# Análisis de Ensayos de Presión en Reservorios Shale

**Giovanni Da Prat** 

**DA PRAT Oil and Gas Consulting** 

# Contenido

**Características Básicas** 

Modelos de Reservorio

Fracturas Hidráulicas

VRE

Regímenes de Flujo

**Declinatoria del VRE- Parámetros de Impacto** 

Conclusiones

# Afloramiento Reservorio tipo Shale



Ref. Mohaghegh, S and West Virginia University "A critical View of Current State of Reservoir Modeling of Shale Assets. SPE 165713. (2013)

# Reservorios Shale (Petróleo o Gas) Características Básicas

Matriz y Fracturas Naturales de muy baja Permeabilidad (nano a micro darcys)

Existencia de

Micro y Macro Fracturas naturales Fracturas creadas durante el fracturamiento hidráulico Fracturas hidráulicas Redes de Fracturas Discretas (DFN)

Permeabilidad y Porosidad Dependientes del Esfuerzo Efectivo Volumen de Drenaje contenido principalmente en VRE Efecto de adsorción y desorcion (gas)

## Modelos de Reservorio

#### Red Discreta de Fracturas (Modelo DFN)



Modelo de Doble Porosidad (Reservorio Fracturado) y Doble Porosidad- Doble Permeabilidad



Ref. Erdal Ozkan. Releasing Shale-Gas Potential with Fractured Horizontal Well, SPE Distinguished Lecturer Program



Ref. Unconventional resources. Kappa Engineering

## Red Discreta de Fracturas (Modelo DFN)



Ref. Cipolla, C. Microseismic Interpretation and applications: Beyond SRV. SPE 168596

## Modelo de Doble Porosidad





#### 

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \qquad \alpha = \frac{4n(n+2)}{l^2}$$



 $\alpha$  es un factor asociado con las dimensiones de los bloques que representan a la matriz, n el numero de fracturas y I es la dimensión asociada con el bloque.  $\alpha$ 

 $-\mathbf{q} = \frac{\alpha}{u} k_m (P_m - P_f)$ 



Matrix Block Shape Factors		
Shape		Shape Factor
Cube, side L	L	$3\pi^2/L^2$
Sphere, radius a	() )	$\pi^2/a^2$
Long 2-D slab	L	$2\pi^2/L^2$
1-D slab/layer	Ļ,	$\pi^2/L^2$
Cylinder	(*)	(2.405) <sup>2</sup> / a <sup>2</sup>

Ref. Ian Walton and John McLennan: The role of Natural Fractures in shale gas production Ref. Robert W. Zimmerman . Shape Factors for Dual-Porosity Fractured Reservoir Models

#### **Fractura Pozo Vertical**

#### 100 días Flujo Radial



#### **Reservorio Homogéneo**



#### Comparación Soluciones Reservorio Homogéneo y Doble Porosidad



**Pozo Horizontal con dos fracturas Transversales** 

 $\lambda$ = 10(exp-6) Pi= 5000 psi kf=0.01 md Xf = 300 ft Fracturas de Conductividad Infinita

### Ejemplo de Campo: Fuling Shale Gas (China)

#### Simulación Usando Modelo Tipo Doble Porosidad



Ref. Pang Wei et al. Production Analysis of Shale Gas Reservoir in China. SPE-174998-MS

## Volumen de Reservorio Estimulado (VRE) - Idealización



Ref. Cipolla, C. Microseismic Interpretation and applications: Beyond SRV. SPE 168596

# **VRE - Comentarios**

Un estimado inicial del área y espesor del VRE lo provee la interpretación vía micro sísmica.

Cambios en el espaciado de las fracturas así como en el diseño de las mismas pueden afectar la permeabilidad aparente del VRE.

El análisis de los Ensayos de Presion Permite Evaluar la productividad del VRE y de esta manera asociar o no productividad a la zona con posible potencial según micro sísmica.

De incrementarse el esfuerzo efectivo a medida que la presion de poro declina, la permeabilidad así como la porosidad del VRE no se mantienen constantes, declinan.

