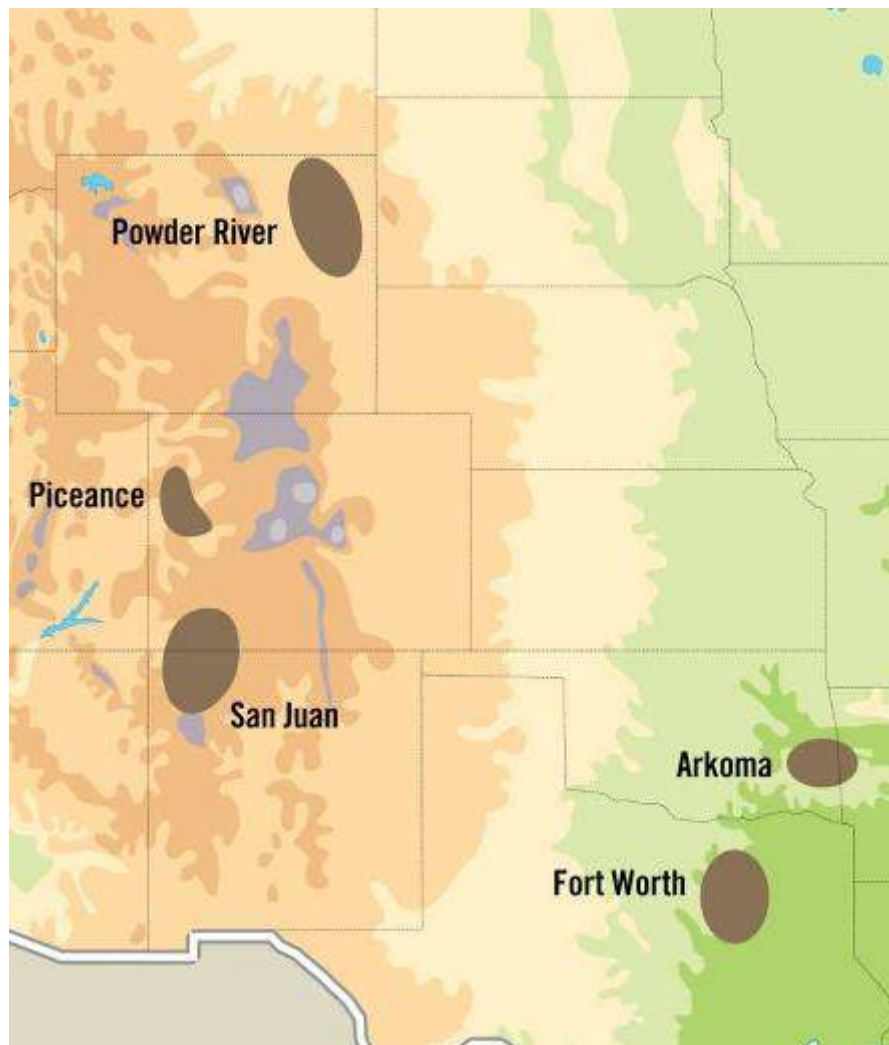
“Producción para arriba, costos abajo”



Fuente: Datos público divulgados de EvaluateEnergy.com

# Portfolio de Perforación No convencional

- Nuestra especialidad: Producción no convencional del gas natural
  - ◆ Arenas compactas de gas (Piceance, San Juan)
  - ◆ Metano de carbón (Powder River)
  - ◆ Gas de Lutitas (Barnett, Arkoma)
- Rápido desarrollo de nuestro amplio portfolio de perforación
  - ◆ Perforado: 1.590 pozos en 2007
  - ◆ A perforar: ~1,700 en 2008
- Capacidad de repetición de resultados
  - ◆ éxito del 99% en perforación
- Portfolio focalizado en proyectos de envergadura
  - ◆ ~15,000 pozos a perforar
- Fuerte crecimiento de la producción
- Fuerte crecimiento de las reservas



# Cuenca de Piceance

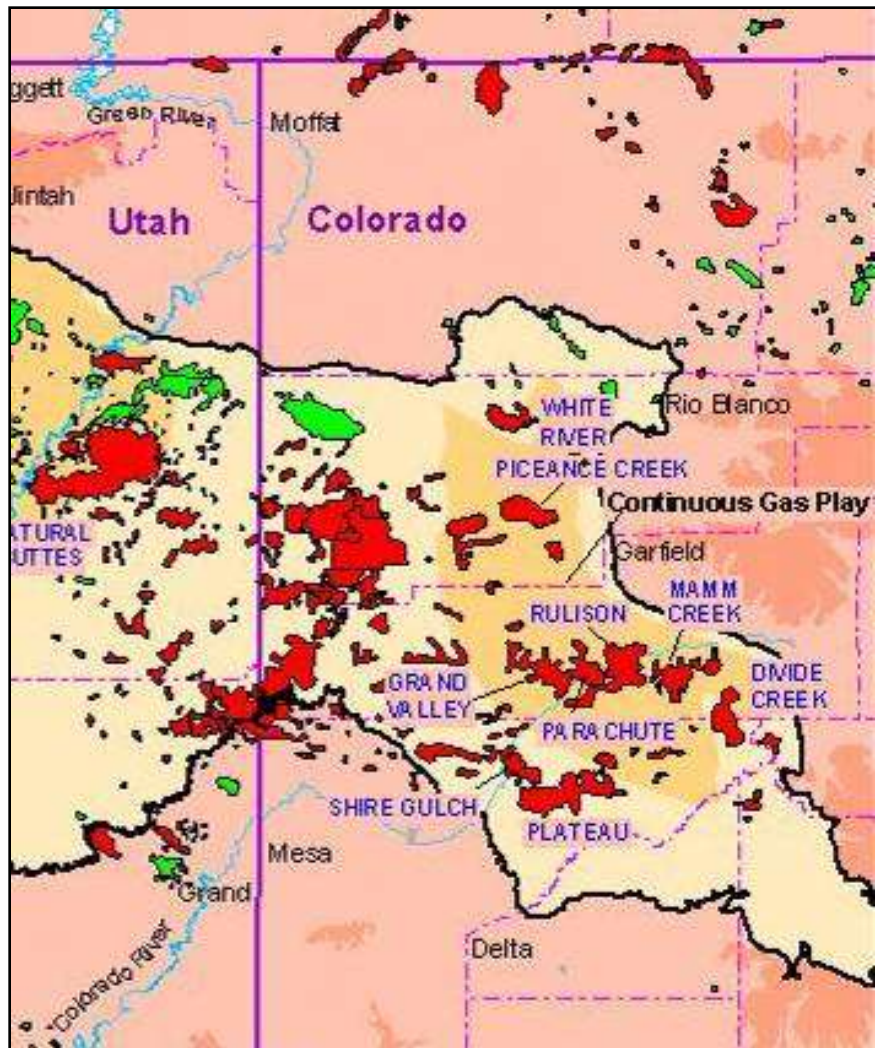
- Aproximadamente 200.000 acres netos (750 km<sup>2</sup>)
- ~750 MMCFD total de producción (21 MMm<sup>3</sup>/d)
- El productor más grande de gas en la cuenca Piceance
- 30 equipos perforando
- ~2,500 pozos en producción, con 98% de participación
- Mas de 550 pozos perforados anualmente
- ~10,000 pozos a perforar
- Reservas probadas (2007) de 2.9 TCF (83.000 MM m<sup>3</sup>)
- 450 kilómetros de tuberías y 4 plantas del gas
- Capacidad de planta cercana a 30 MMm<sup>3</sup>/d



# Geología de la Cuenca de Piceance



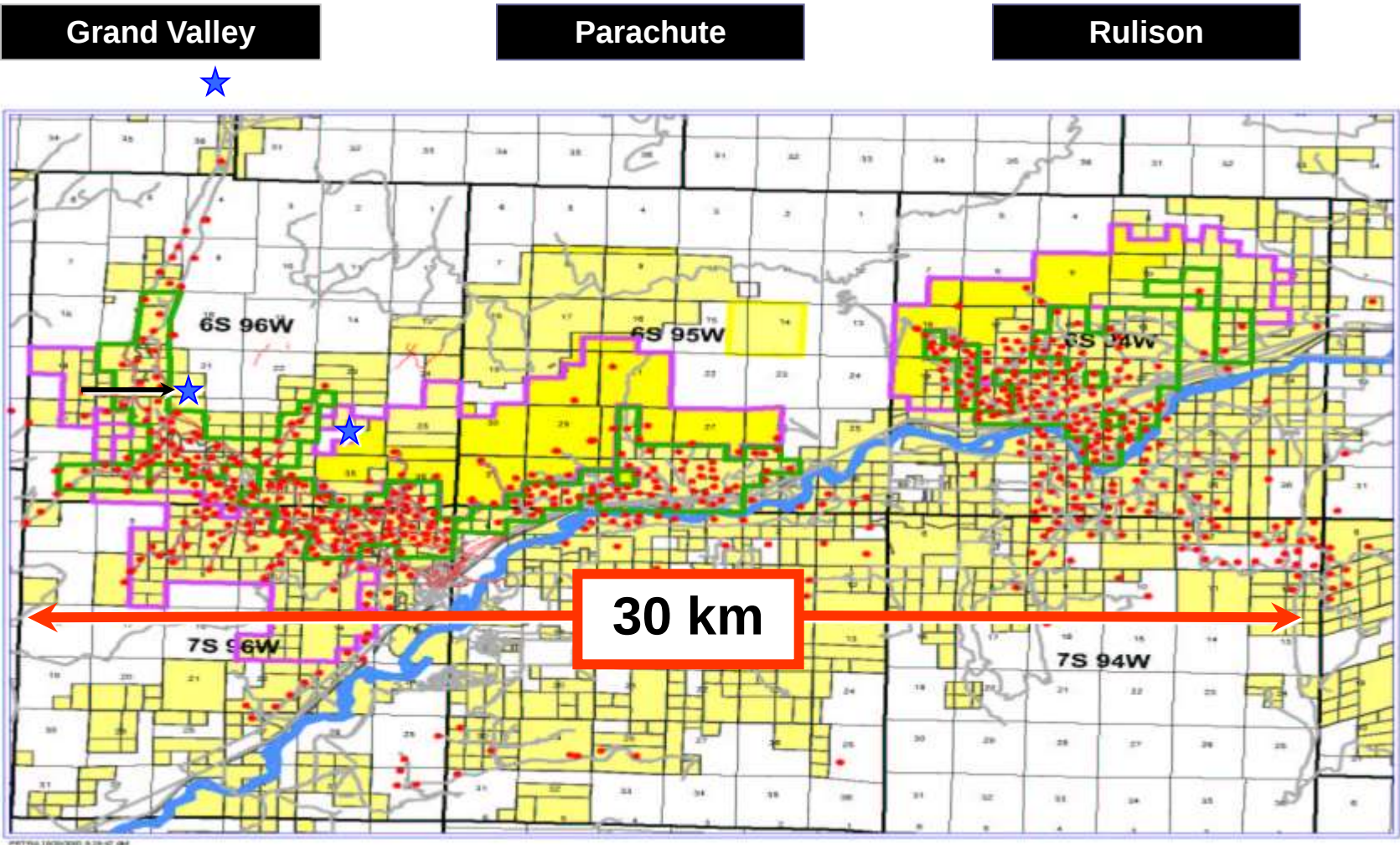
# Descripción de la Cuenca de Piceance



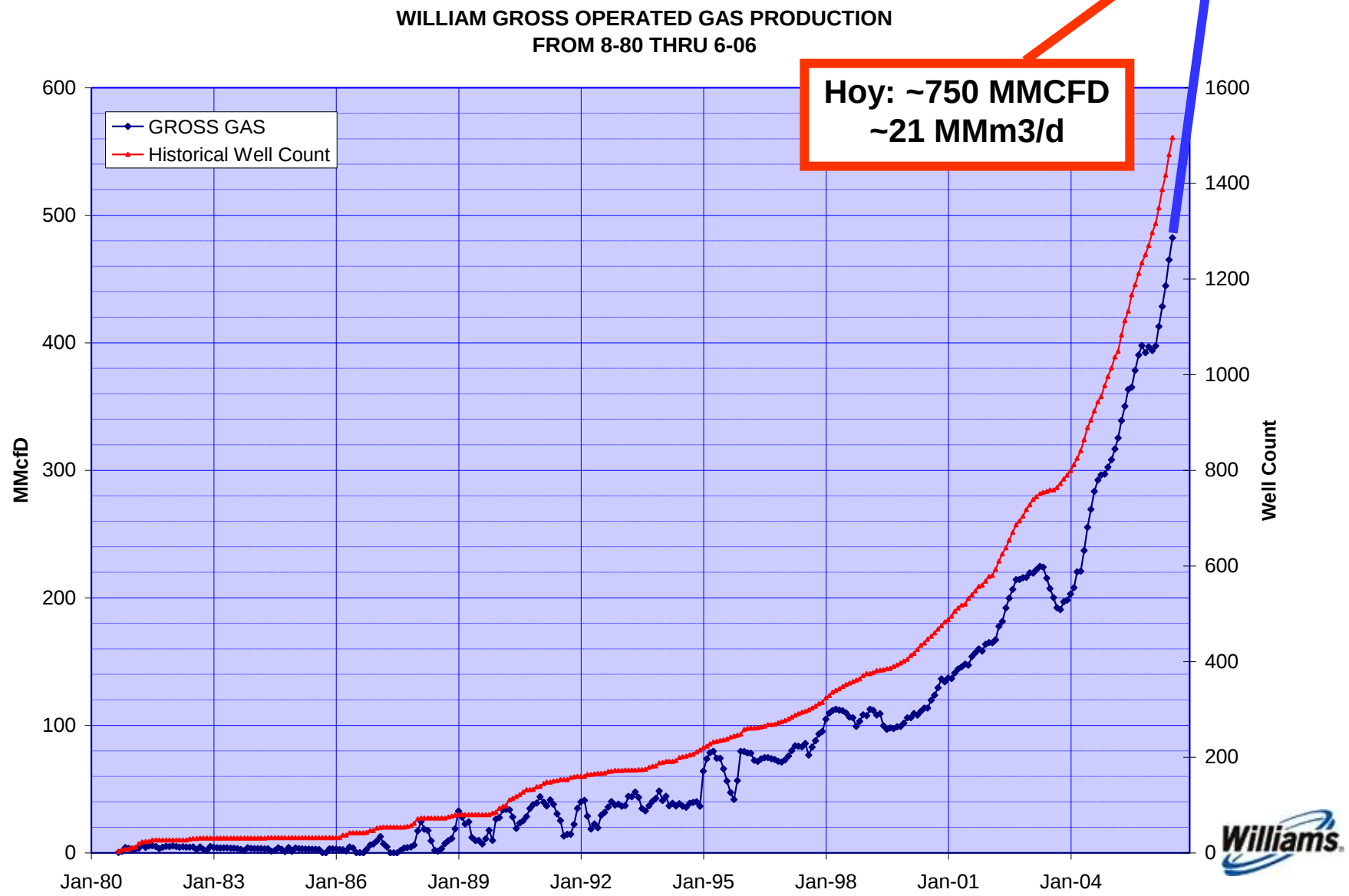
- Sistema de gas de centro de cuenca (Fm Mesaverde)
- Potencial de 200-300 TCF (6-9 Bm3)
- Mas de 14.000 pozos en producción
- Uno de las cuencas más grandes de gas del país



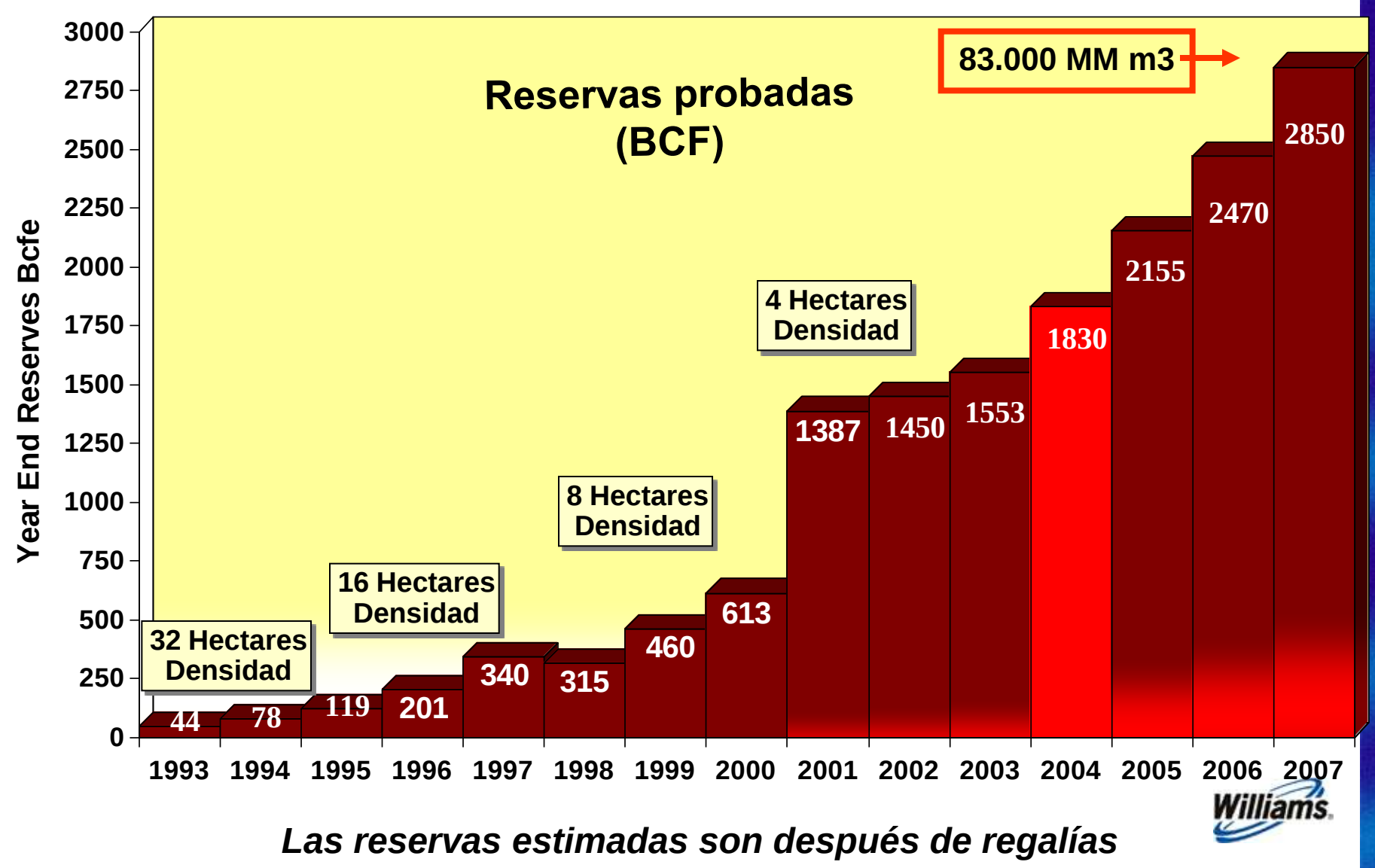
# Cuenca de Piceance



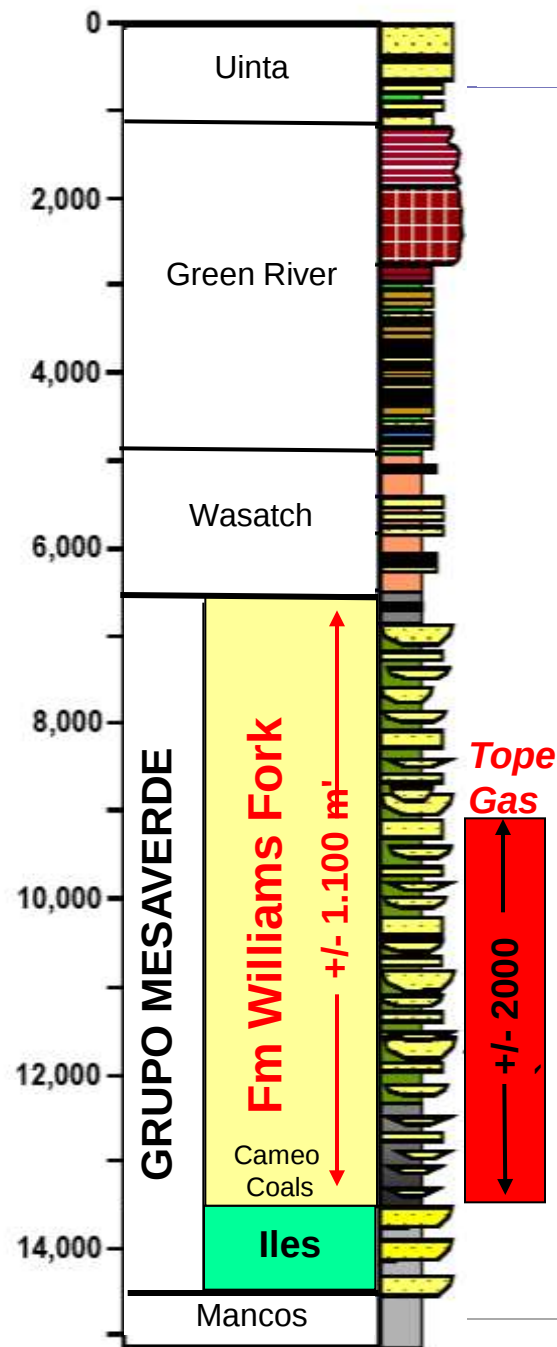
# Historia de Producción de la Cuenca Piceance



# Crecimiento de Reservas de la Cuenca Piceance



# SECCIÓN GEOLÓGICA



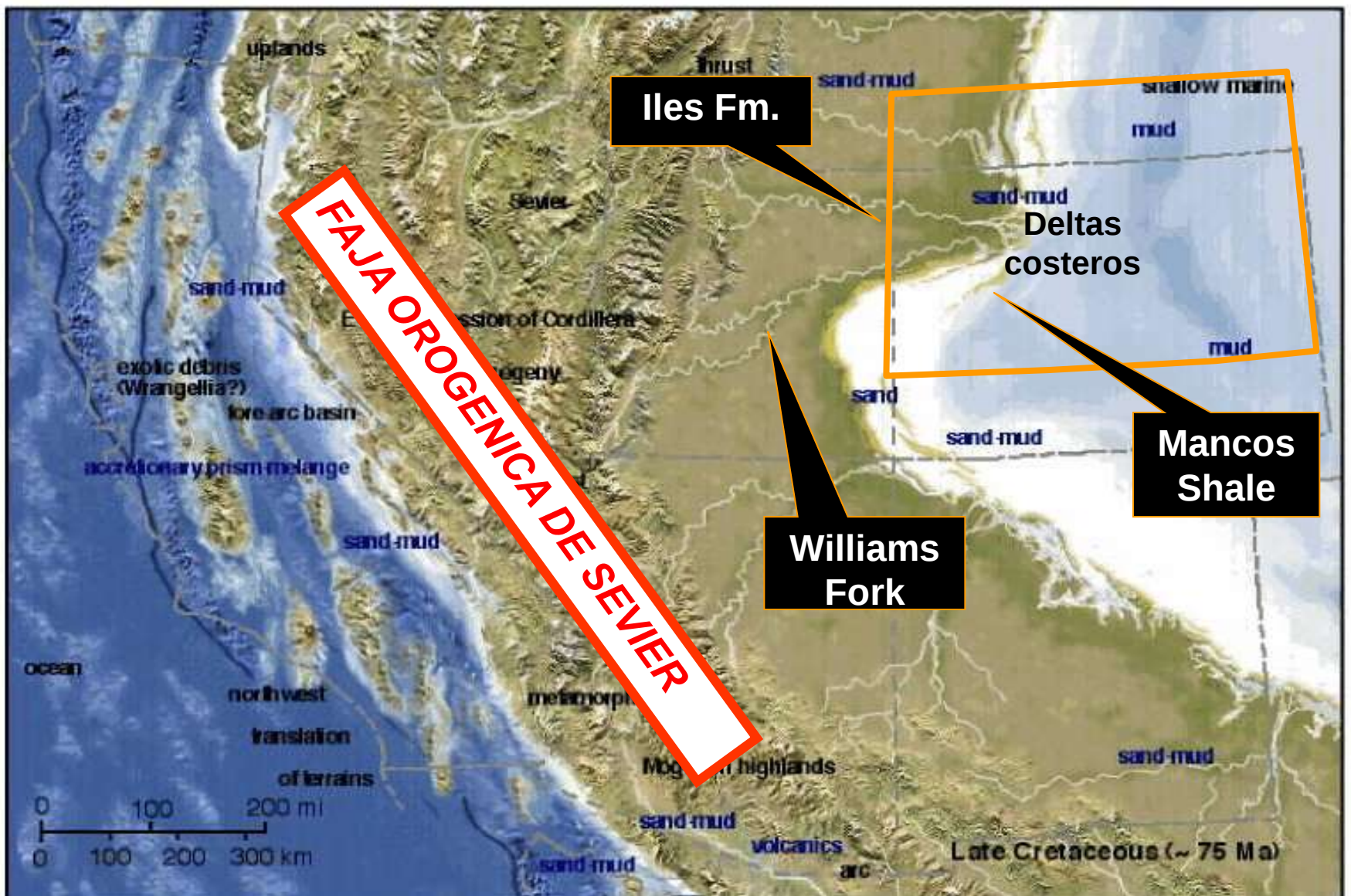
- Espesor de Fm Williams Fork: 1.100 m
- ~ 700 m desde el tope de la acumulación de gas a la base de Cameo Coals



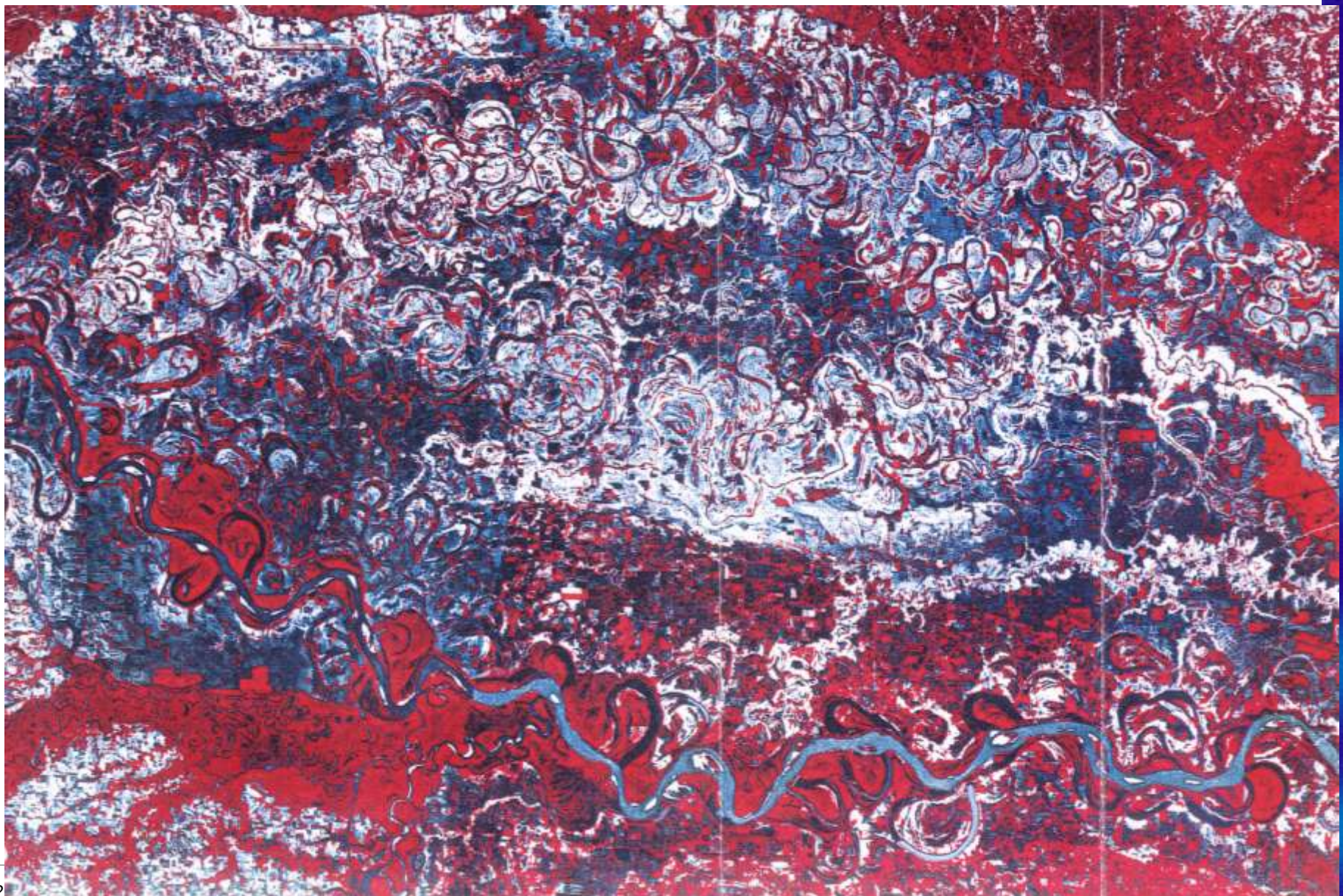
# PALEOGEOGRAFIA DE LA FORMACIÓN WILLIAMS FORK



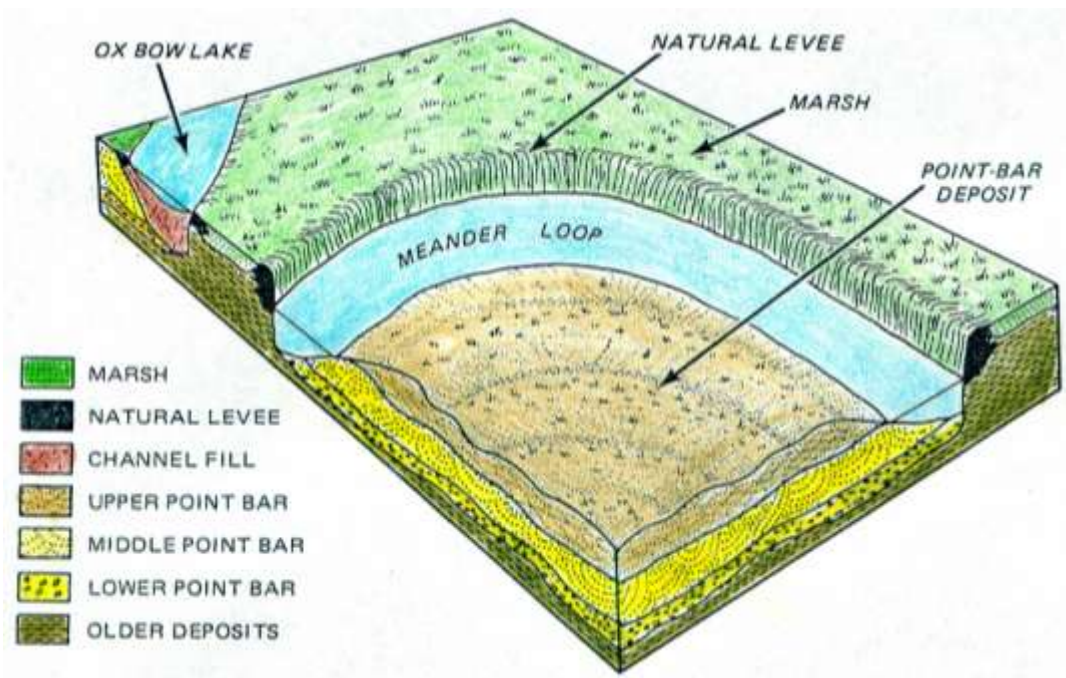
# Cretácico Superior (~75 millones de años)



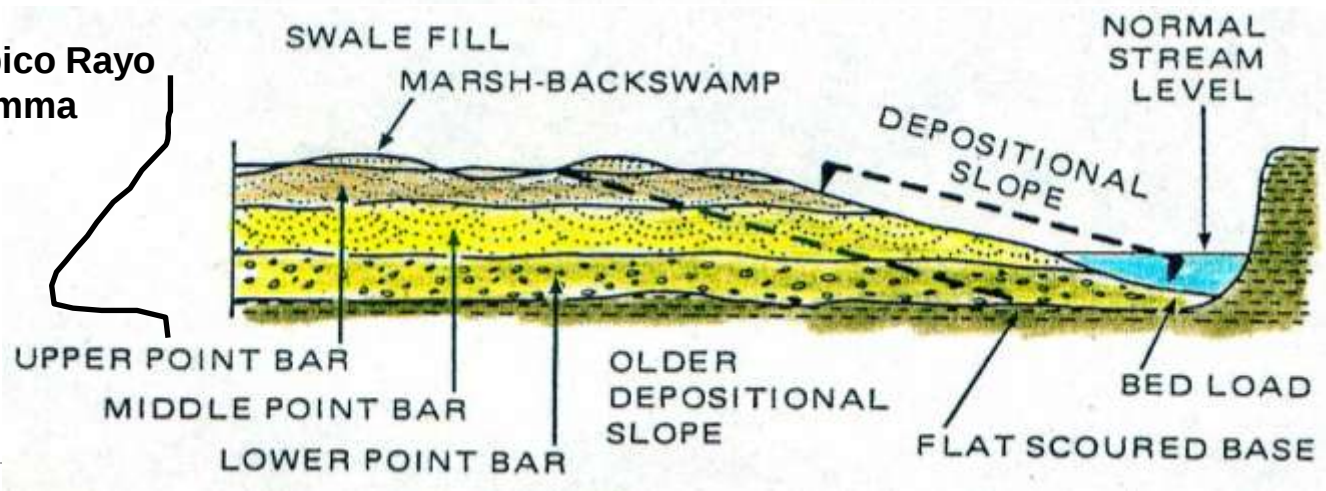
# Foto Satelital del Río Mississippi



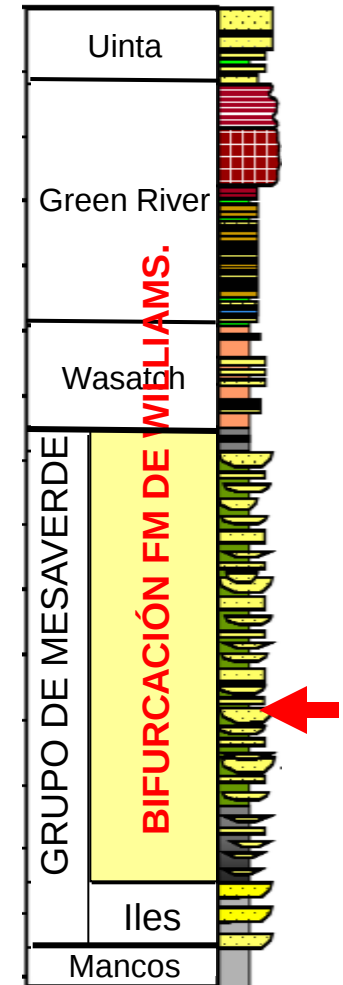
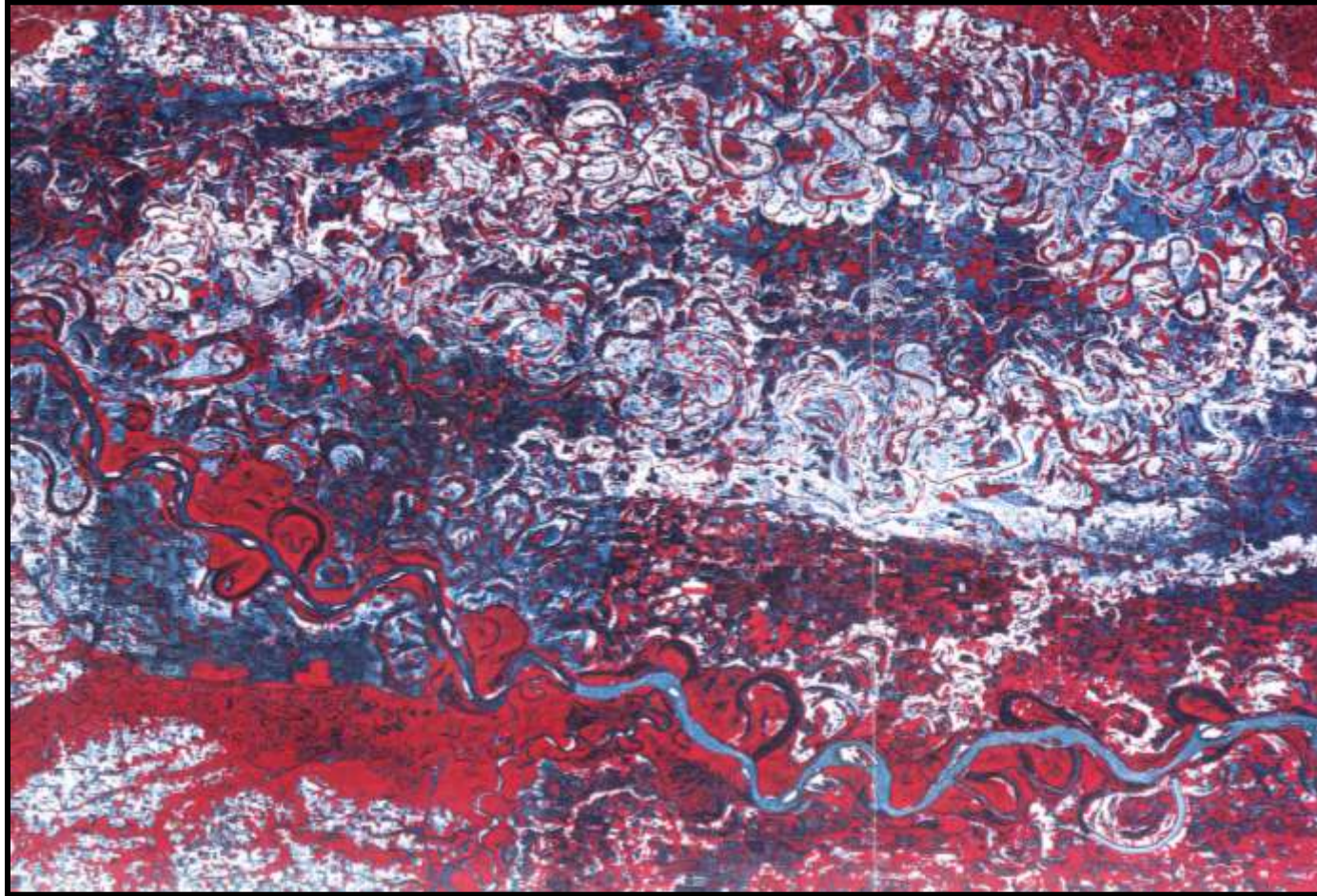
# Depósitos de Point Bar



Típico Rayo gamma

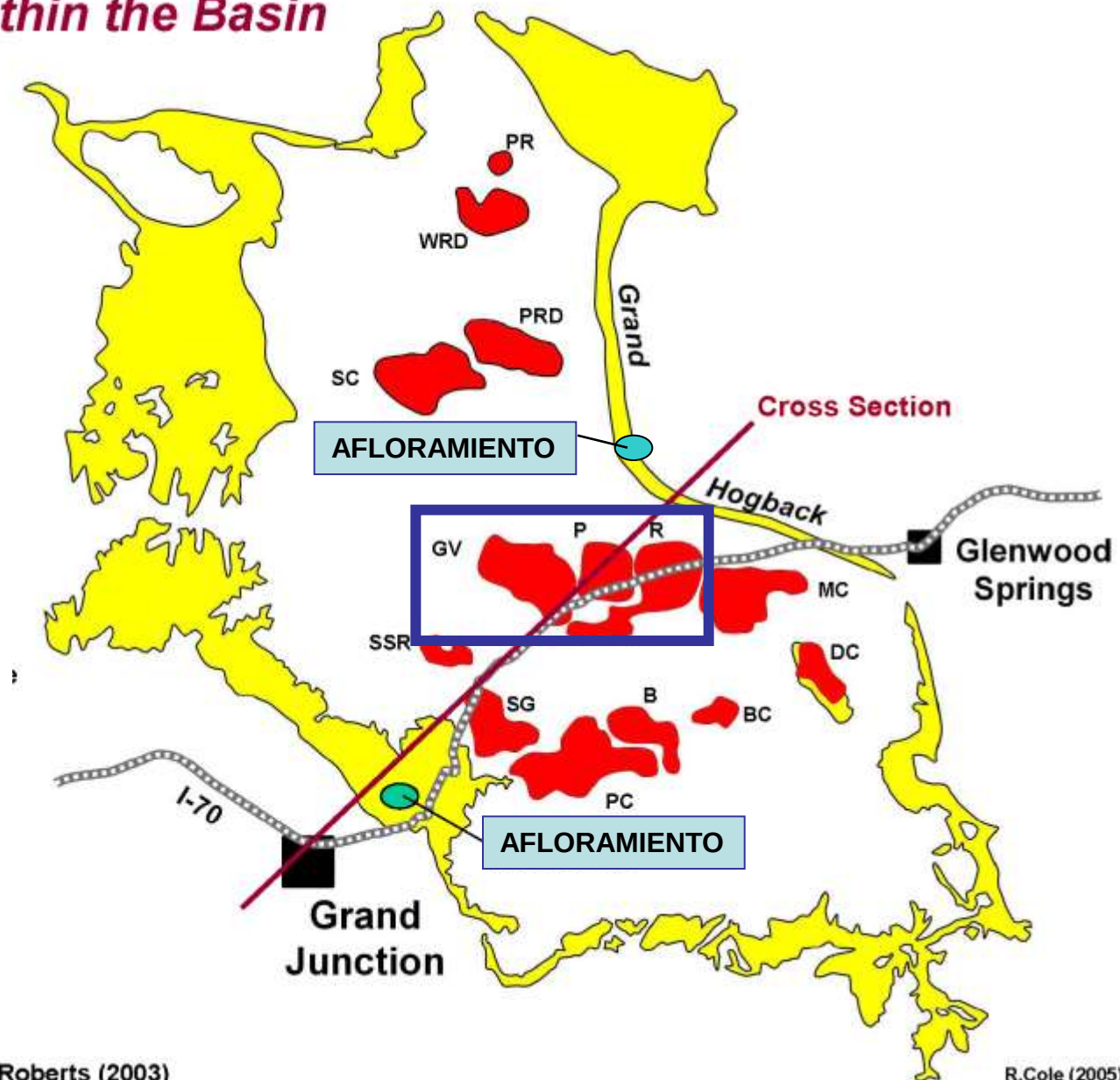


0



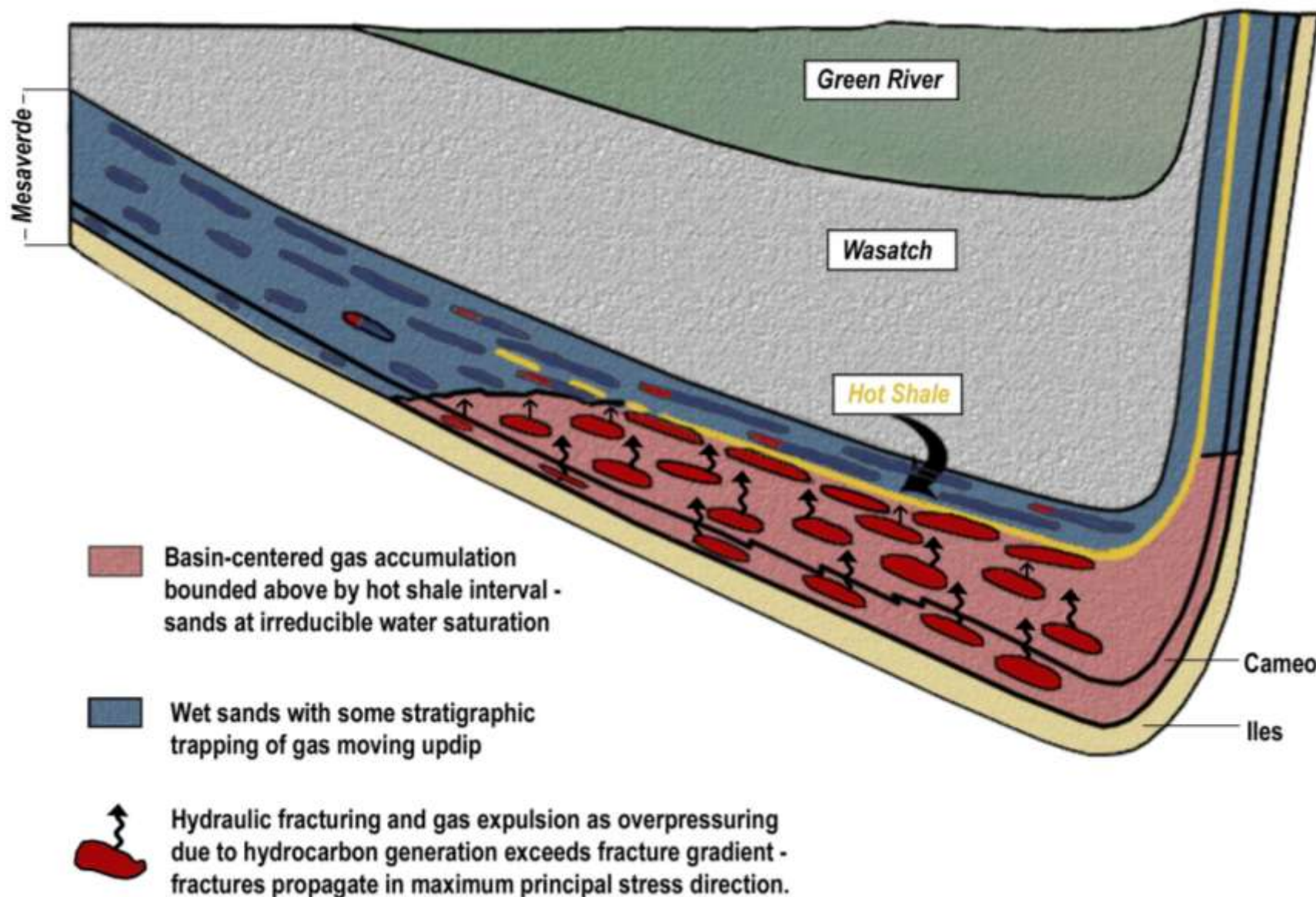
- Centenares de point bars (pequeños, discontinuos cuerpos de arena)
- Evento repetido sucesivamente a lo largo de los 1.100 m de la Fm. Williams)

# Gas Fields Within the Basin



# –Modelo de Gas de Centro de Cuenca

## Soterramiento máximo (aprox. 3.000 m)



# CORTE ESQUEMÁTICO DE LA CUENCA PICEANCE

SOUTHWEST

NORTHEAST

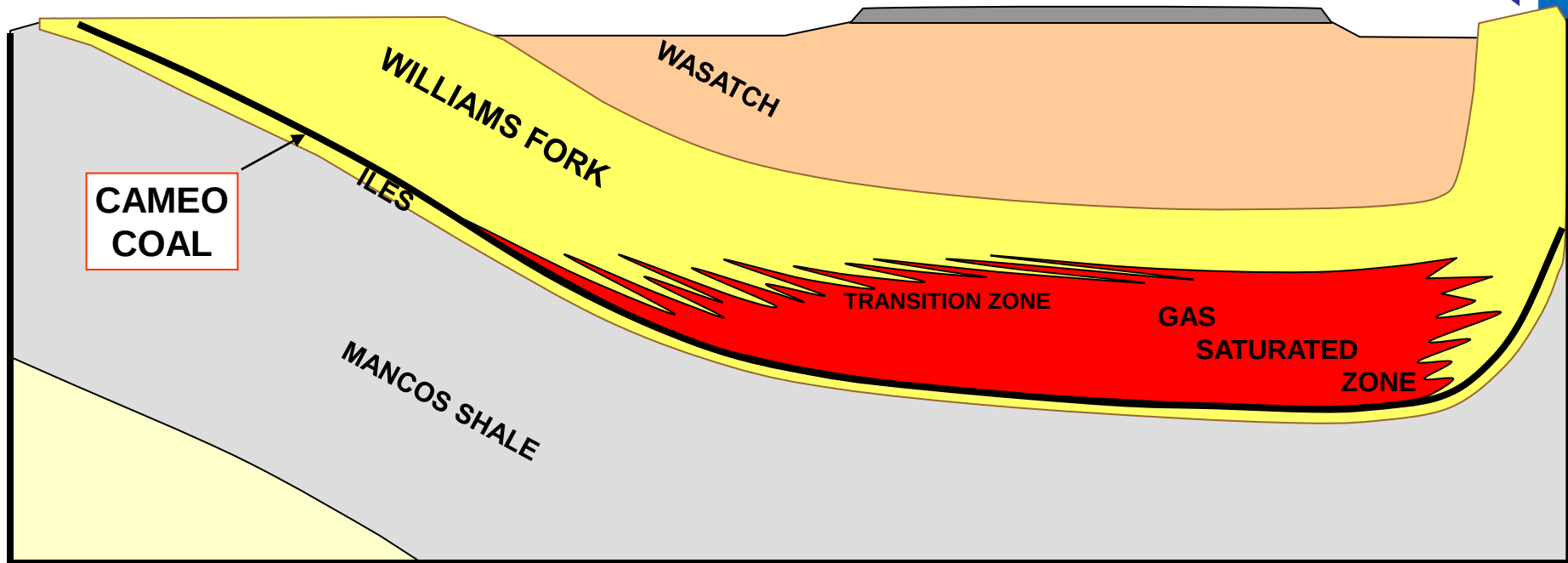
COAL CANYON  
OUTCROP

GRAND  
VALLEY

RULISON

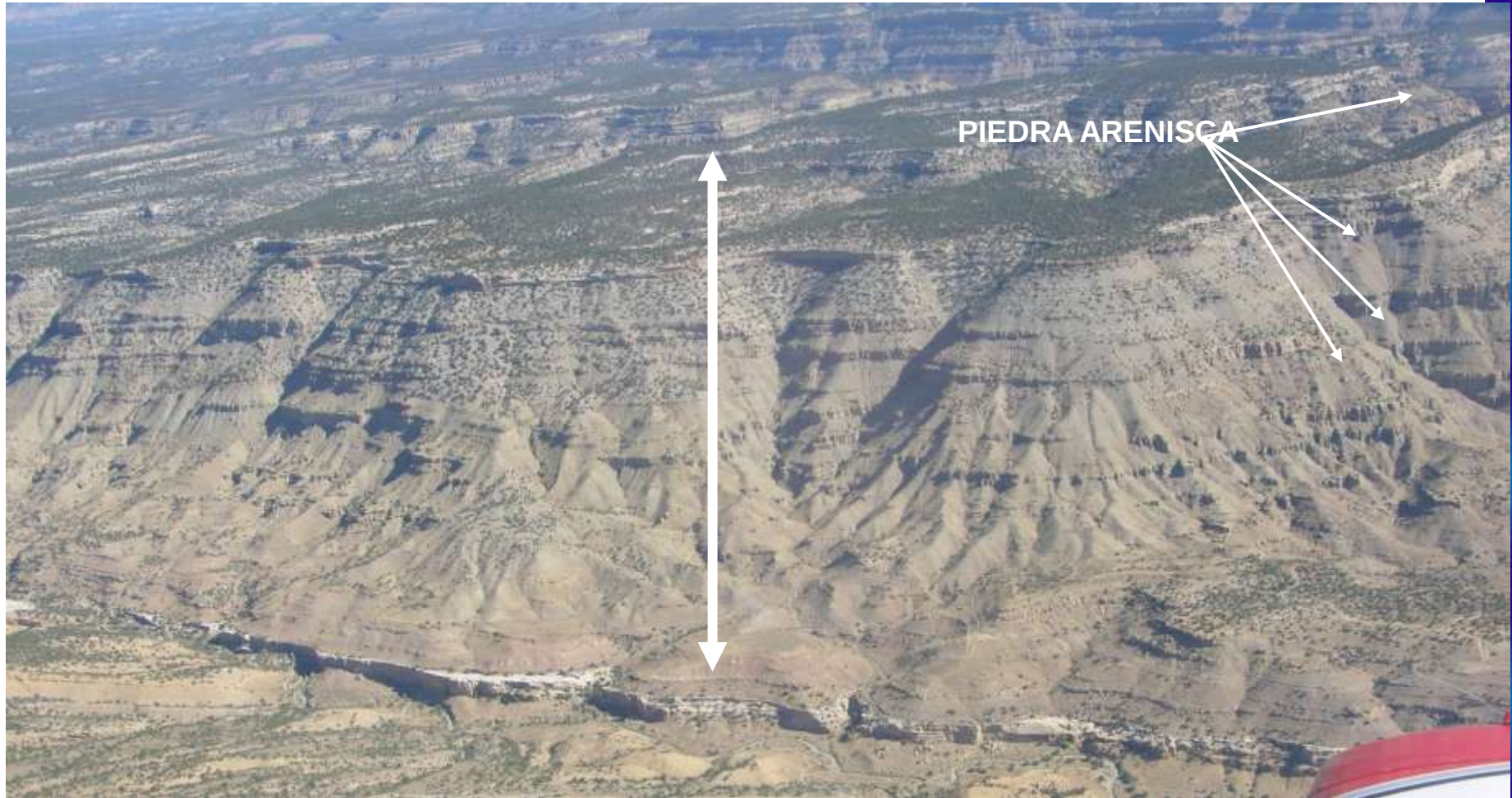
PARACHUTE

GRAND  
HOGBACK  
OUTCROP



Cuando estos cuerpos de arena, rodeados por las lutitas y carbones se entierran, el gas que se genera es expulsado, formando un área de alta saturación de gas en el fondo de la cuenca.