Ref. J. D. Moreyra . "Hydraulic Fractures Behavior Evaluation in Vaca Muerta Formation, Case Studies" .SPE-180988-MS. 2016 Ref. Cipolla, C. Microseismic Interpretation and applications: Beyond SRV. SPE 168596

## **Regímenes de Flujo Presentes en Yacimientos Shale**

La identificación del régimen de flujo permite derivar los parámetros del reservorio y pozo

La presencia de regímenes de flujo particulares depende del Esquema de terminación y geometría reservorio – pozo. Tiempo del ensayo.

> Almacenamiento de pozo Flujo bilineal y Pseudo-Lineal Pseudo-Pseudo Estacionario Flujo Elíptico Flujo Pseudo Radial Flujo Pseudo Estacionario



T= 20000 hrs

# Simulación Respuesta de Presión Transiente Pozo Horizontal con 15 Fracturas Transversales

#### *Kf*= 0.0005 *md* , $\omega$ = 0.01 $\lambda$ =10(exp-6)



Simulaciones Generadas con el Software Saphir y Topaze de Kappa Engineering

## Simulación Respuesta de Caudal Transiente Pozo Horizontal con 15 Fracturas Transversales



#### Análisis de Datos de Presión Transientes

#### Método RNP



Ref. Fabián Vera and Christine Ehlig Economides. Describing Shale well Performance Using Transient Well Analysis

### Ejemplo de Aplicación Método RNP: Calculo del Vp del VRE



Ref. Fei Wang & Shicheng Zhang. Production Analysis of Multi-Stage Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Tight Gas Reservoirs .School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing, China

# **Declinatoria de VRE**

Modu

**Balance de Masa** 

Conductividad y Porosidad de las fracturas hidráulicas así como de las naturales e inducidas declinan al aumentar el esfuerzo efectivo ( $\sigma$ ) ya que tienden a cerrarse.

$$\sigma = S - p_p \qquad CF = w.k_f$$
  
lo de Permeabilidad  
$$\gamma = \left(\frac{1}{k}\right)\frac{\partial k}{\partial p} \qquad \frac{k(p)}{k_i} = \exp[-\gamma(p_i - p)]$$
$$k_f = k_{fi}e^{-d_f\Delta p_f}$$

Porosidad : relacionada con la compresibilidad

$$\frac{\phi_p}{\phi_{p_{ref}}} = e^{b(p-p_{ref})} \qquad c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p_p} = \frac{1}{\phi} \frac{\Delta h}{h} \frac{\partial \phi}{\partial p_p}$$
$$d(VP) = c_f(VP) \Delta p = \frac{NB_{oi}c_f \Delta p}{(1-S_{wc})}$$

1. Ref. Unconventional Resources document. Kappa Engineering. 2. Ref. Erdal Ozkan. Releasing Shale-Gas Potential with Fractured Horizontal Well, SPE Distinguished Lecturer Program



1. Ref. Unconventional Resources document. Kappa Engineering 2. Ref. Erdal Ozkan. Releasing Shale-Gas Potential with Fractured Horizontal Well SPE Distinguished Lecturer Program



Ref. Umut Aybar et al. Evaluation of production losses from unconventional shale reservoirs. Editorial Elsevier (2015)





Ref. Cong Wang et all, Geomechanics Coupling Simulation of Fracture Clousure and its Influence on Gas Production in Shale Gas reservoirs . SPE-173222-MS 2015.

# Simulación Respuesta Presión Transiente



## Simulación Respuesta Presión Transiente

Reservorio Tipo Doble Porosidad

<u>ω=</u>0.1 λ= 1exp(-6)



## Conclusiones

Ensayos tipo restauración de presión no son muy frecuentes y el análisis se concentra en los periodos de fluencia, usando en muchos casos datos de presión en cabeza extrapolados a fondo e incorporando los datos de caudal transiente. (análisis tipo RTA)

Metodos de análisis son convencionales (Log-Log y gráficas especializadas tipo Semi Log) aplicados a pozos con fracturas hidráulicas. Análisis tipo "no lineal" o Método numérico es conveniente.

El área o volumen de drenaje del VRE (inicialmente definido por micro sísmica), puede simularse como una zona o zonas de diferentes transmisibilidades, similar en concepto a un modelo Radial o Lineal compuesto.

Permeabilidad y Porosidad son dependientes de la magnitud del esfuerzo efectivo, el cual se incrementa al disminuir la presión poral.

El diagnostico o "firma "del efecto de dependencia de la transmisibilidad con el esfuerzo en una grafica de diagnostico no es simple de visualizar.