# Afloramiento de la Roca Reservorio

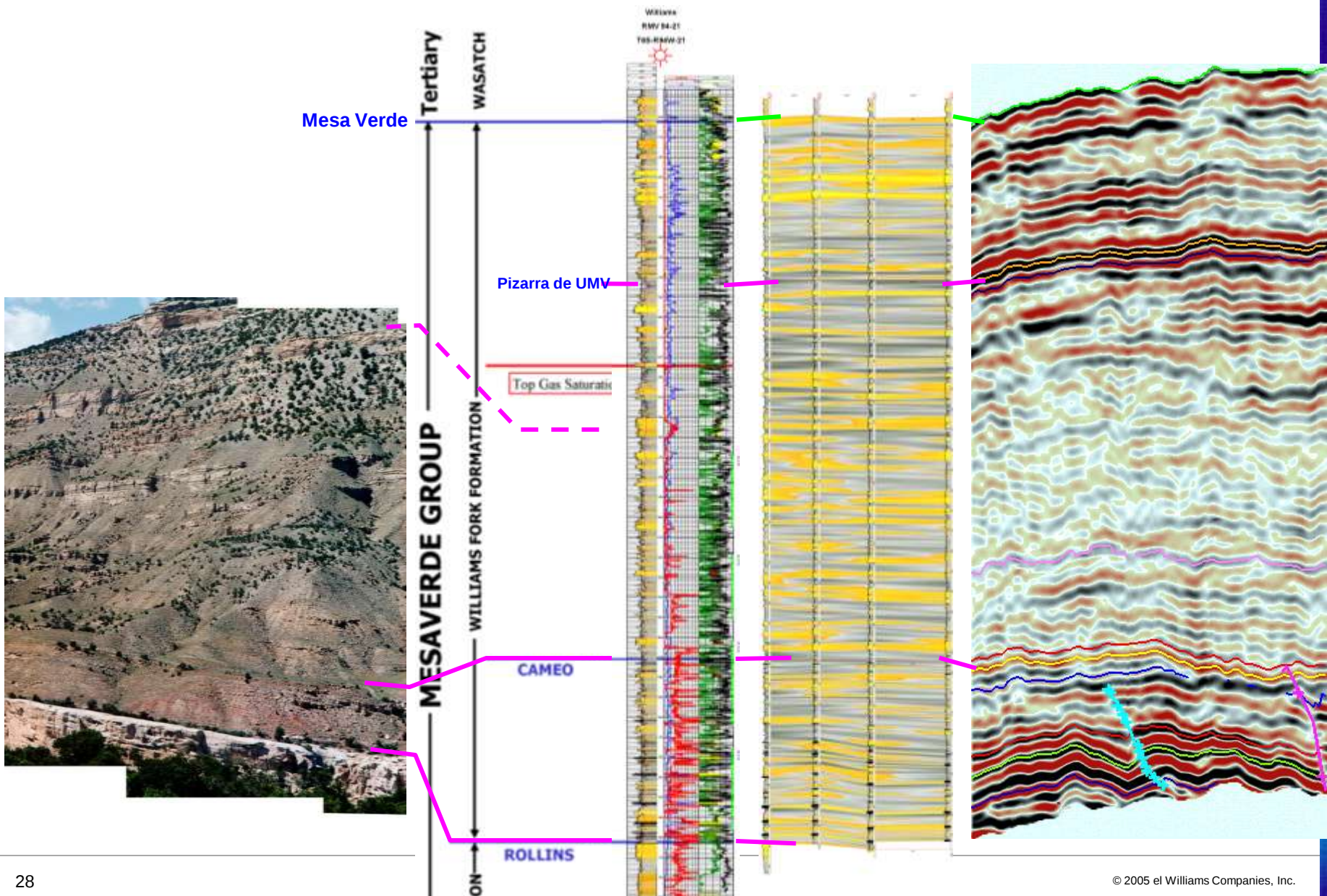


**Fm Williams Fork expuesta en el margen occidental de la cuenca**

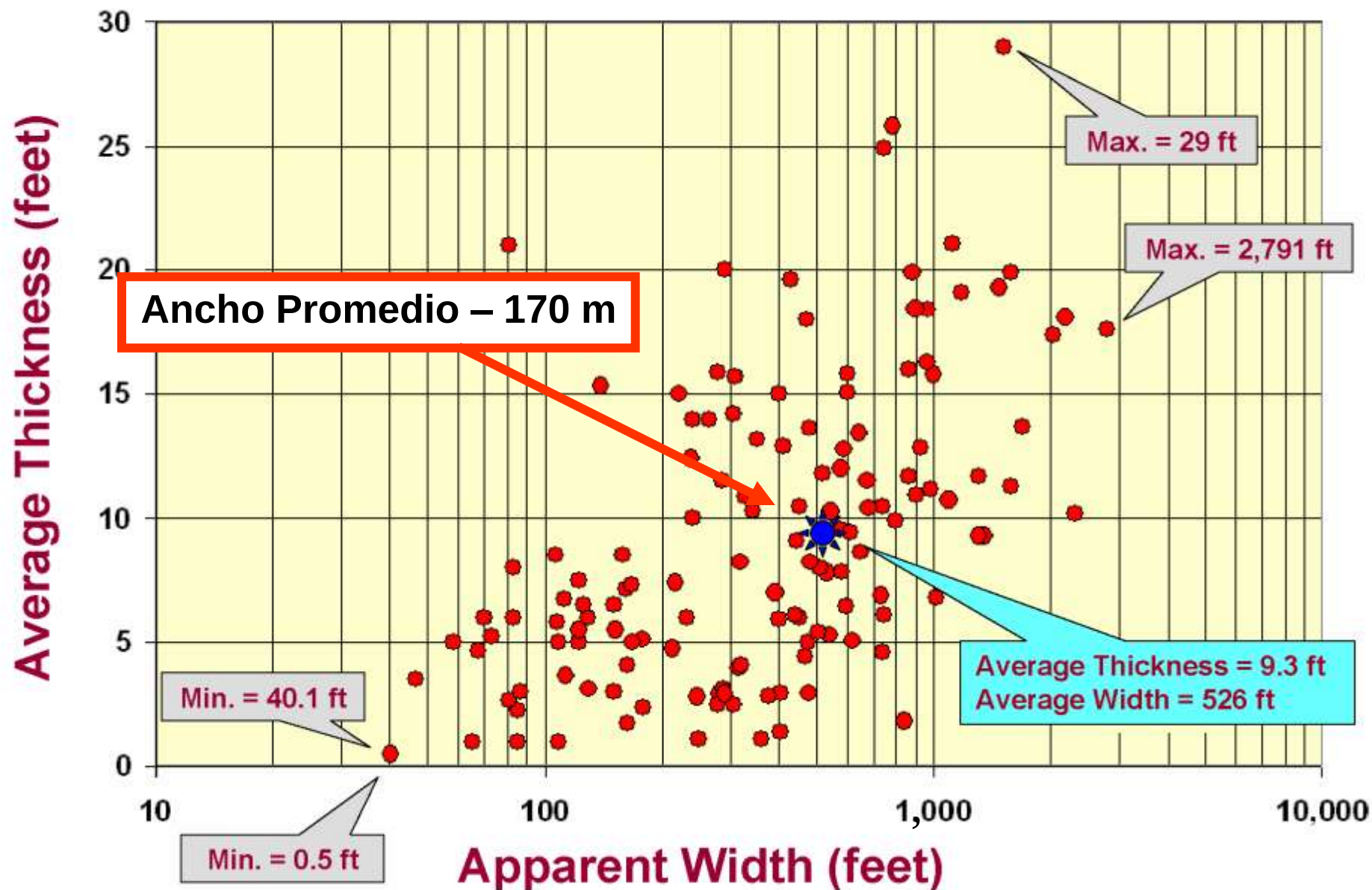
# Point Bars de la Fm Williams Fork



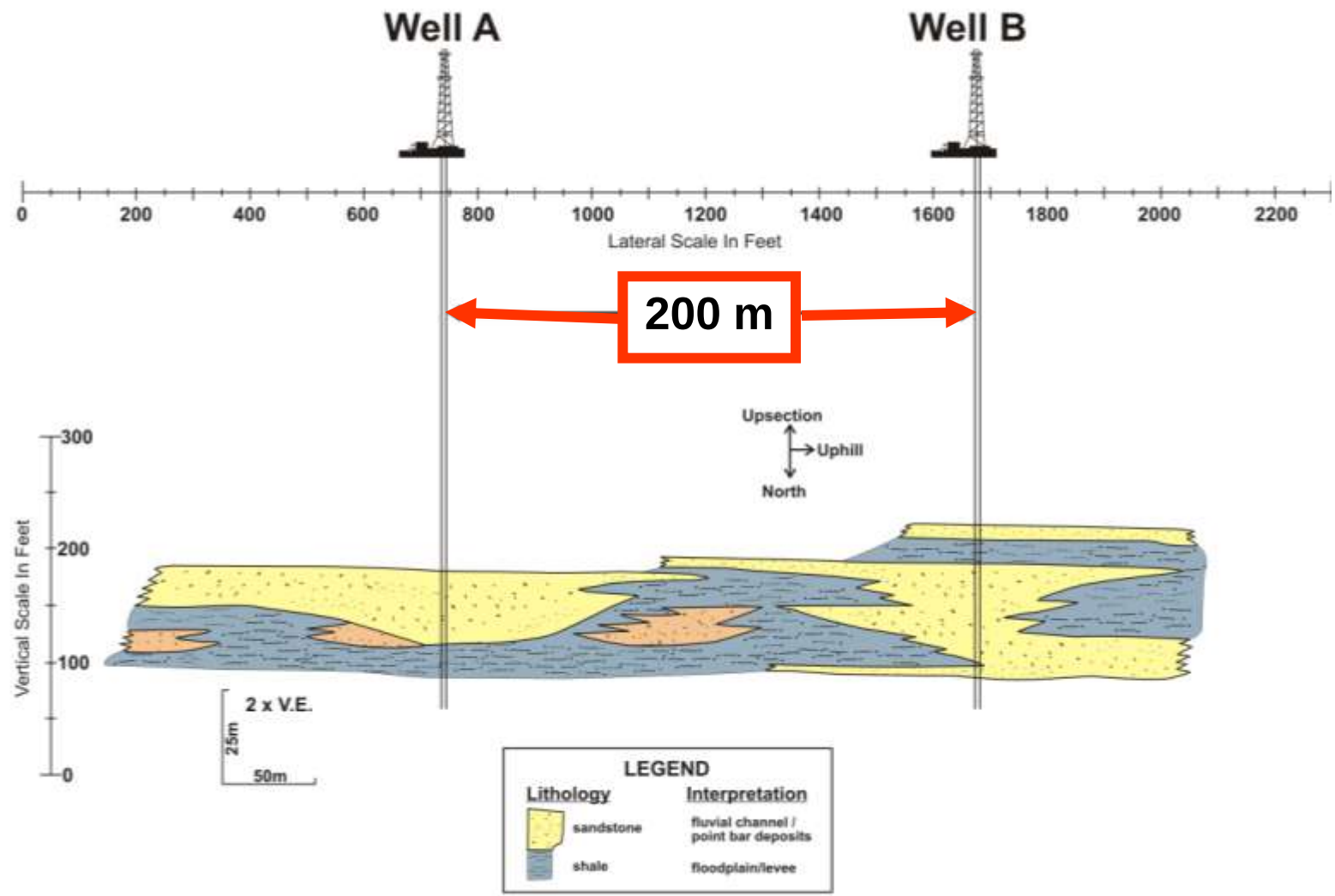
# Formación de Williams Fork: Afloramiento, Perfiles, Sísmica



# Summary of Sand-Body Dimensions

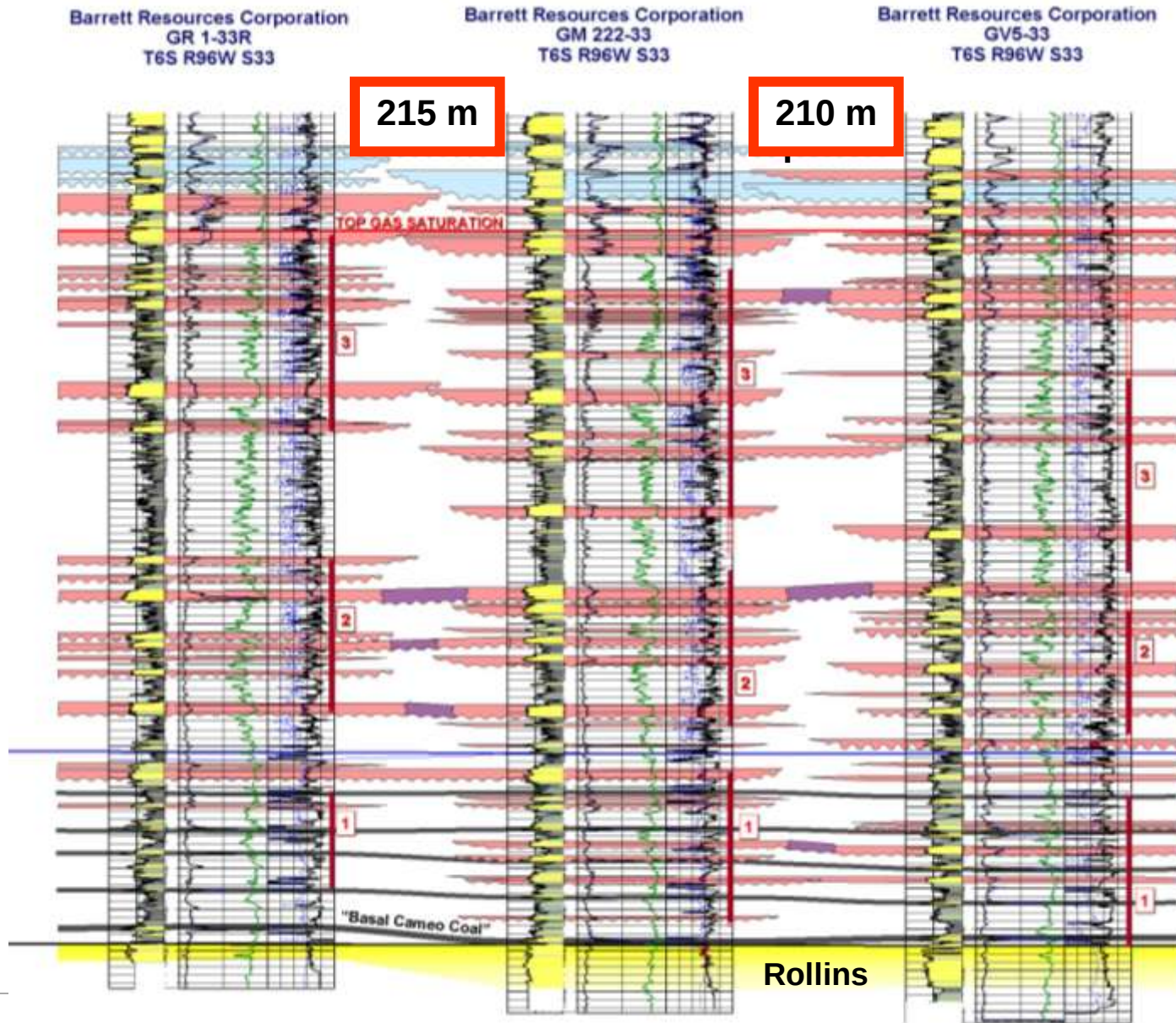


# Williams Fork Sandstone Bodies With Hypothetical 10-Acre Wells



Outcrop of lens 8, west side of Rifle Gap, modified from Lorenz, 1982 (Pg. 28, Fig. 12).

# Corte Transversal



# Test de Presión Poral: todas las arenas terminadas

16S K94W S2U  
TD: 7.744 ELEV: KB: 5.397

Saturación de gas superior

FM WILLIAMS FORK

TAPA DE LA FM CAMEO COAL

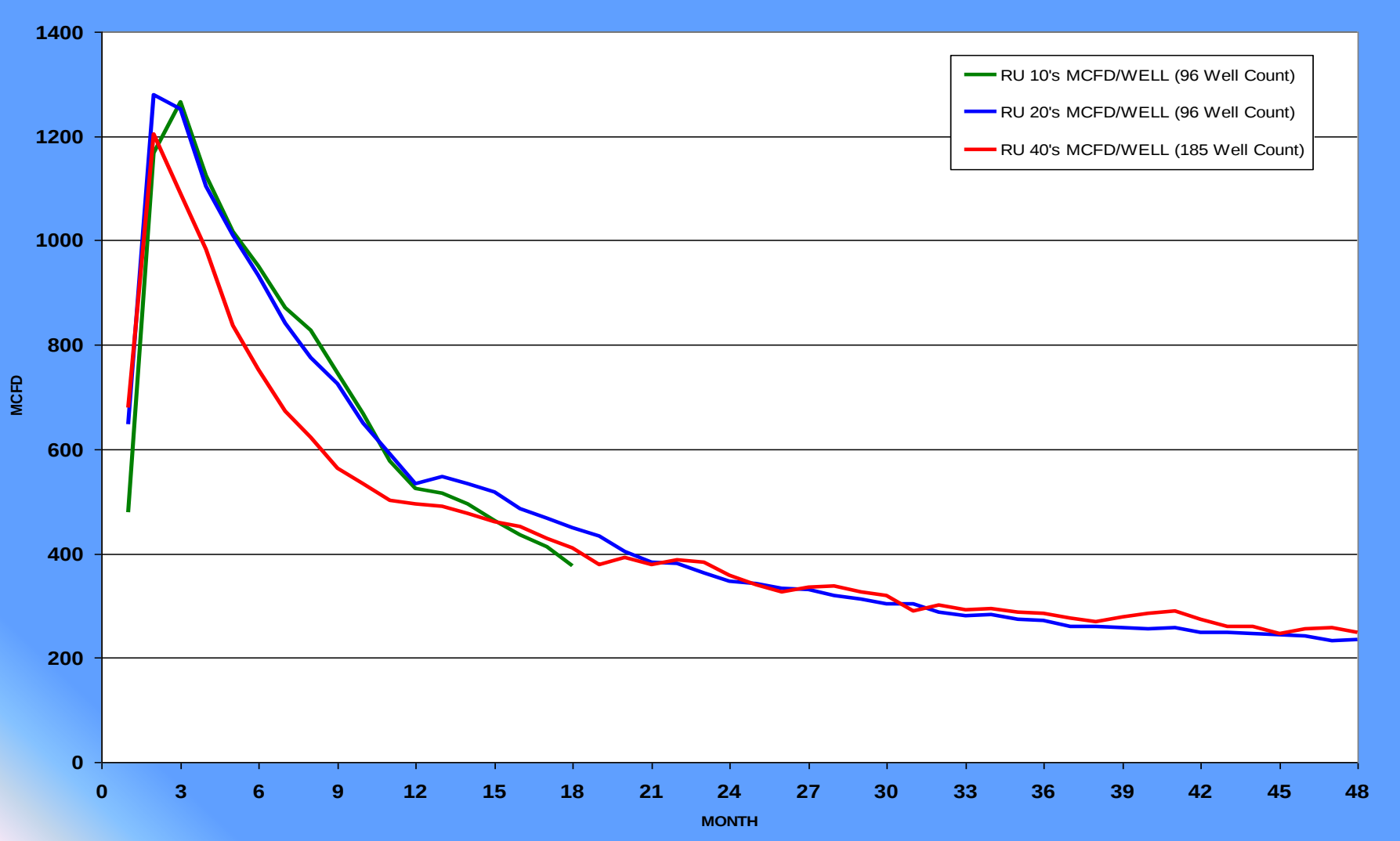
MIEMBRO DE ROLLINS

## Resultados de la presión del depósito (Cada arena probada que fue terminada)

- 2.516 PSI de – ningún agotamiento
- 2.520 PSI de – ningún agotamiento
- 2.522 PSI de – ningún agotamiento
- 2.580 PSI de – ningún agotamiento
- 2.597 PSI de – ningún agotamiento
- 3.226 PSI de – ningún agotamiento
- 3.297 PSI de – ningún agotamiento
- 3.336 PSI de – ningún agotamiento
- 2.931 PSI de – ningún agotamiento
- 3.428 PSI de – ningún agotamiento
- 1.987 PSI de agotamiento parcial del –
- 1.566 PSI de agotamiento parcial del –
- 3.242 PSI de – ningún agotamiento
- 3.263 PSI de – ningún agotamiento
- 2.793 PSI de agotamiento parcial del –
- 3.232 PSI de – ningún agotamiento
- 3.020 PSI de – ningún agotamiento
- 3.531 PSI de – ningún agotamiento
- Mala prueba
- 4.104 PSI de – ningún agotamiento
- 4.050 PSI de – ningún agotamiento
- 4.123 PSI de – ningún agotamiento
- 4.141 PSI de – ningún agotamiento
- 4.534 PSI de – ningún agotamiento
- 4.788 PSI de – ningún agotamiento
- 4.813 PSI de – ningún agotamiento
- 5.110 PSI de – ningún agotamiento
- 5.234 PSI de – ningún agotamiento
- 4.905 PSI de – ningún agotamiento



# Comparación de la Producción Mensual del Yacimiento Rulison



# Resumen de Aspectos Geológicos

0

- Es un entrapamiento de gas de centro de cuenca en la parte profunda de la Cuenca Piceance.
- Los cuerpos discontinuos de arena de reducida extensión areal se depositaron en ambientes fluviales.
- La producción proviene de intervalos continuamente saturados de gas de 500 a 730 metros.
- Afloramientos extensos, alta densidad de datos de pozos y coronas proveen una oportunidad excepcional para desarrollar un modelo geológico detallado.
- El ancho promedio de los cuerpos de arena es de aprox. 160 m.
- Los cuerpos lenticulares de baja permeabilidad requieren de altas densidades de perforación.
- Con un distanciamiento mayor a 4 hectáreas, un número significativo de cuerpos de arena nunca serían penetrados, dejando considerables reservas de gas sin contactar.
- Los ensayos de presión confirman el modelo geológico
- Mínima depletación medida.
- El espaciamiento de 4 hectáreas maximiza las reservas.



# Geofísica

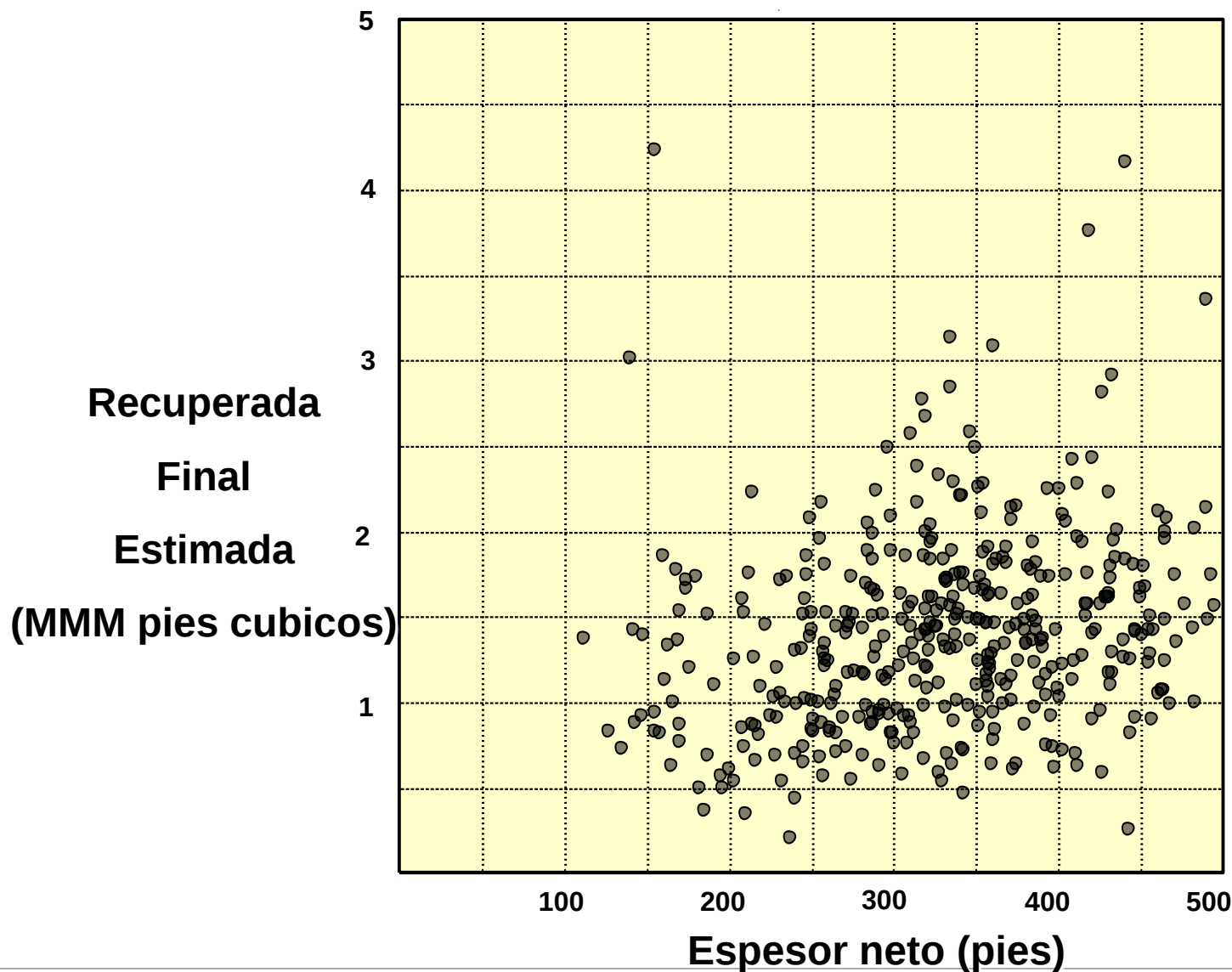


# ¿Qué Impulsa La Productividad de los Pozos?

- **Tenemos una gran acumulación de gas.**
- **Pero tenemos pozos con Recuperada Final altas en un área, y a la vez pozos pobres a menos de 800 metros de distancia.**
- **Por qué ?**

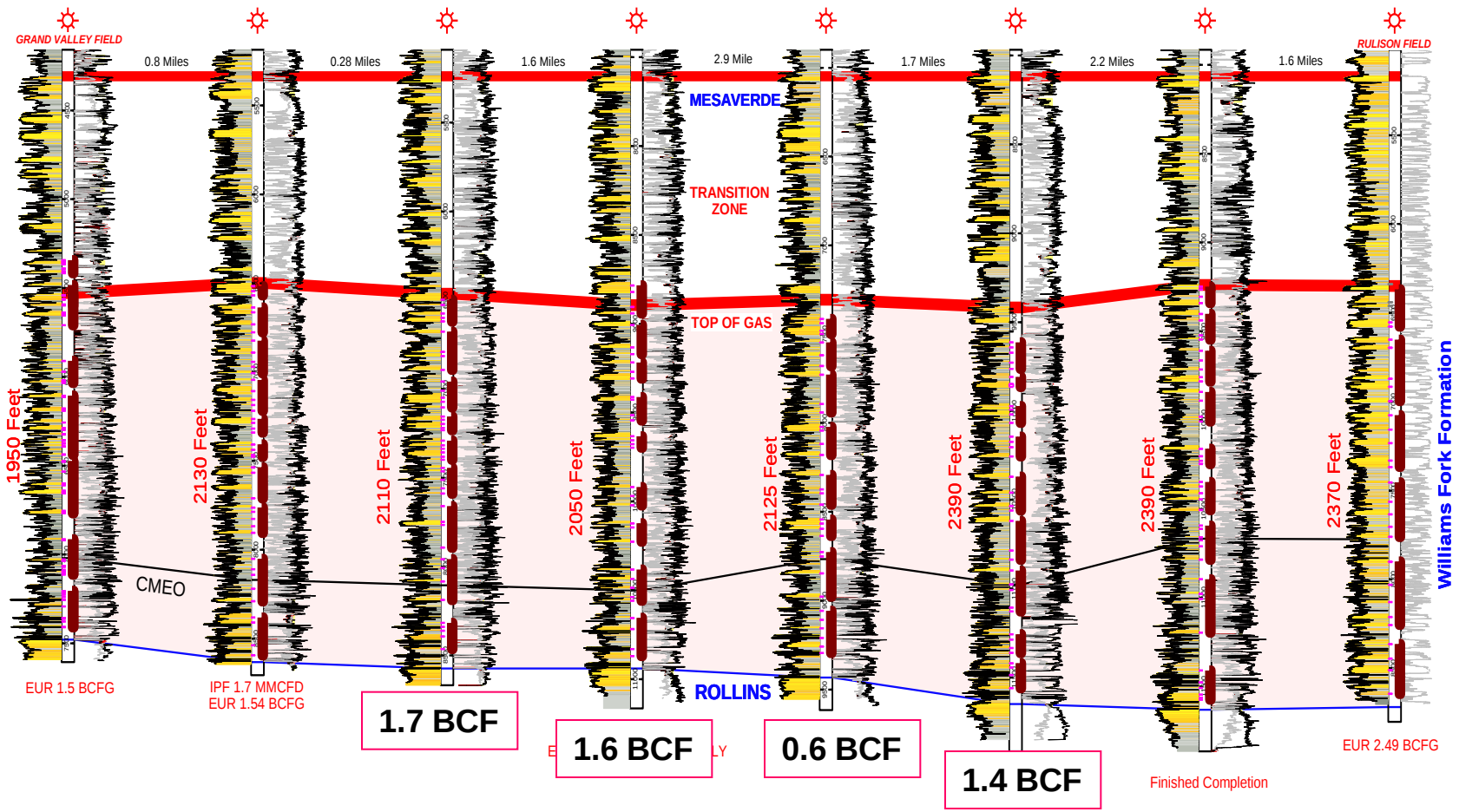


# Correlación Pobre del Espesor Neto y Recuperada Final Estimada



# Sección de Perfiles a través del área

¡Nada en los registros geológicos o eléctricos  
distingue buenos pozos de pozos pobres!

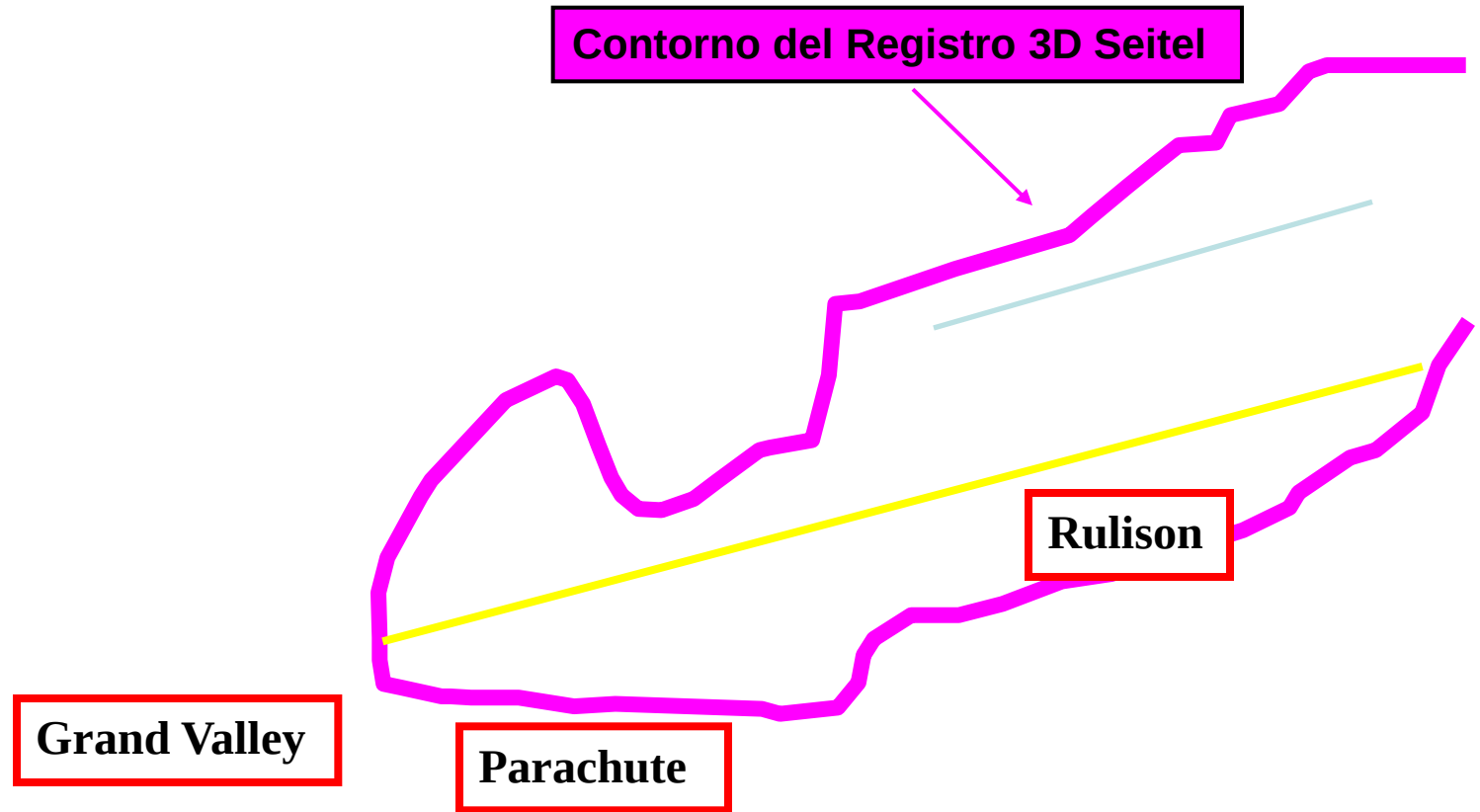


# Hipótesis Vigente

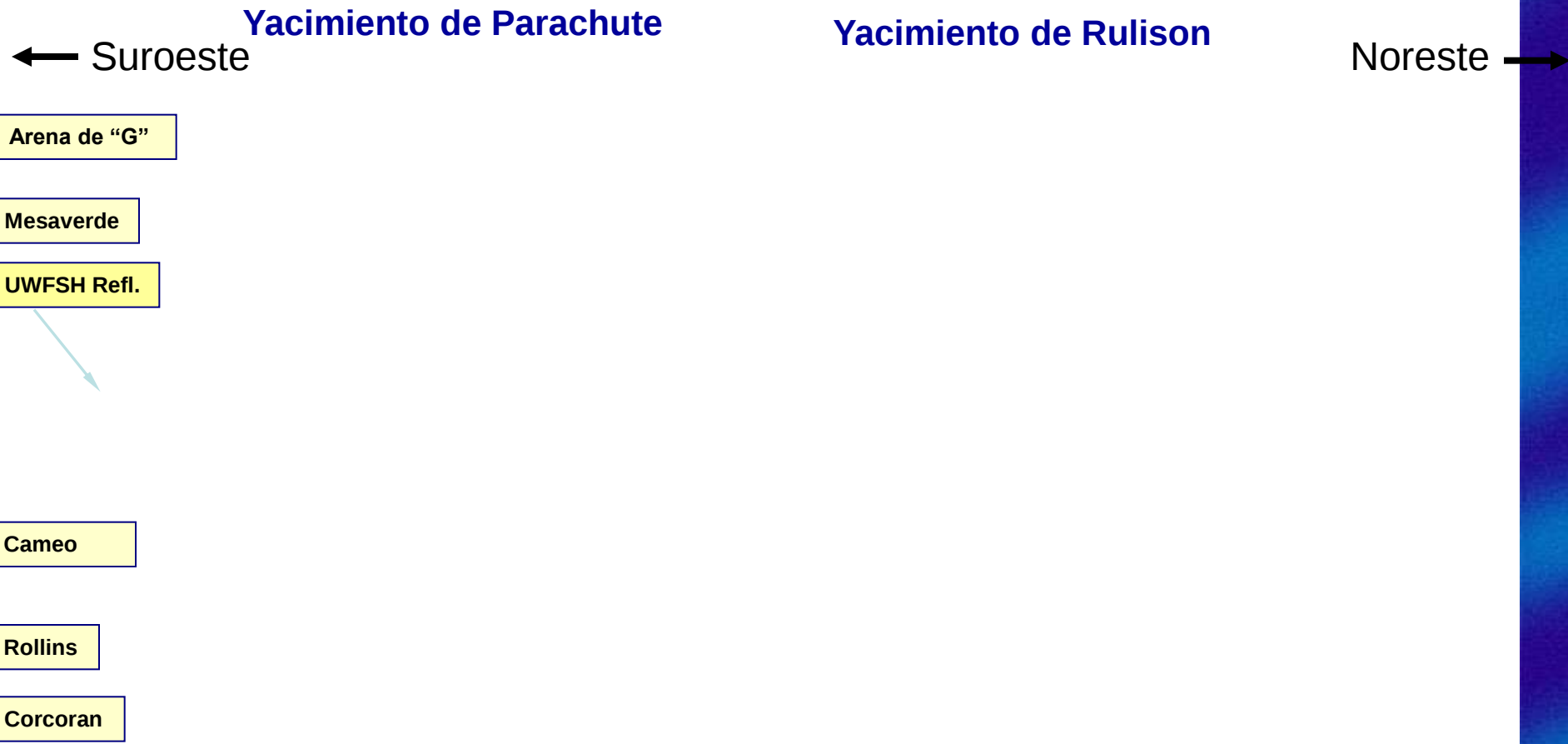
- **La densidad de las fracturas naturales impulsan la productividad de los pozos**
- **La densidad más altas de las fracturas naturales => Recuperación Final Estimada más alta**



# Mapa Estructural de Mesaverde con los Pozos de Gas de la Formación de Williams Fork



# Registro 3D del Yacimiento Rulison



# Yacimiento de Rulison

← SW NE →

Mesa Verde  
del T.

Mesa Verde  
del T.

Cameo

Compresión horizontal de 4:1

Rollins

Camafeo

Corcoran

Rollins

Corcoran

Mancos B

Mancos B

Dakota

Dakota



# Yacimiento de Rulison

## Time Slice del cubo de Coherencia



# Visualización del Yacimiento de Rulison



# Extensión del Yacimiento al Norte

- Cuando estés en un gran tren de fallas, síguelo!
- Fallas grandes son grandes amigas!



# Transversal de Parachute hasta Rulison

(10:1 compresión horizontal)

Yacimiento Parachute

Yacimiento Rulison



# Línea al norte (10:1 compresión horizontal)

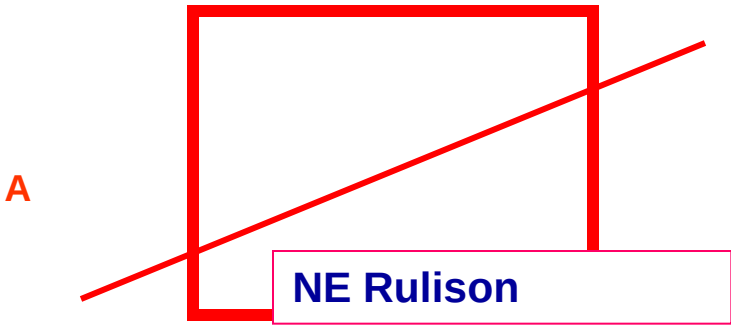


# Conclusiones Preliminares

Si las fallas son tus amigas,  
perfora más cerca de ellas!



# Mapa Estructural en Tiempo



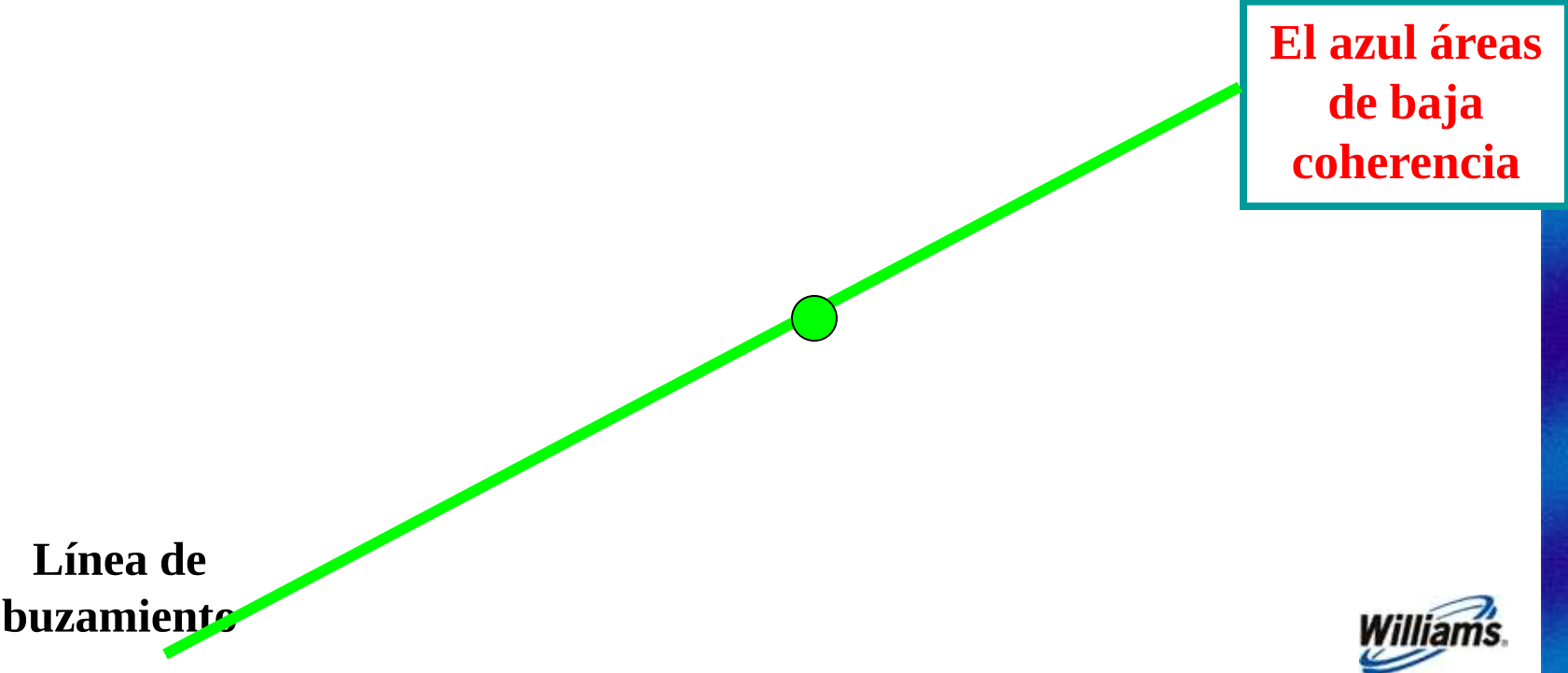
Yaciminto Rulison



# Mapa Estructural - Área del NE Rulison



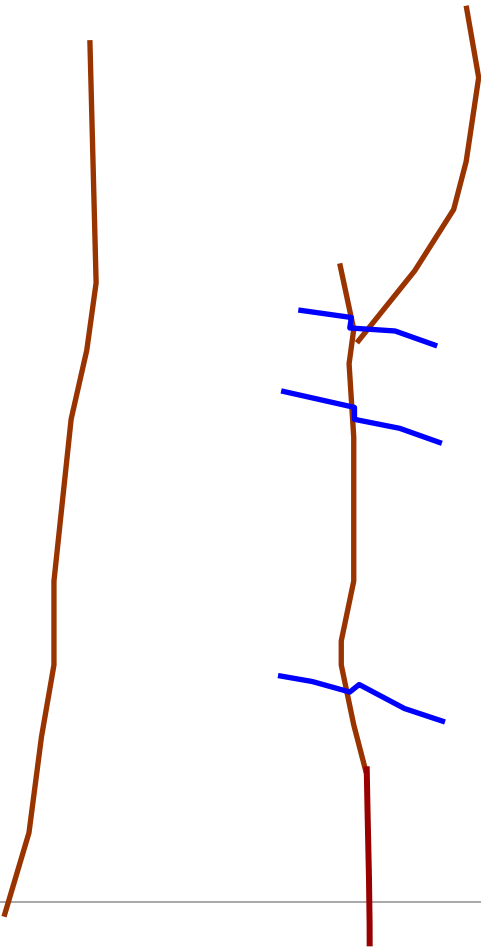
# Mapa de Coherencia, Tope de Cameo Coals



# Línea de Buzamiento, área del NE Rulison

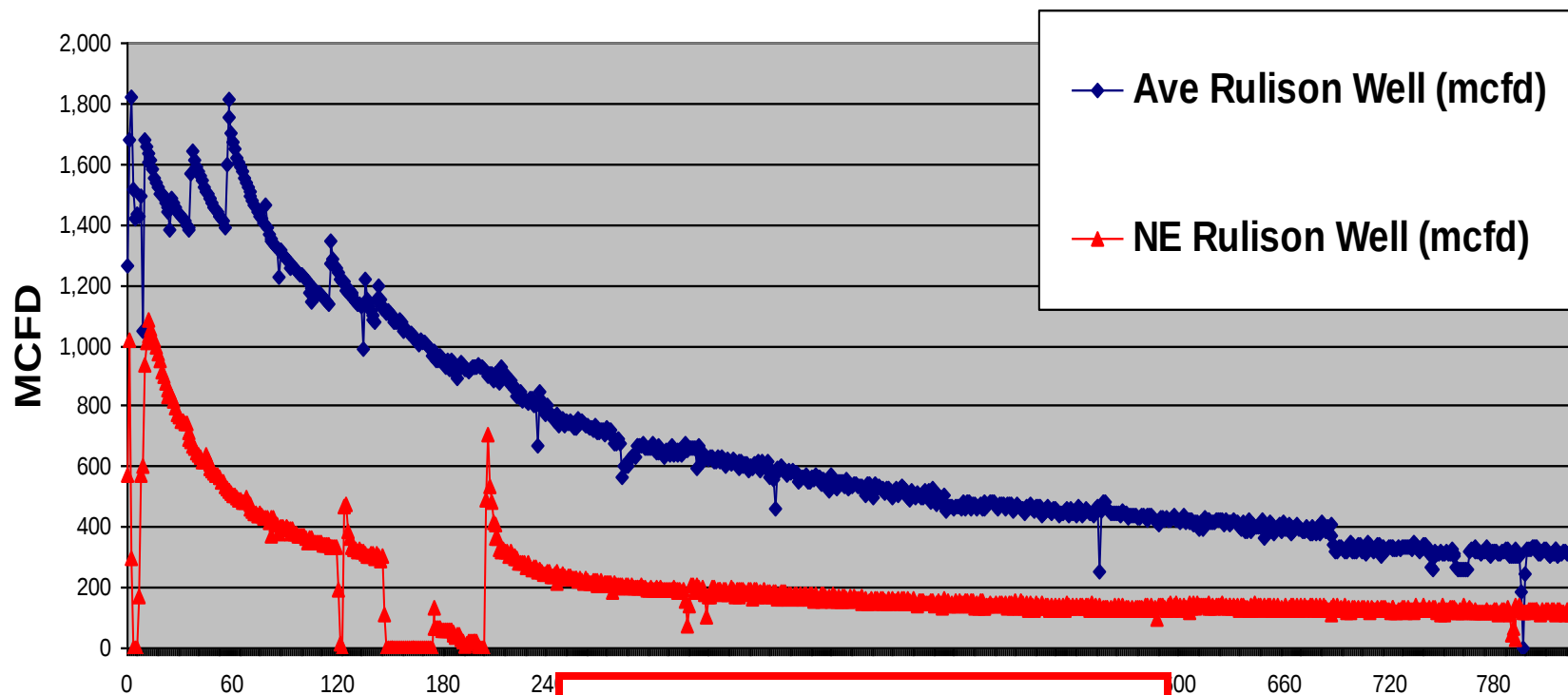
Suroeste

Noreste



# Comparación de la Productividad de Pozos

## Average Rulison Well Production vs. NE Rulison Well



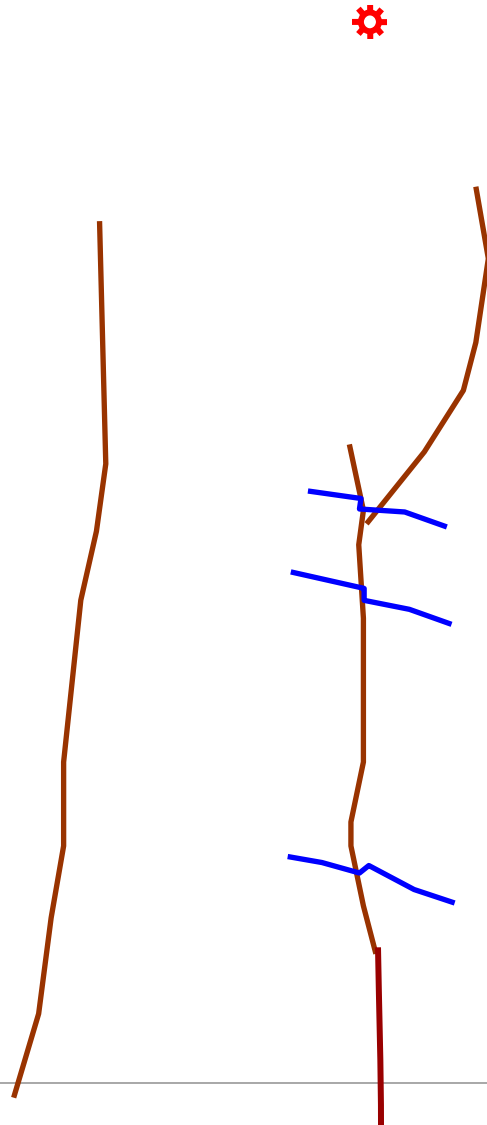
- Menos gas
- Más agua



# Línea de buzamiento, área del NE Rulison

Suroeste

Noreste



- La falla se extiende hacia arriba desde las areniscas Rollins hasta la sección del reservorio
- Puede traer agua desde más abajo

# Moraleja del NE Rulison

- **No todas las fallas son tus amigas!**
- **Algunas fallas te odian!**
- **Si la falla va hacia arriba hasta la sección del reservorio, podría traer agua.**



# COLOCACIÓN DE LOS POZOS

## En las densidades de pozos altas, es CRÍTICA

- Pozos orientados este-oeste uno de otro experimentaron interferencia.



¡MALO!

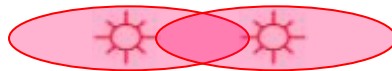
- Los pozos orientados norte-sur uno de otro no experimentaron ninguna interferencia.



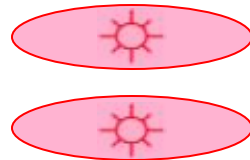
¡BUENO!

- ¿Qué está pasando?

# La Colocación de los Pozos es CRÍTICA



**Interferencia fuerte**

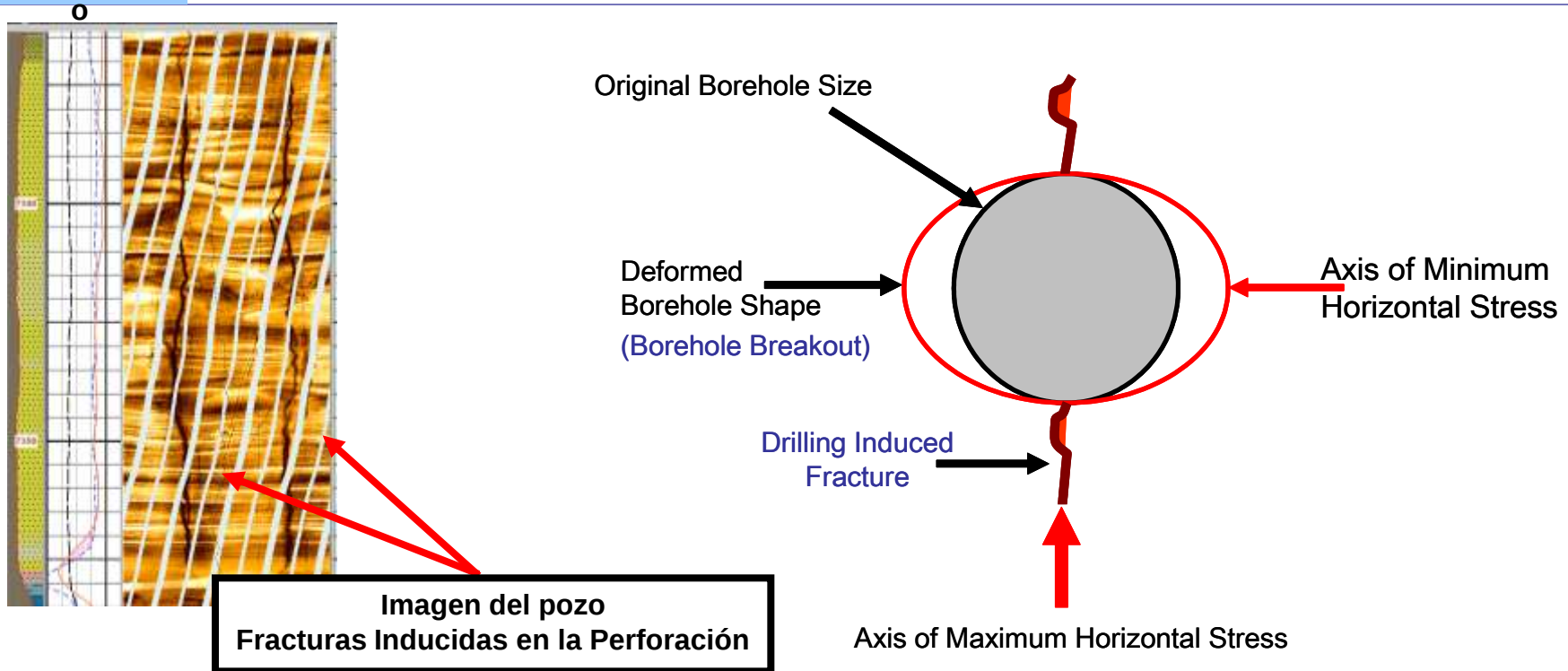


**Ninguna interferencia**

- Las áreas del drenaje no son circulares
- Las fracturas naturales causan elipses del drenaje fuertemente asimétricas
- La orientación de las elipses y la relación de aspecto son CRÍTICAS al poner los pozos a una densidad de 4 has.

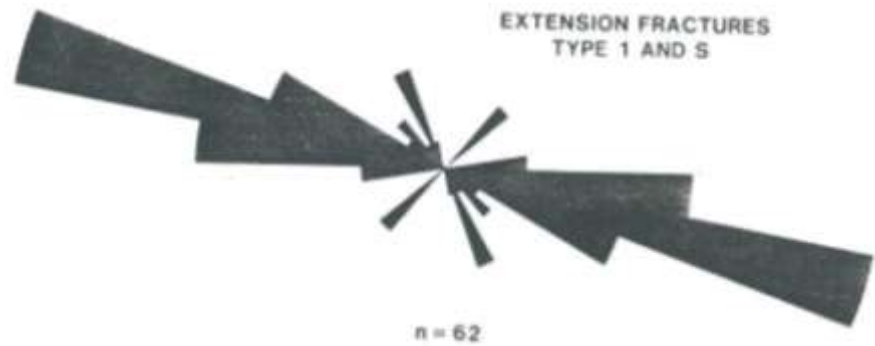


# Uso de los Perfiles Imagen

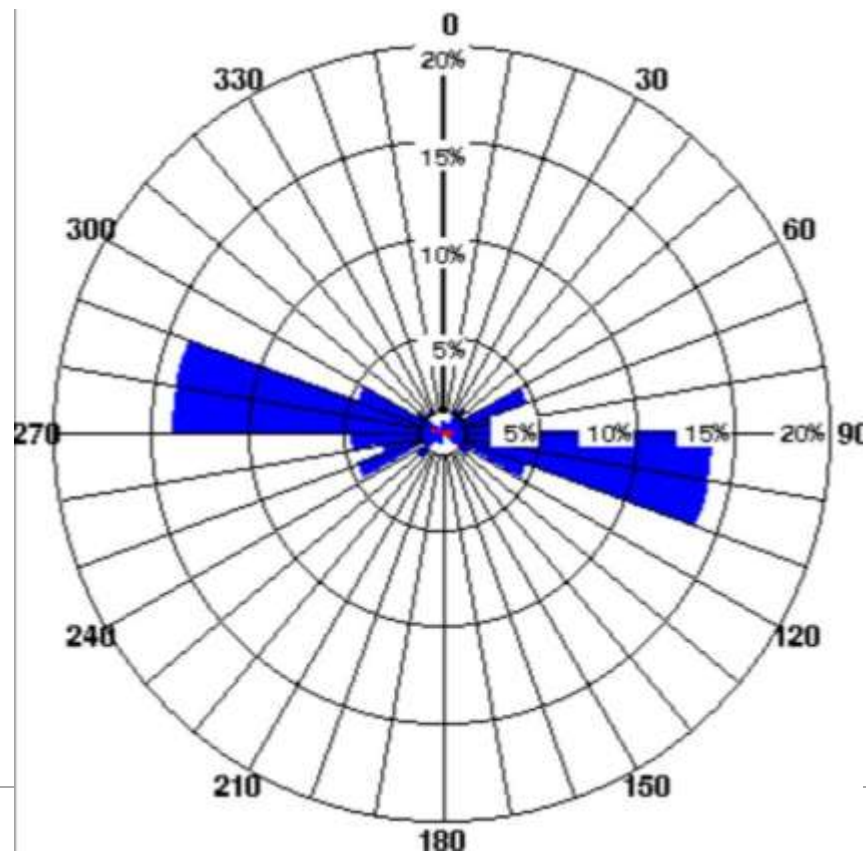


- Los perfiles de imagen del pozo dan la orientación de la tensión
  - ♦ El pozo se “aplastada” en la dirección del máximo esfuerzo horizontal => dan “desprendimientos del pozo”
  - ♦ las fracturas inducidas por perforación aparecen paralelas a la tensión horizontal máxima
- Las fracturas naturales alineadas con la tensión horizontal máxima están probablemente abiertas
- Las fracturas naturales perpendiculares a la tensión horizontal máxima están probablemente cerradas
- Durante un trabajo de fractura hidráulica, las fracturas tienden a alinearse con el sistema natural de fractura.

# Fracturas de la Corona vs Fracturas del Perfil de Imagen



Orientación de las  
fracturas según coronas



Orientación de fracturas  
naturales según perfil  
Imagen



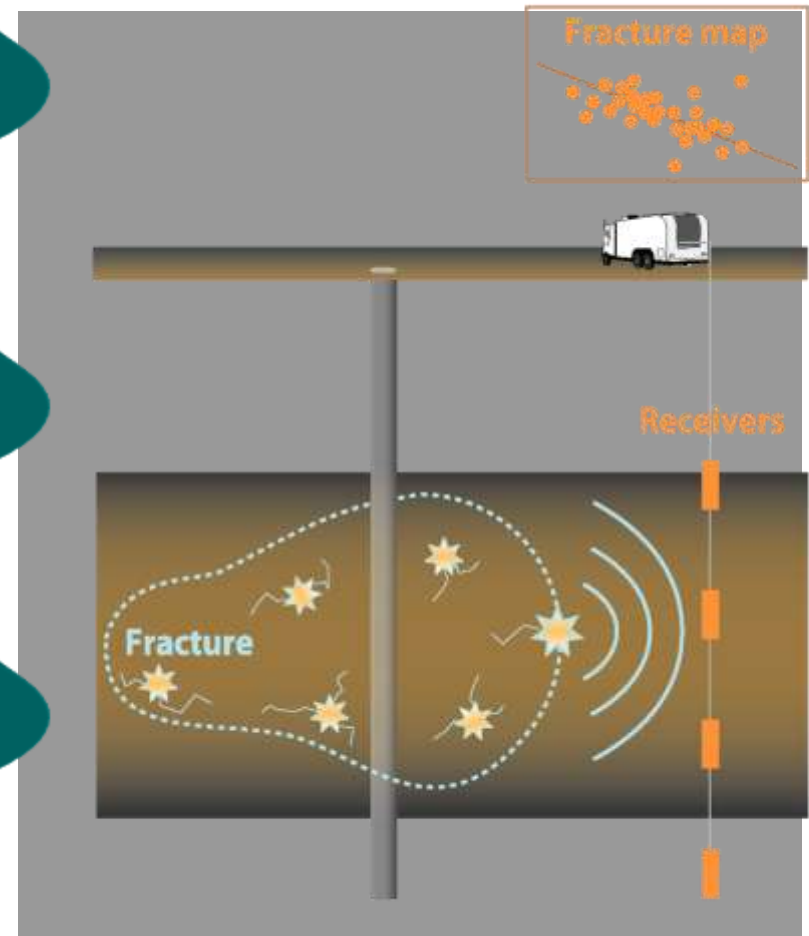
# Monitoreo Microsísmico de las Fracturas Hidráulicas

Las fracturas hidráulicas inducen cambios en la tensión y la presión poral

Conduce a microfisuras a lo largo de los planos de debilidad de la roca

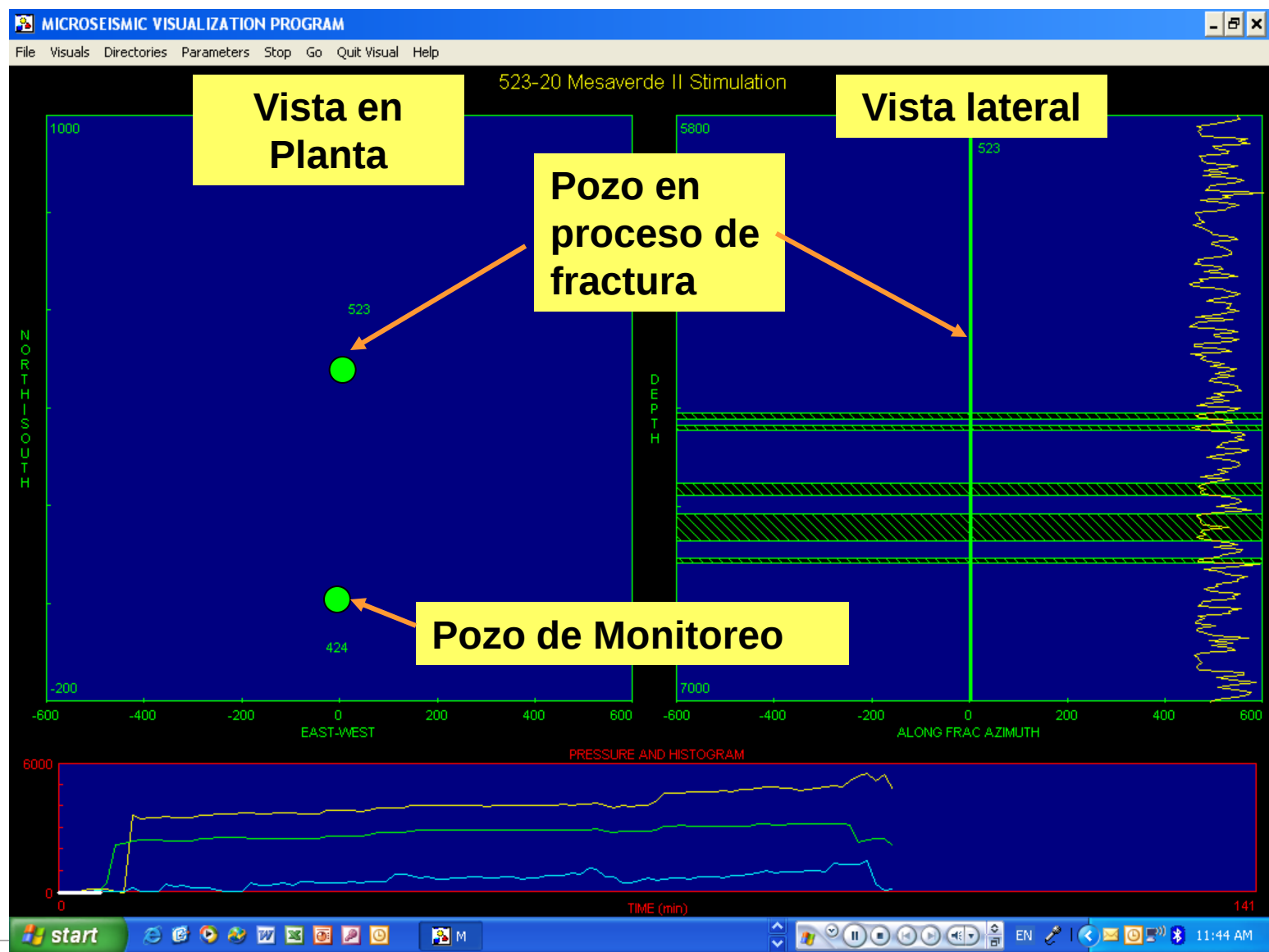
Las microfisuras se detectan y localizan con receptores sísmicos múltiples

Da la altura de la fractura, longitud, orientación, complejidad



Modificado de Pinnacle Technologies

# Estudio Microsísmico del Yacimiento Rulison



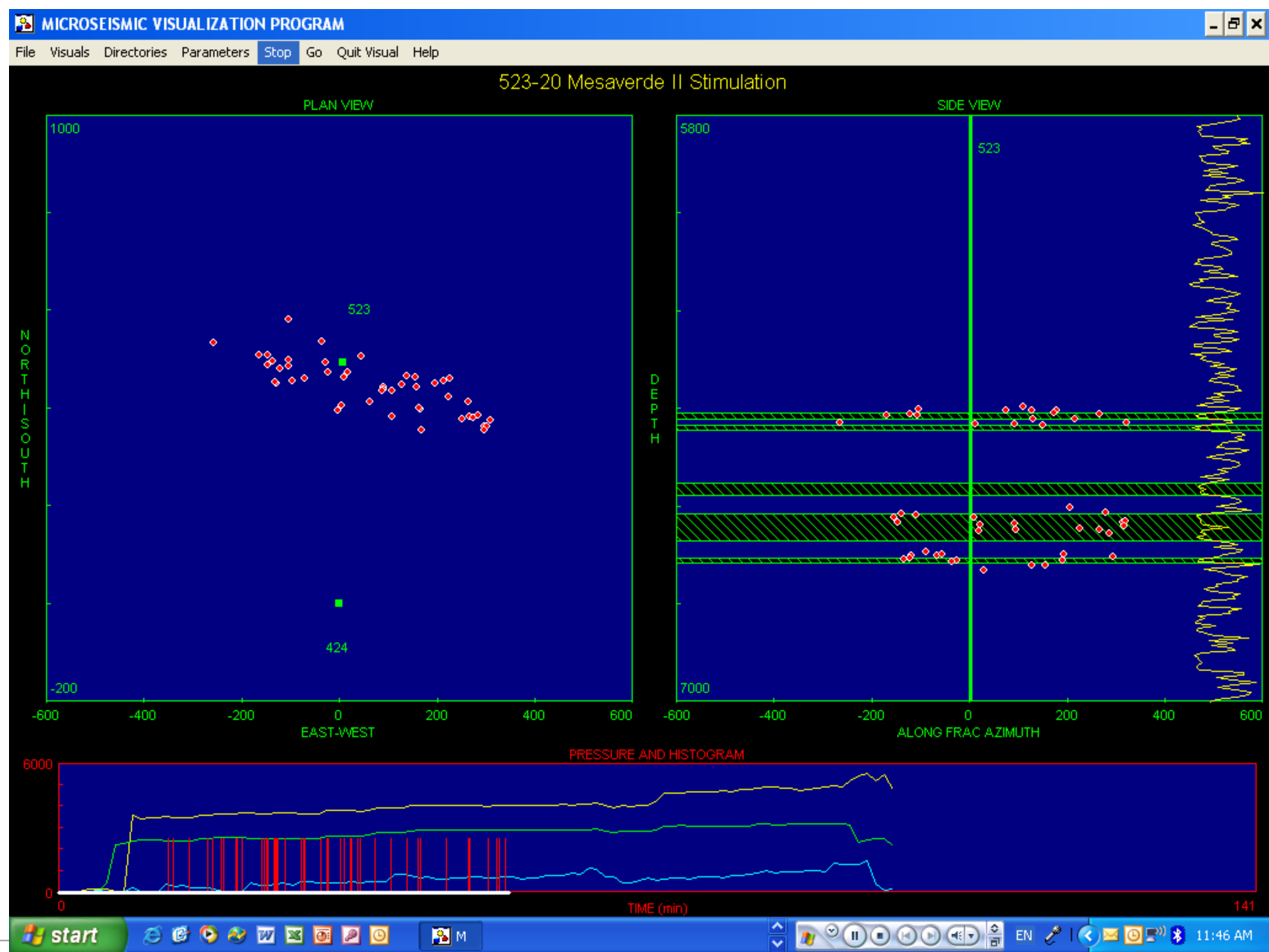
# Estudio Microsísmico del Yacimiento Rulison

0



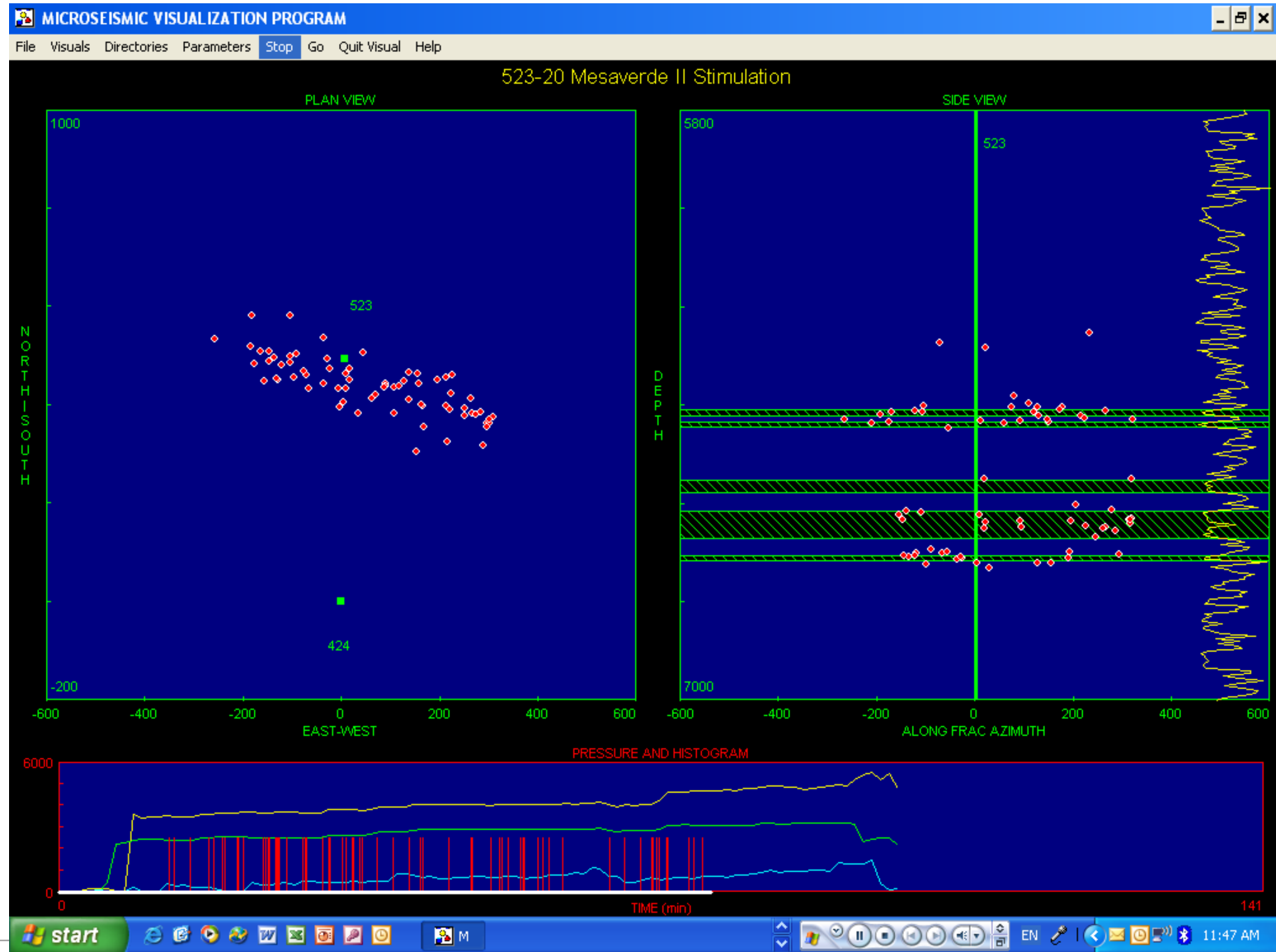
# Estudio Microsísmico del Yacimiento Rulison

0

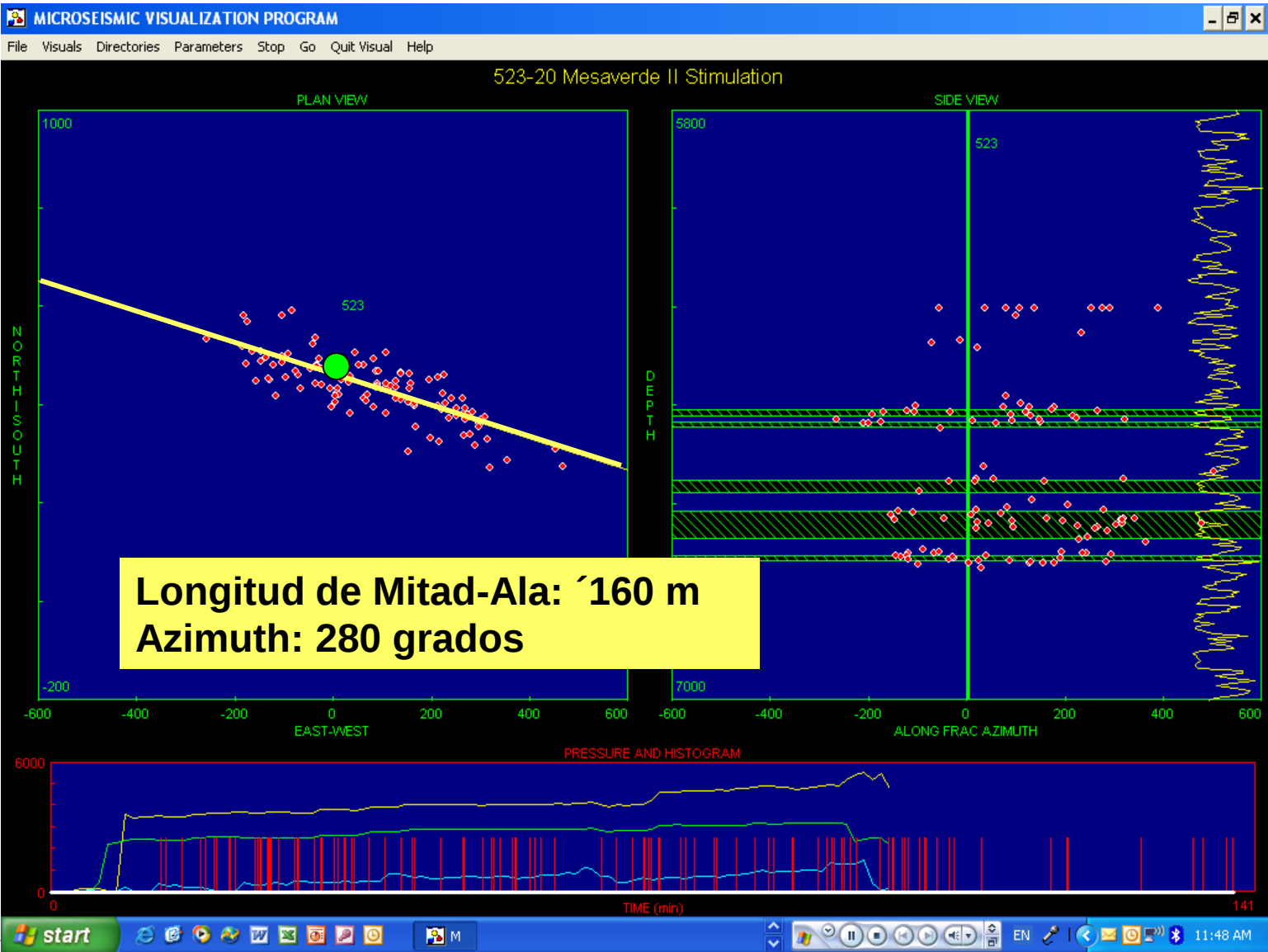


# Estudio Microsísmico del Yacimiento Rulison

0

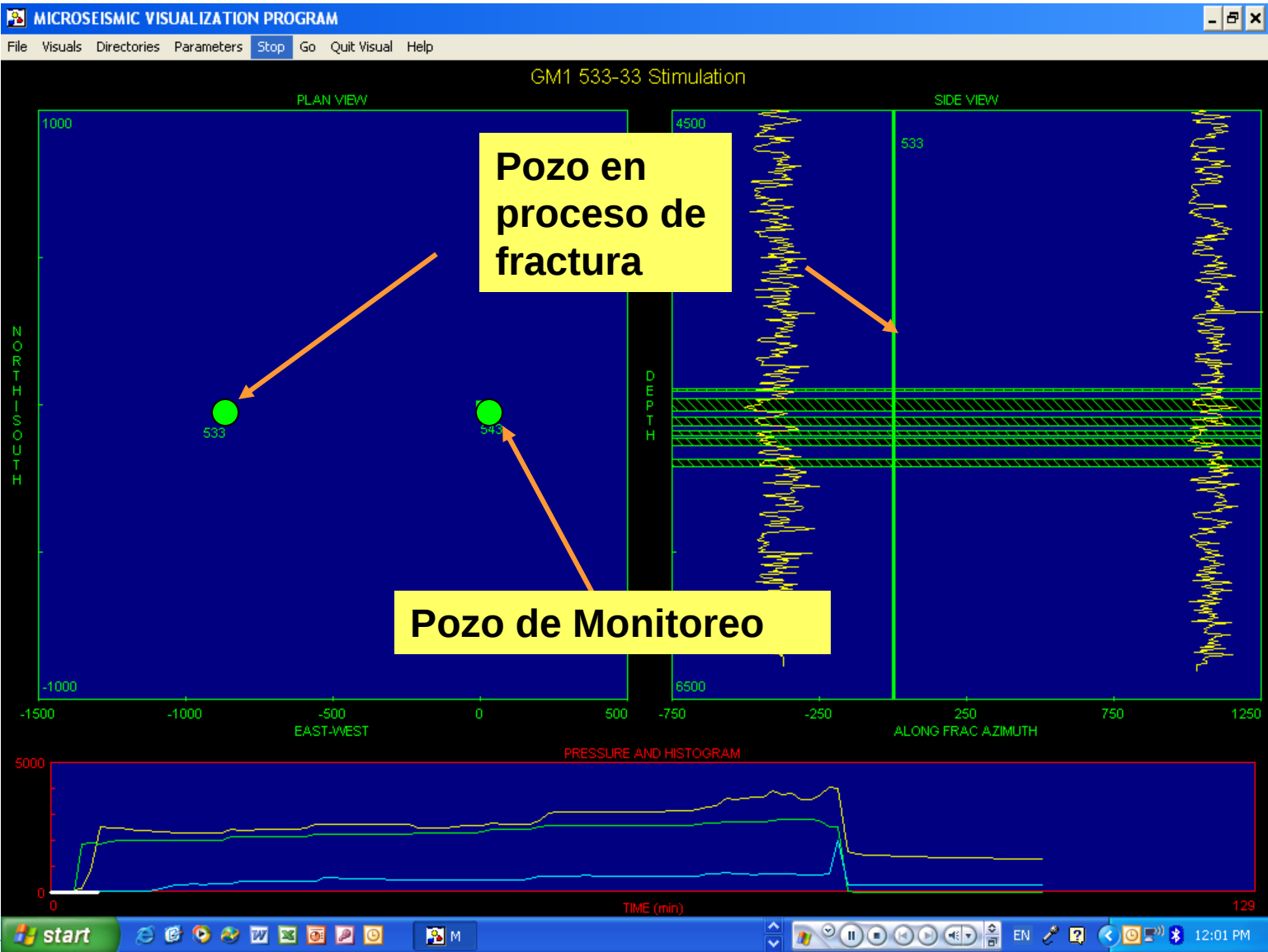


# Estudio Microsísmico del Yacimiento Rulison



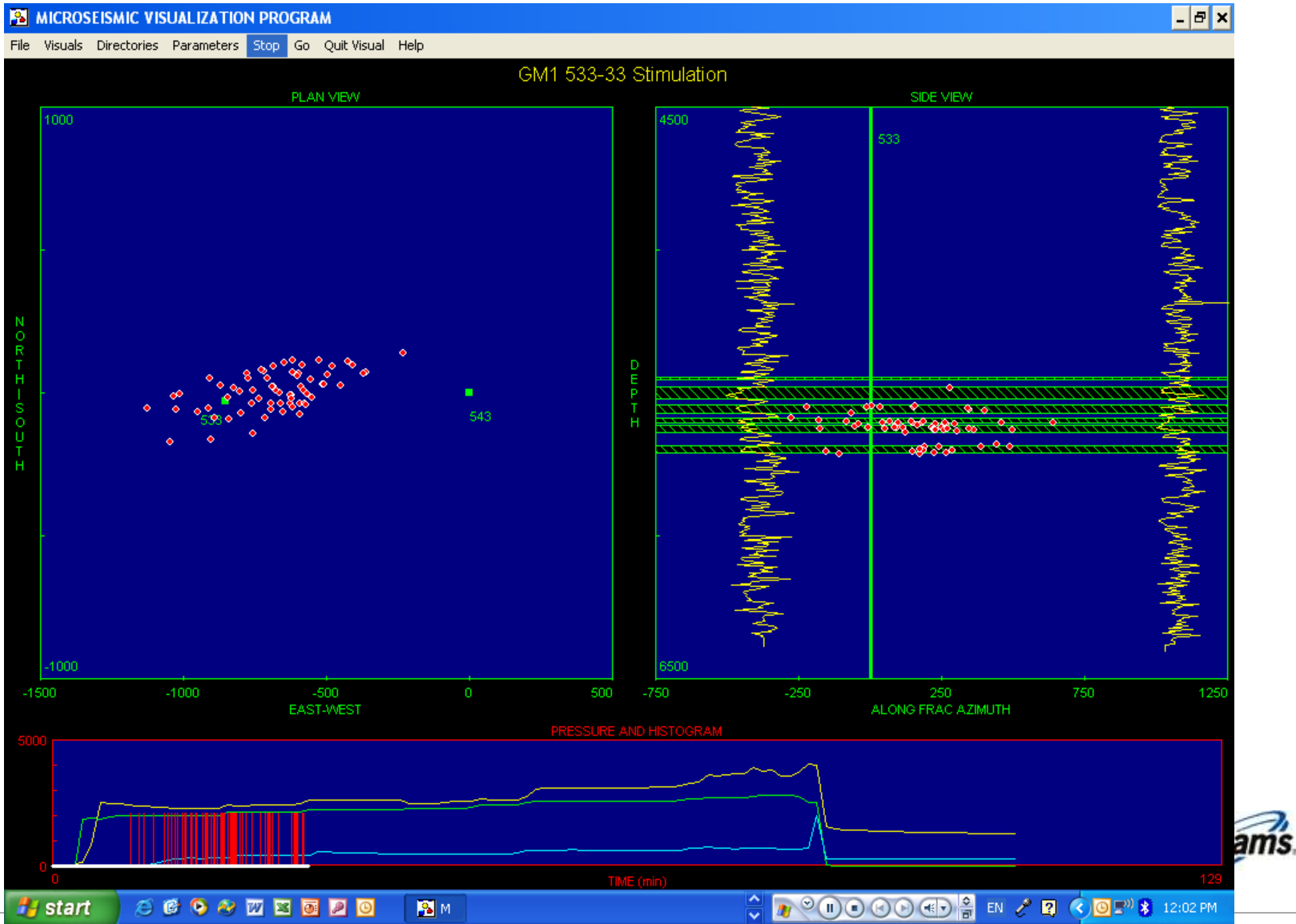
# Estudio Microsísmico del Yacimiento Grand Valley

0



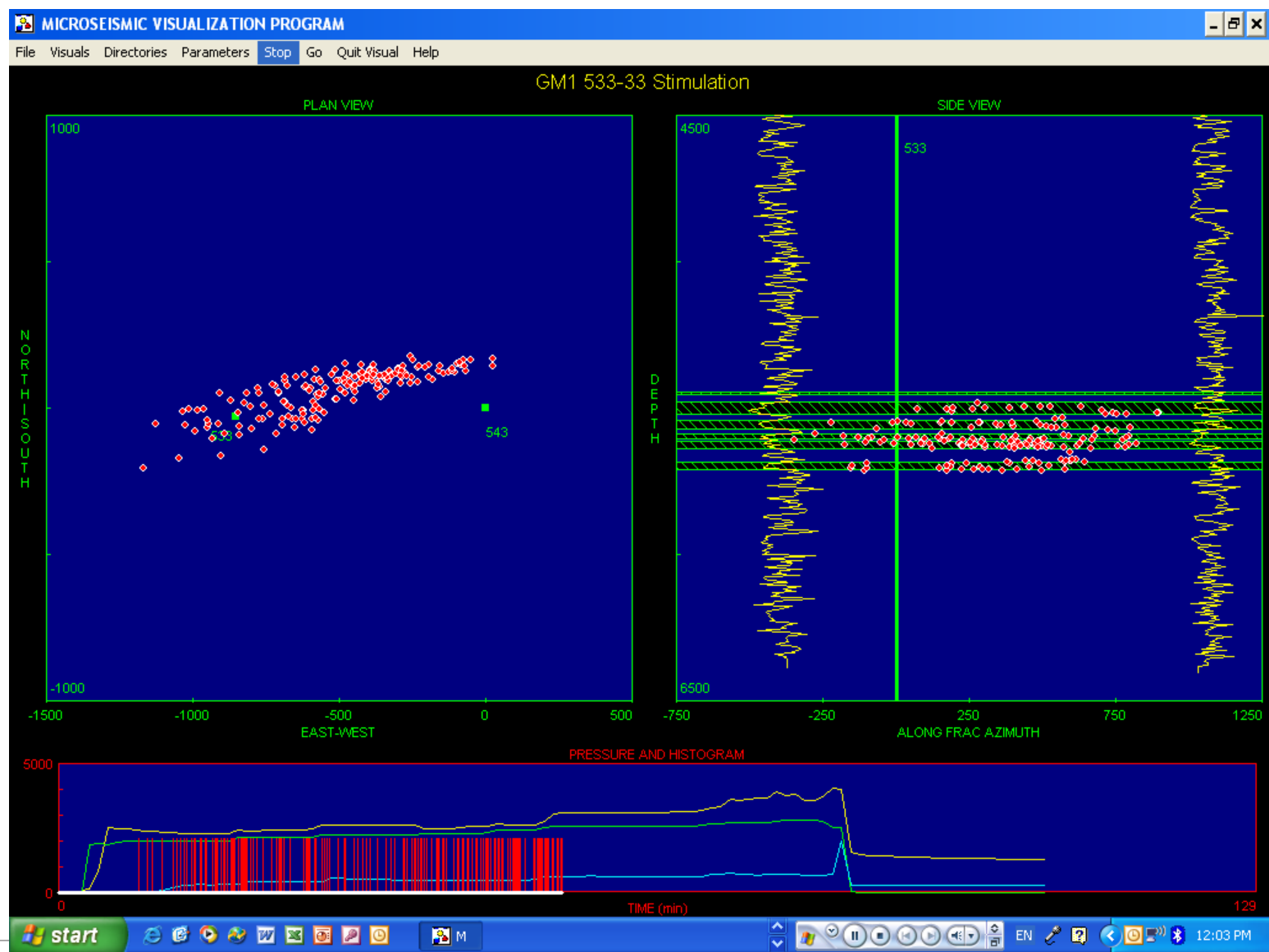
# Estudio Microsísmico del Yacimiento Grand Valley

0



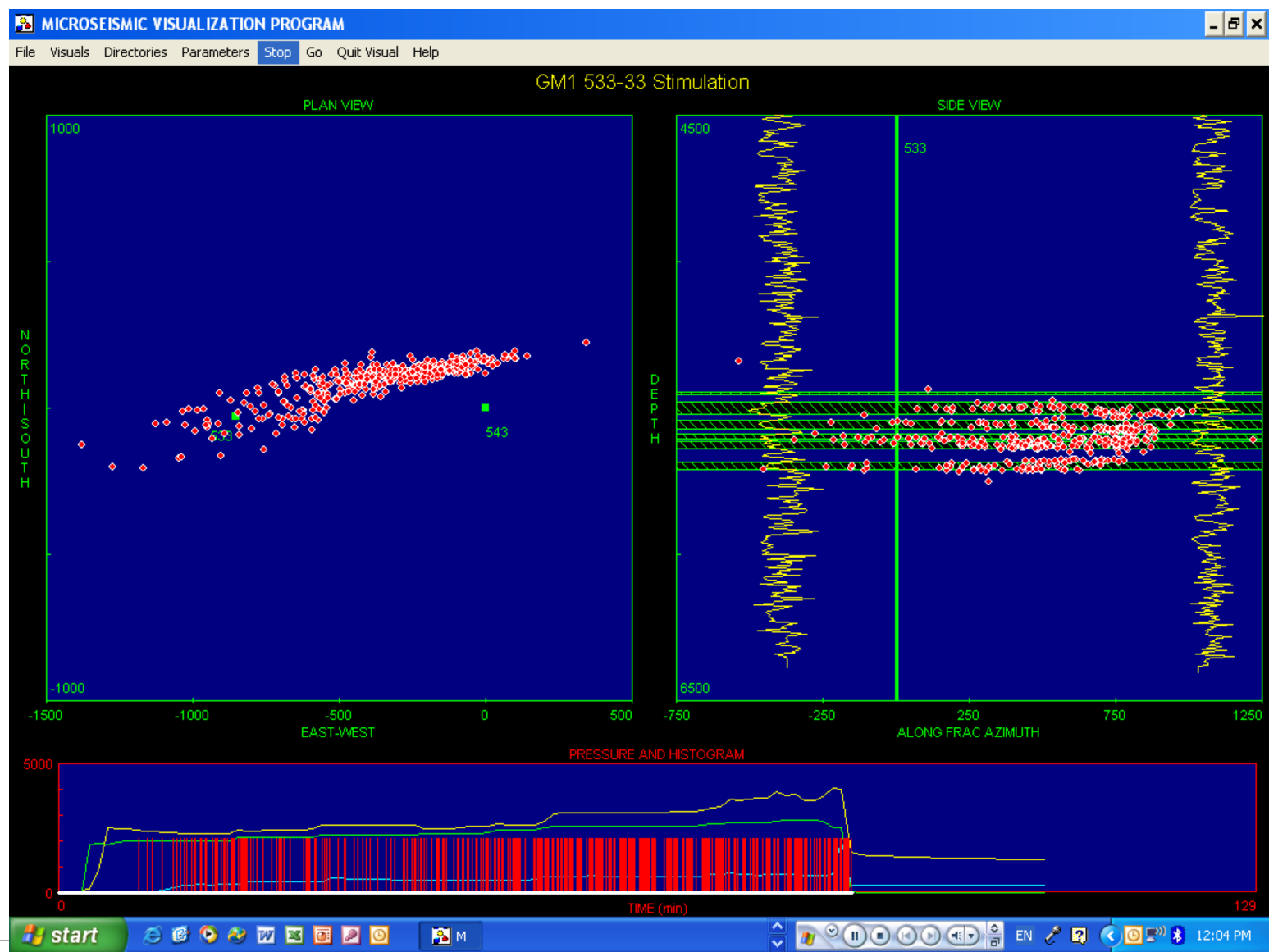
# Estudio Microsísmico del Yacimiento Grand Valley

0

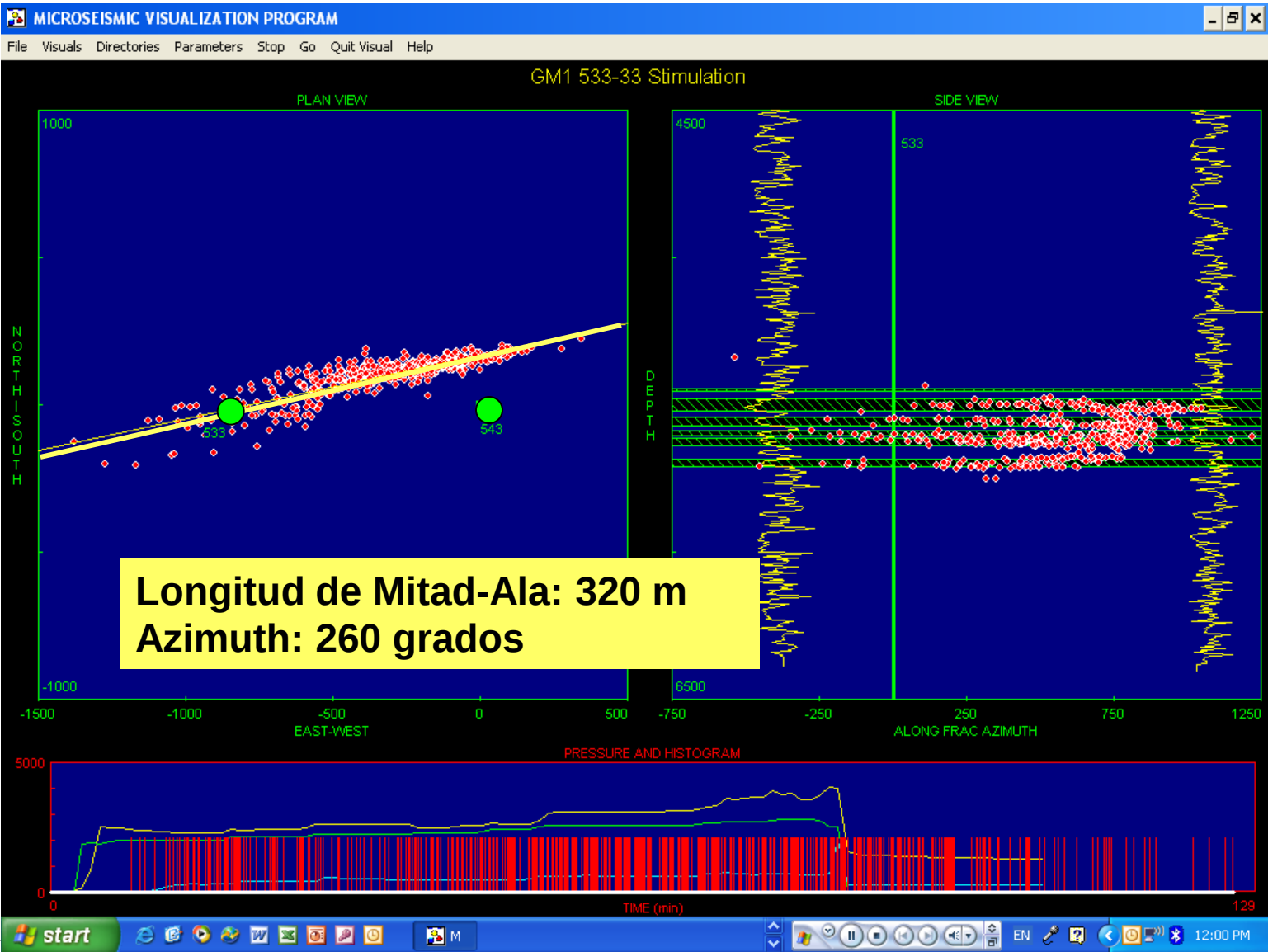


# Estudio Microsísmico del Yacimiento Grand Valley

0

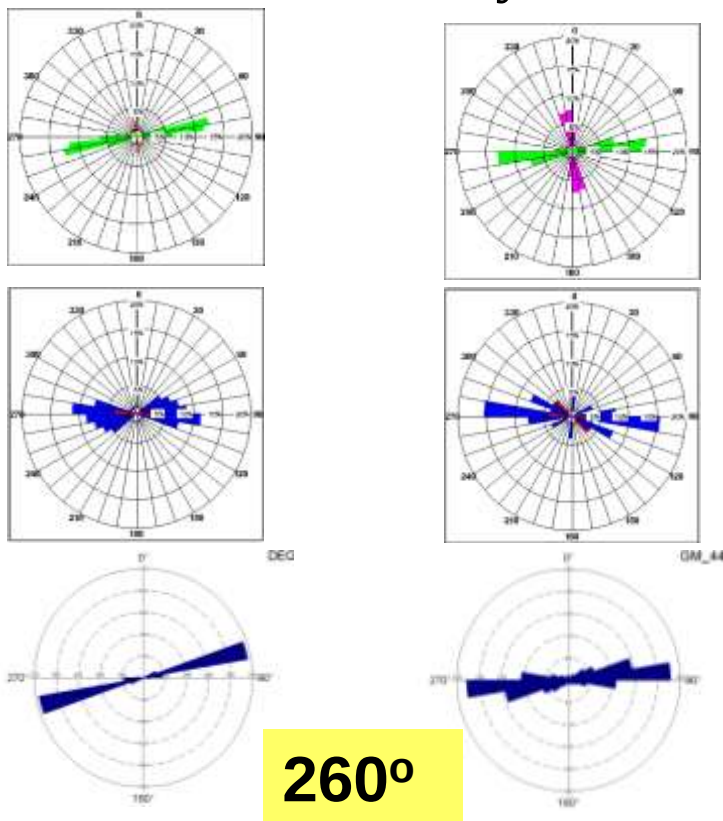


# Estudio Microsísmico del Yacimiento Grand Valley

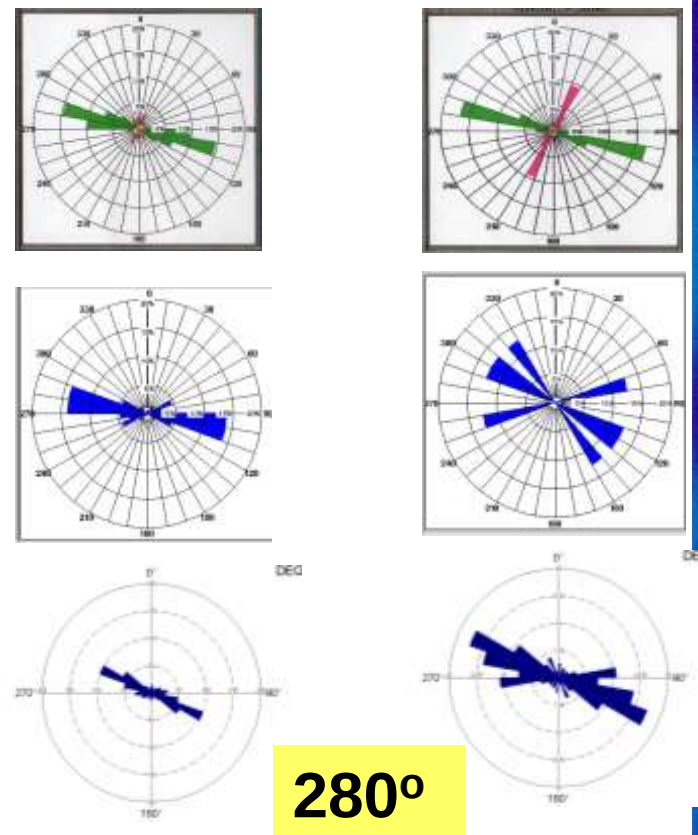


# FMI (Perfil de Imagen) y Resultados Microsísmicos

## Grand Valley



## Rulison



FMI y estudios microsísmicos confirman que las orientaciones de las fracturas hidráulicas y naturales tienen aproximadamente la misma orientación. Orientaciones similares de fracturas naturales e inducidas resultan en patrones de drenaje altamente elípticos.



# Densidad de Locaciones de 4 has. y Elipses de Drenaje

## Yacimiento "Grand Valley"

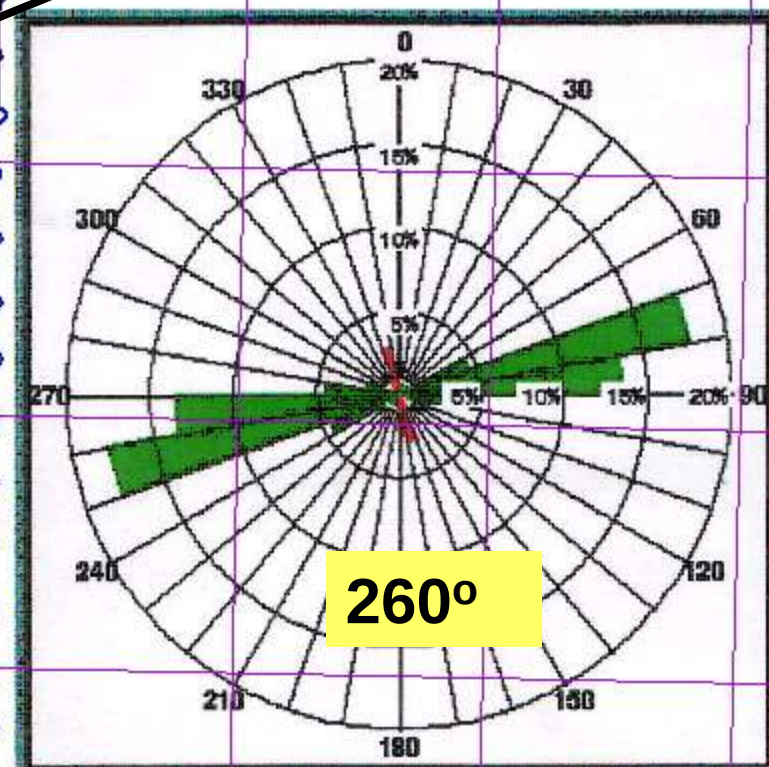
Exploración  
Departament

0

Espaciamiento: 100 m N-S, 400 m E-O

área de 16 has.

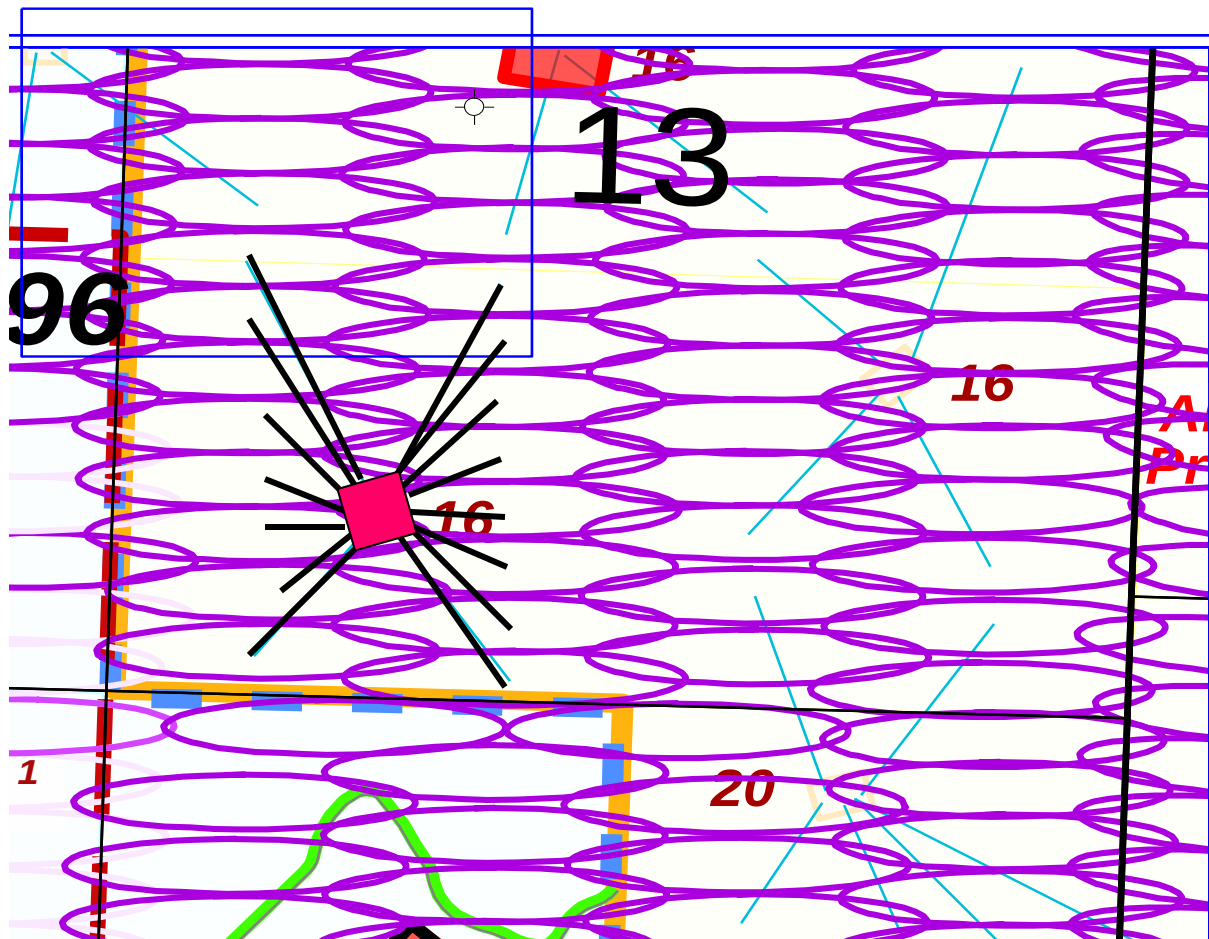
locaciones de 16 has. contienen  
cuatro pozos de densidad de 2,5 has



Dirección de fracturas inducidas  
Yacimiento "Grand Valley"

# Elipses de Drenaje mas Recientes

## Relación de Aspecto - 5.6:1



- Una locación cada 64 has.
- Cada locación tiene 16 pozos perforados en densidad de 2,5 has.

# Conclusiones Geofísicas

- **Comience con datos potenciales del campo.**
  - ◆ Da el esquema estructural
  - ◆ Indica sistemas de fallas profundos y zonas de cizalla.
- **La sísmica clarifica el esquema estructural**
  - ◆ **Algunas fallas aumentan el fracturamiento natural, incremental la producción**
    - Busque las falla que no cortan demasiado arriba la sección del reservorio
    - Cuando halla encontrado un “buen” tren de fallas, sígala hasta el fin del mundo”
  - ◆ **¡Algunas fallas te comerán tu almuerzo!**
    - Nos comunican con un acuífero subyacente
    - Rompen los sellos
    - Busque las fallas que cortan para arriba a través del reservorio y/o sellos superiores
    - Cuando usted ha perforado un “mal” tren de fallas, evítelo. (Va a pagar con creces su sísmica!!).



# Conclusiones Geofísicas

- Los pozos de la formación de Williams Fork tienen radios de drenaje altamente elípticos debido a las fracturas naturales
- Las orientaciones de las elipses de drenaje y su relación de radios son críticos al perforar altas densidades de pozos:
  - ♦ Los perfiles imagen dan la orientación de las fracturas naturales e inducidas => campo de esfuerzos in-situ.
  - ♦ El monitoreo microsísmico de las fracturas hidráulicas da el azimuth de éstas y la longitud de mitad-ala de la misma.



# Perforación

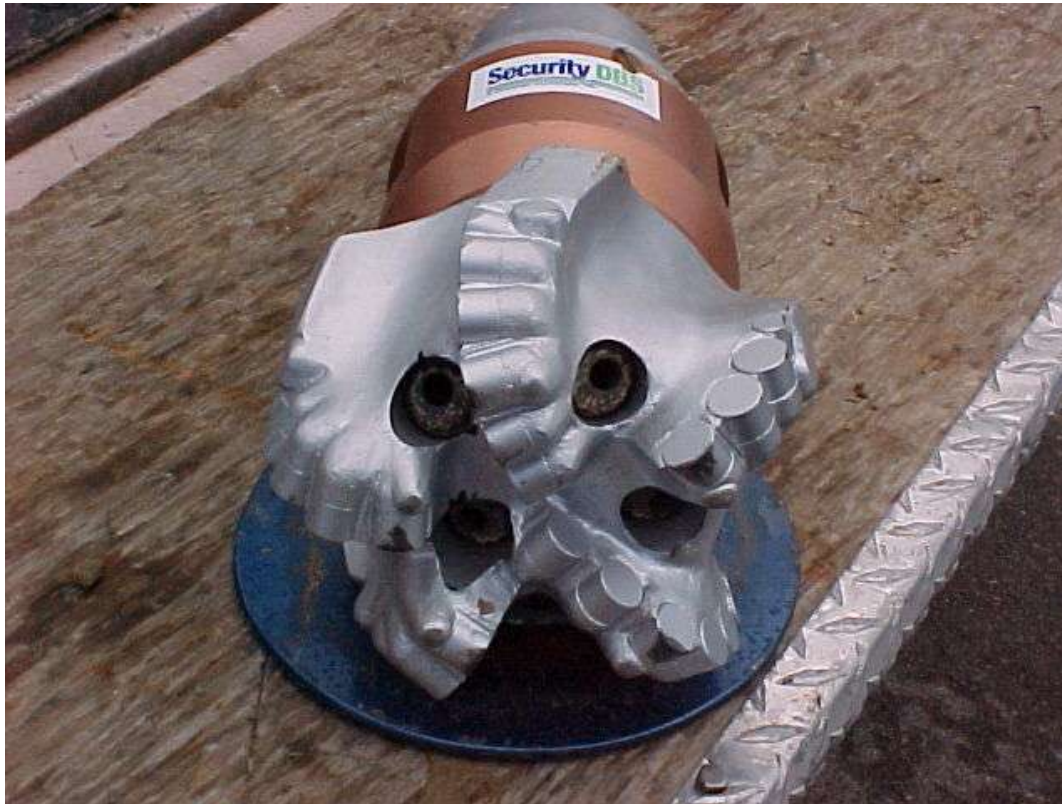


# Trépanos de Perforación Convencional - Triconos



# Aumentar la Eficacia de Perforación

## Trépanos de Diamante Policristalino (PDC en ingles)



- Perfora más rápido
- Dura más



# Equipos Construidos Según Nuestras Especificaciones

- **2006:**  
**Helmerich y Payne**  
**construyeron 10 equipos**  
**especialmente modificados**  
**para los requisitos**  
**particulares de Williams**



**Helmerich y Payne “FlexRigs”**

# Equipos Construidos Según Nuestras Especificaciones

- Luego se construyeron cuatro equipos de Nabors “Super Sundowner”
- Similares a H&P FlexRigs
- “Top-Drive” más grande, con mayor potencia y mas alcance desde la boca de pozo.

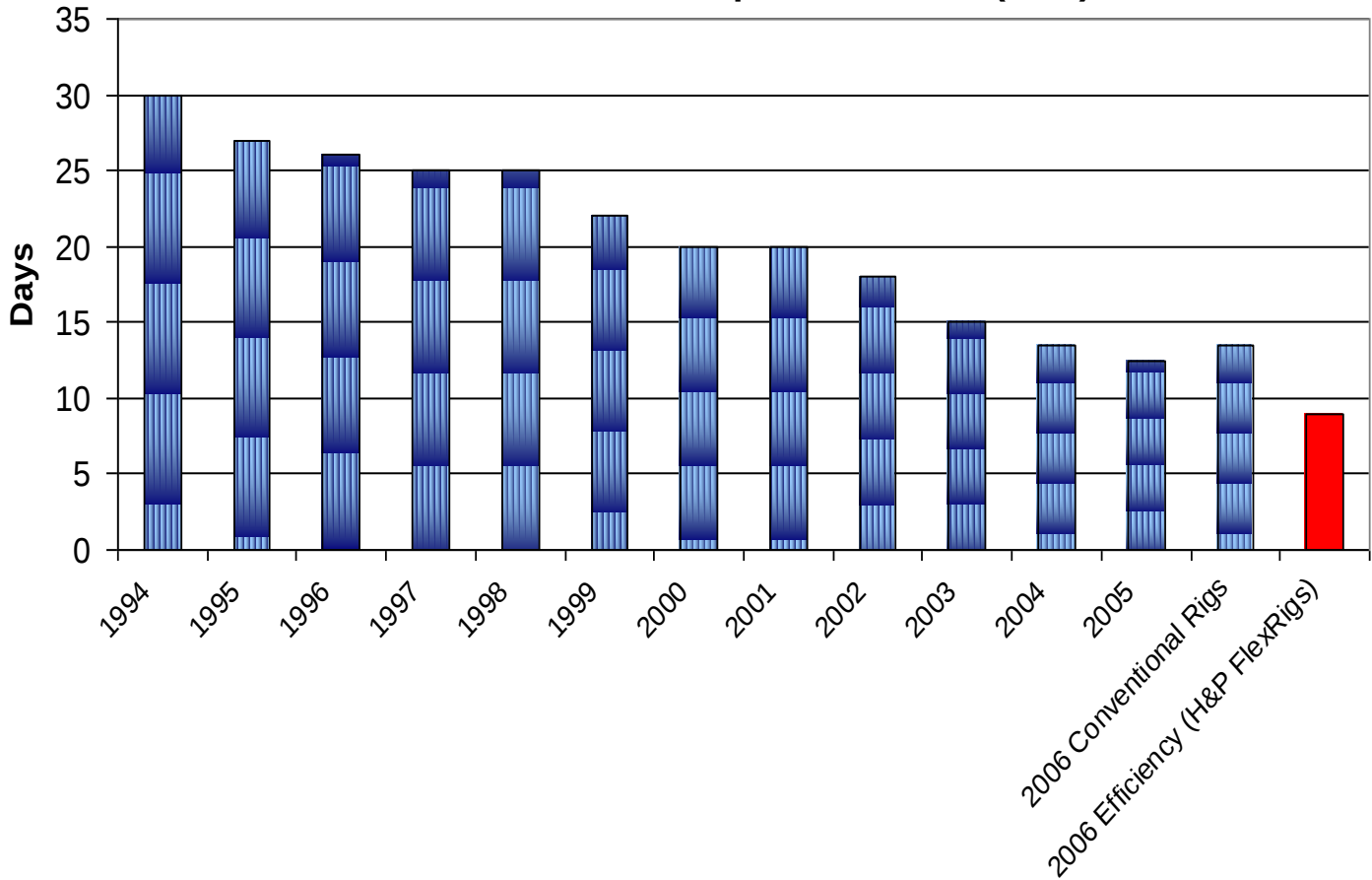


Nabors “Super Sundowner” Rigs



# Tiempo de Perforación Histórico

Eficiencia de perforación en la  
Cuenca de Piceance  
Desde boca de pozo hasta TD (días)



# Equipos Según Nuestras Especificaciones

0  
Circuito cerrado de lodo (Locación Seca) => no se necesitaron piletas de lodo

- ♦ Ambientalmente aceptado
- ♦ Necesita una locación mitad de la normal
- ♦ Más rápida recuperación de la locación
- Equipos isonorizados pueden funcionar cerca de hogares
- Han perforado hasta 22 pozos a partir de una locación
- Han perforado con alcance direccional de hasta 1.000 metros
- Sistema de levantamiento automatizado de tuberías
  - ♦ Menos personal (3 personas)
  - ♦ Más seguro
- Altas eficiencias de perforación (todas las operaciones bajo control de computadora)

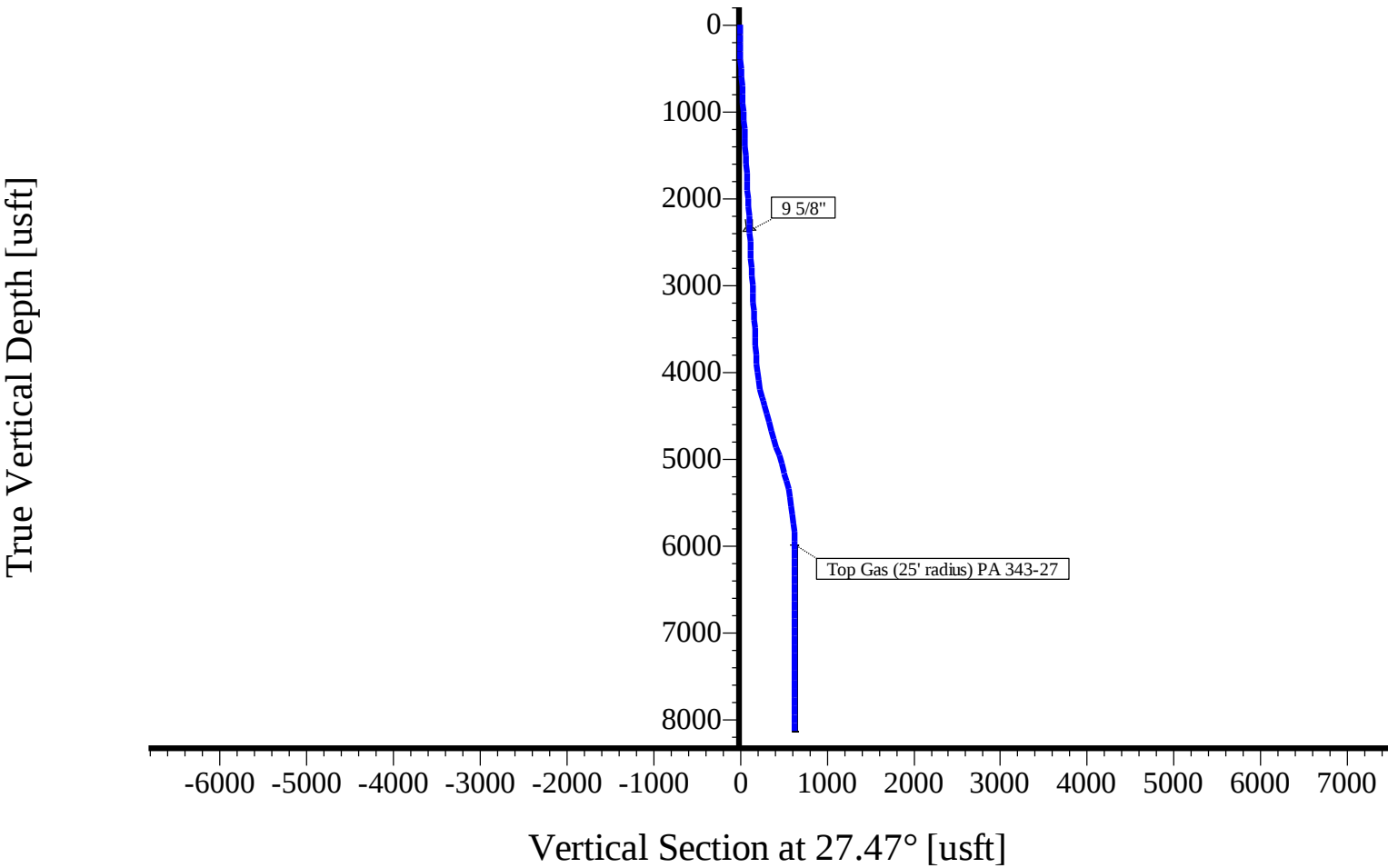


# Los Galpones para Los Motores - Muy Silenciosos

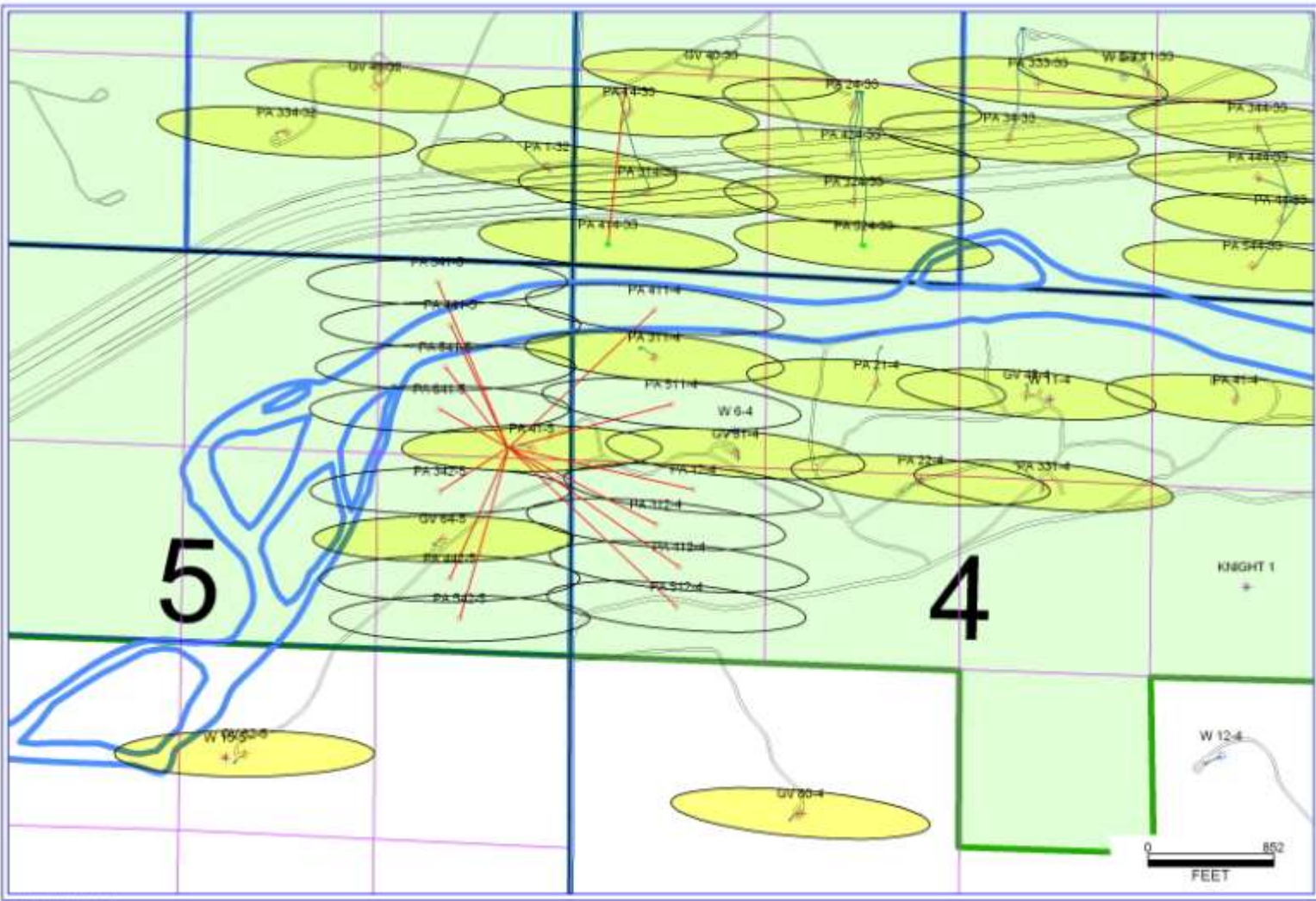


# Pozos Direccionales – Tienen Forma de “S”

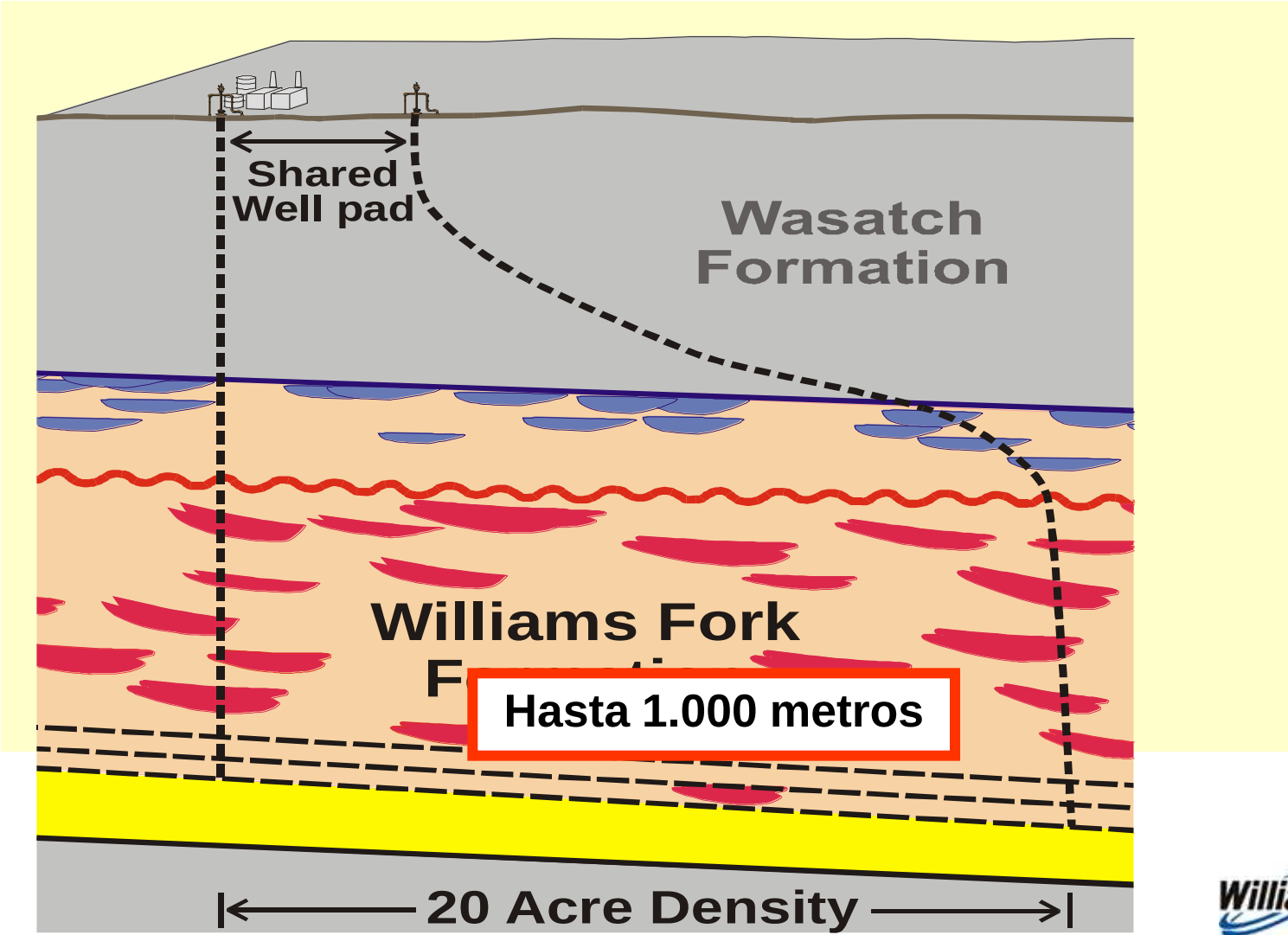
Plan: Plan #1 25May04 kjs (PA 343-27/Wellbore #1)



# Equipos Eficientes – Nuevo Concepto de las Locaciones



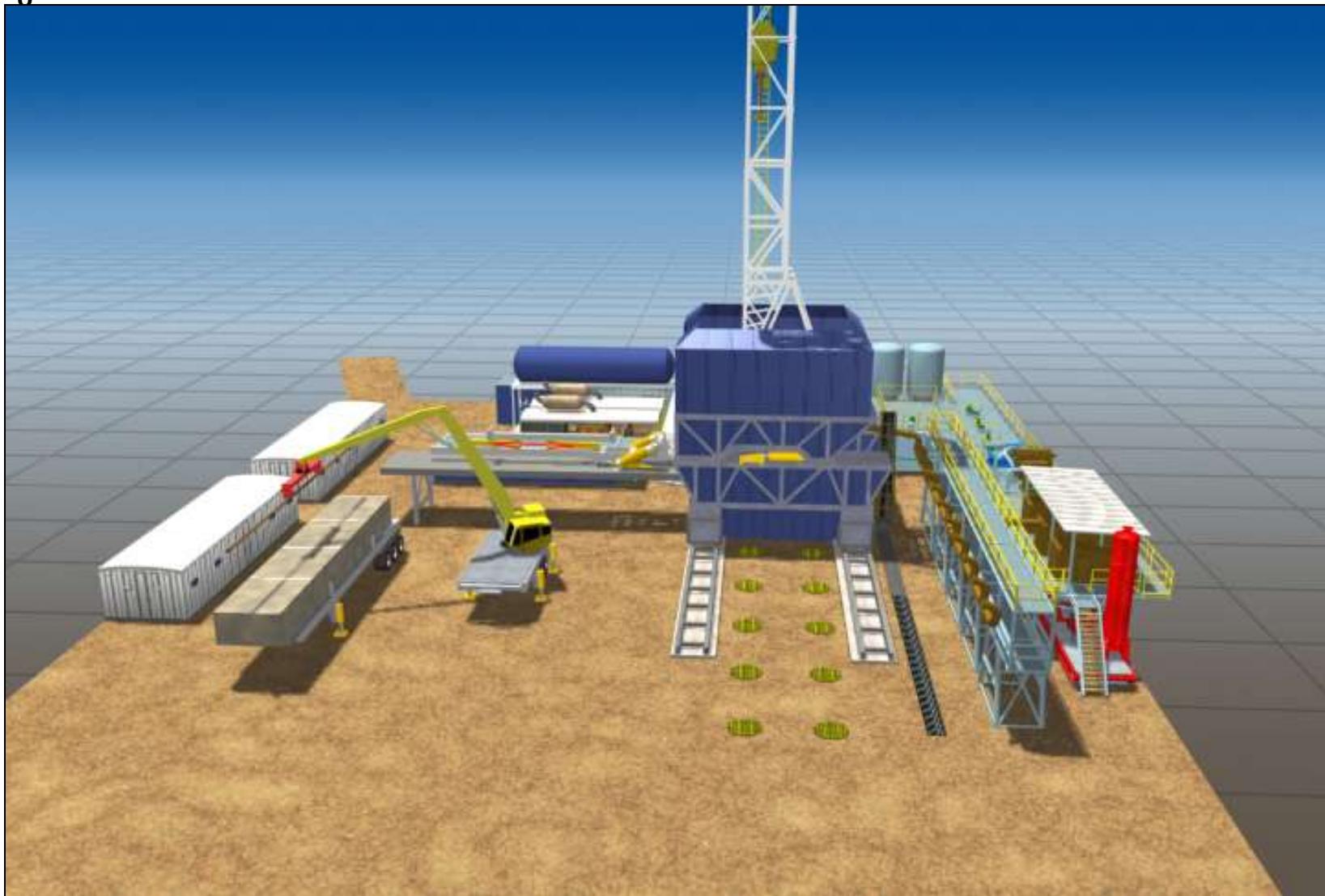
# Tecnología de Perforación Direccional



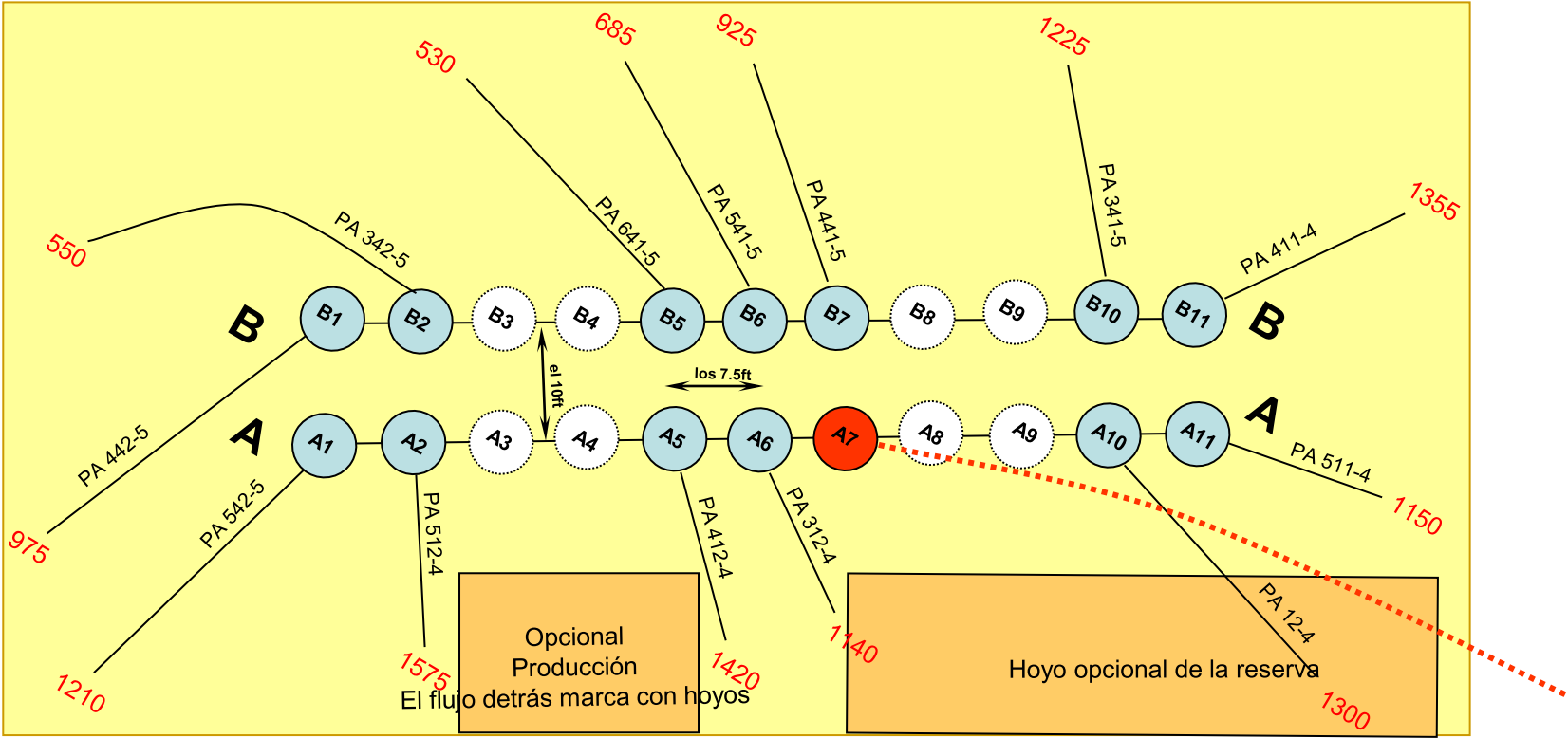
# La Llave Hidráulica – (“Iron Rough-Neck”)



# Equipo de Helmerich & Payne (H&P)



# Equipos de Alta Eficiencia - 22 Pozos por Locación



**2 metros entre los pozos**  
**3 metros entre las filas de pozos**



# Resumen de Perforación

- **Mejora continua de la eficiencia de perforación.**
- **Nuestros nuevos diseños del equipos especiales y la nueva tecnología de trépanos han proporcionado un salto de calidad y eficiencia en la perforación**
- **El desarrollo de las arenas Tight requiere enormes inversiones de capital.**
- **Williams lidera esta metodología con su vasta experiencia.**



# Terminaciones



# Historia de los Líquidos de Terminación de la Cuenca Piceance

## ■ Antes del 2001: geles cross-linkeados

- ♦ ¡geles muy costoso!
- ♦ Altas concentraciones de arena (hasta 5 libras por galón)
- ♦ El gel danaba el sistema natural de fracturas, reduciendo la permeabilidad del sistema

## ■ Después del 2001: Fracturas con agua “Slickwater”

- ♦ En 2001, primera compañía en la cuenca Piceance en probar y utilizar el sistema de slickwater como standard
- ♦ Utiliza agua mezclada con una cantidad pequeña de surfactantes y de reductores de fricción
- ♦ ¡MUCHO menos costoso!
- ♦ Igual o mejor desempeño de las fracturas comparado con las base gel.
- ♦ Permite reutilizar el agua del pozo fracturado en la próxima fractura (ningún costo para disponer del agua producida)
- ♦ El agua se puede reutilizar en sucesivas fracturas. Recuperamos el 50%, para usarlo en el pozo siguiente
- ♦ Capacidad de reciclar toda el agua del flowback
  - Capital ahorrado en transporte de agua
- Terminaciones “verdes” que usan unidades de flowback



# Operaciones Actuales de Terminación

- Perfilar el pozo - identificar las arenas de interés usando perfiles de pozo abierto y/o entubado
- Fractura en una sola etapa (cerca de 50 metros en altura)
  - Cada etapa de fractura incluye 3 a 6 lentes de arena cargadas con gas
  - Cada cuerpo de arena tiene de 1 a 15 metros de espesor
  - Los fluidos de fractura incluyen solución de KCl al 2%, reductor de fricción y surfactante
  - Arena blanca de malla 30/50 o 20/40
- Flow back hasta que irrumpe el gas, después se fija tapón de flujo sobre el intervalo fracturado
- Repite el proceso desde el punzado hasta el flow-back para cada etapa
- 5 a 8 etapas de fractura por pozo.
- Una vez que se realizaron todas las etapas, se fresan los tapones y el pozo entra en plena producción.
- Este proceso dura más de una semana por pozo



# Un tapón de Flujo (“Flowback plug”)



# Operaciones Simultáneas (SIMOP)

- **Perforando, terminando y produciendo simultáneamente.**
  - Los pozos se terminan mientras se perfora otro.
  - Los pozos ya terminados entran en producción mientras se continúa con la perforación de otro
  - No hay retraso ni pérdida de producción.



# Operaciones Simultáneas (SIMOP)



# Una Locación de Fractura Remota



# Camiones de Bombeo de Fractura



# Multiples Camiones de Fracturas



# Unidades de Separación de “Flowback”



# Unidad de Separación de “Flowback”



# Tanques de Agua de Fractura



## Terminaciones (Resumen)

- **Se cambió de geles de fractura a agua**
  - Menor costo de terminación
  - Menor impacto ambiental
- **Incremento significativo de etapas de fractura por pozo**
- **Etapas de fractura separadas por tapón de flujo.**
- **Las operaciones simultáneas permiten una rápida puesta en producción y venta del gas.**
- **Las locaciones remotas de fractura permiten operaciones eficientes y económicas.**
- **Requieren elevados costos de capital: la terminación es casi la mitad del costo total del pozo**



# Economía

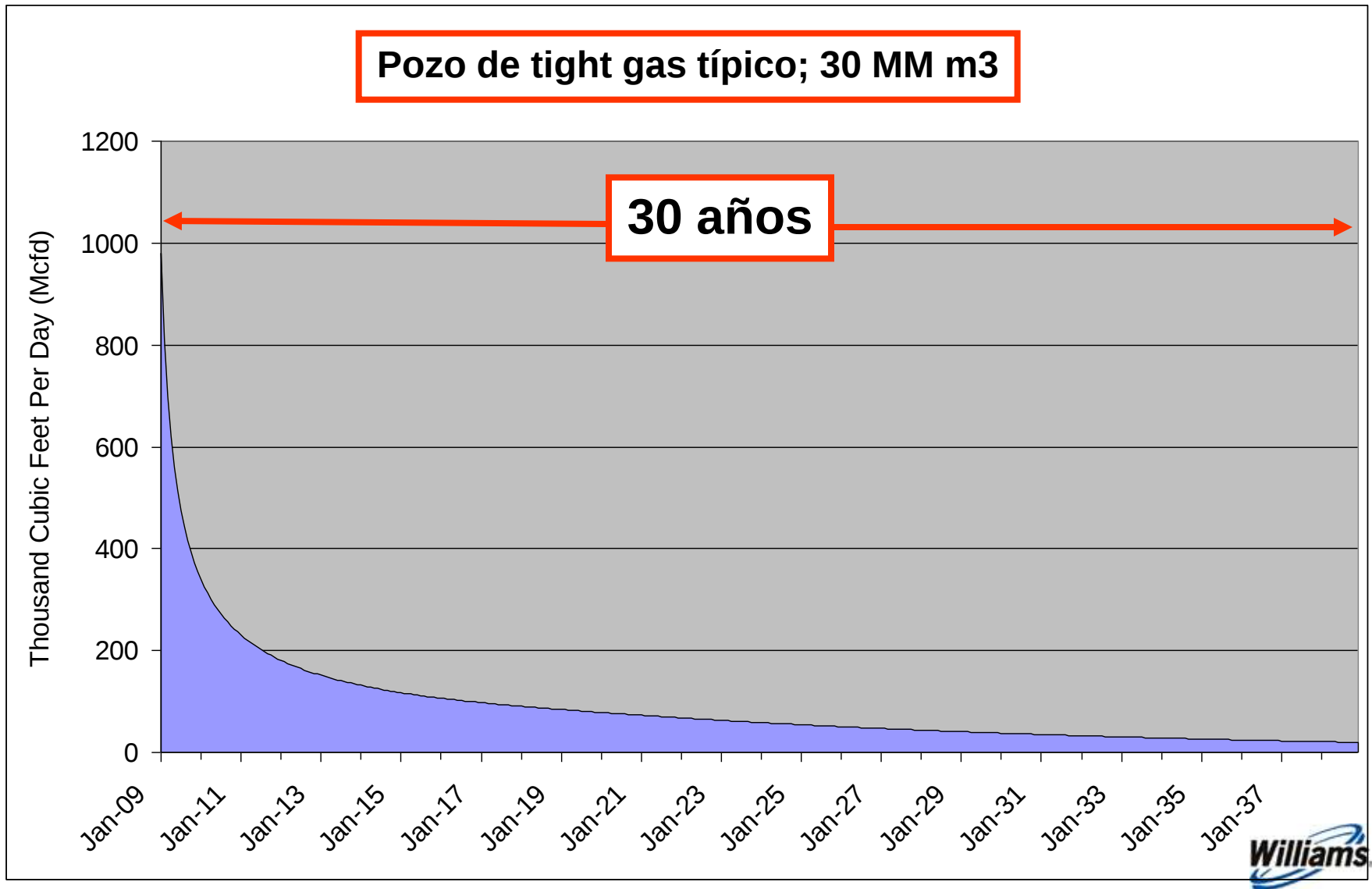


# Costos Típicos de Perforación y Terminación (\$US)

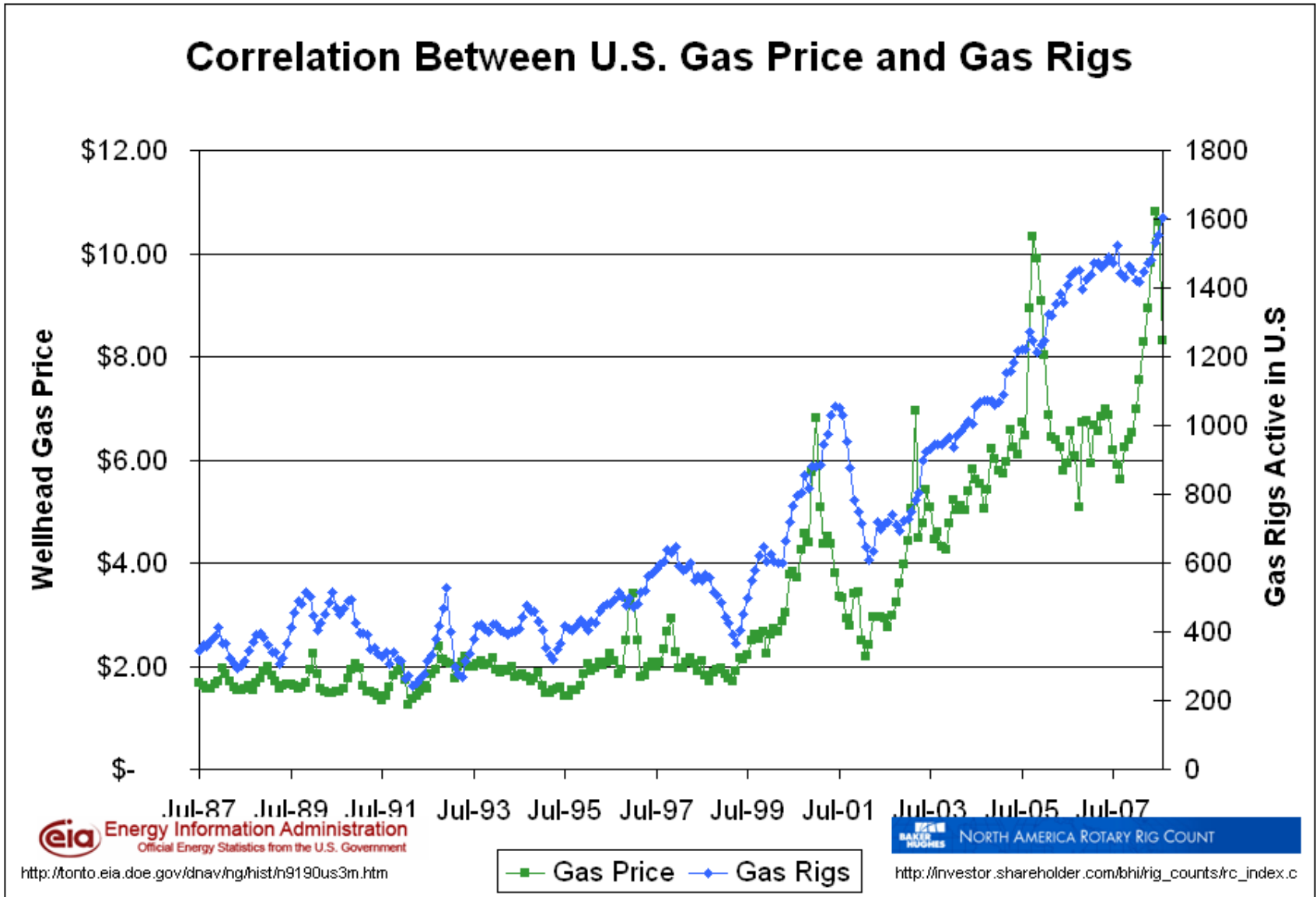
|                        | <b>Grand Valley</b> | <b>Parachute</b>   | <b>Rulison</b>     | <b>Barcus Creek</b> |
|------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| <b>Profundidad (m)</b> | 2000                | 2400               | 3000               | 3800                |
| <b>Perforación</b>     | \$760.000           | \$930.000          | \$1.200.000        | \$2.420.000         |
| <b>Terminación</b>     | \$850.000           | \$905.000          | \$950.000          | \$1.260.000         |
| <b>Total</b>           | <b>\$1.610.000</b>  | <b>\$1.835.000</b> | <b>\$2.150.000</b> | <b>\$3.680.000</b>  |



# Curva típica de producción vs tiempo



# E.E.U.U. - Precios del Gas y Niveles de Actividad de Equipos



# El Fin

