

Tema VI : Perforación y Terminación de los yacimientos tipo Shale



Repaso de los Contenidos Teóricos y Ejemplos prácticos

TEMA VI

Perforación y
Terminación de
los Reservorios
Tight y Shale

PERFORACIÓN

TERMINACIÓN

OPERACIÓN DE PUNZADO

ESTIMULACION HIDRAULICA

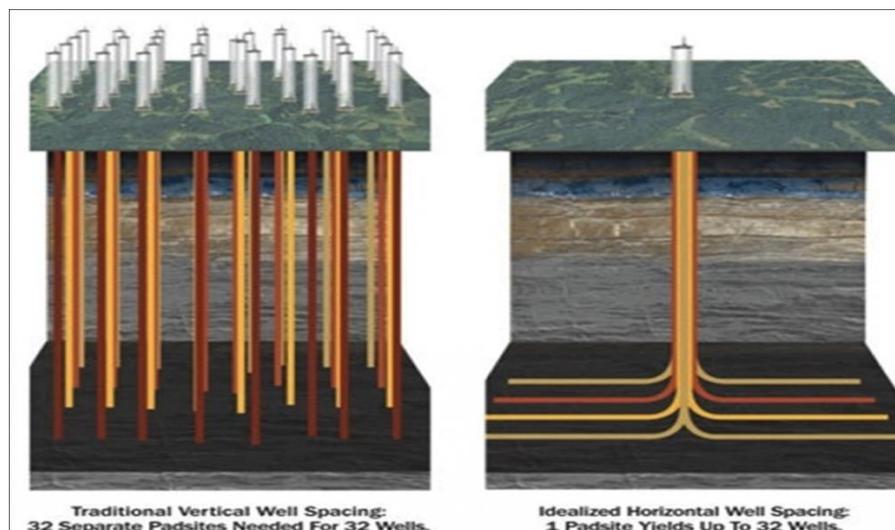
MONITOREO DE LAS FRACTURAS

PERFORACIÓN

La perforación de pozos en formaciones no convencionales (Tight y Shale) no tiene diferencias respecto a los pozos de desarrollo perforados en reservorios convencionales. Sin embargo, para obtener la rentabilidad de los proyectos deben perforarse un mayor número de pozos y reducir los tiempos no productivos de las operaciones de perforación y work over, de manera que, las empresas operadoras deben optimizar los diseños para reducir costos y darle un rendimiento a escala industrial.

Multi Well Pad o Locaciones Múltiples

Esta metodología permite perforar varios pozos de una misma locación



Bekerfields - California



Cerro Dragón- Chubut



Eagle Ford - Texas



Loma Campana - Neuquén



Debate:
Luego de observar las imágenes anteriores, mencionar:

Impactos Ambientales

Aspectos de Seguridad

AMBIENTALES	SEGURIDAD
-------------	-----------

Alto impacto en flora y fauna.

Mayor km recorrido

Desvío de cauces naturales

Instalaciones distribuidas

Mayor Probabilidad de derrames

Red de ductos y red eléctrica complejas

Menor huella ambiental

Instalaciones mas simples y concentradas

Mayor posibilidad de evitar áreas sensibles

Recorridos mas cortos y directos

Menor probabilidad de derrames

Menor tiempo de respuesta ante accidentes

Cerro Dragón- Chubut

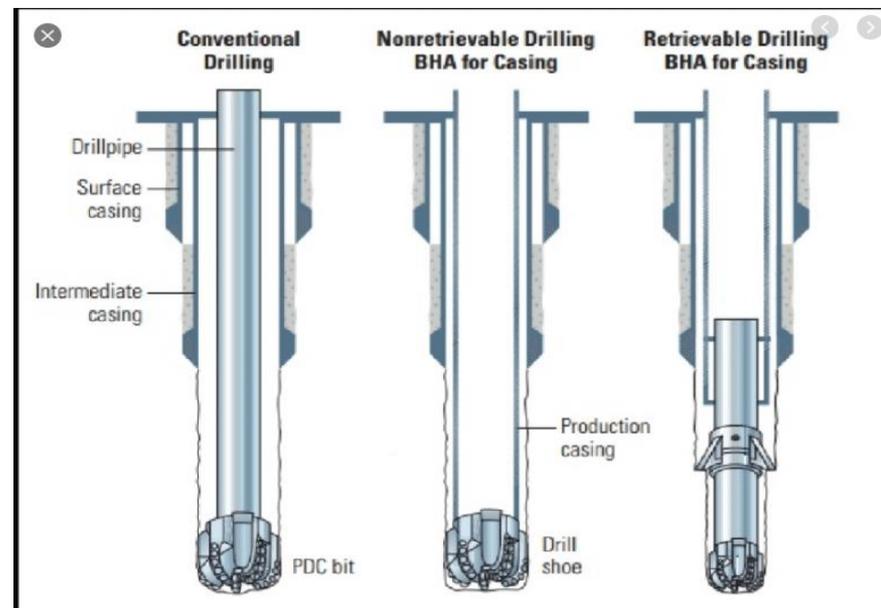
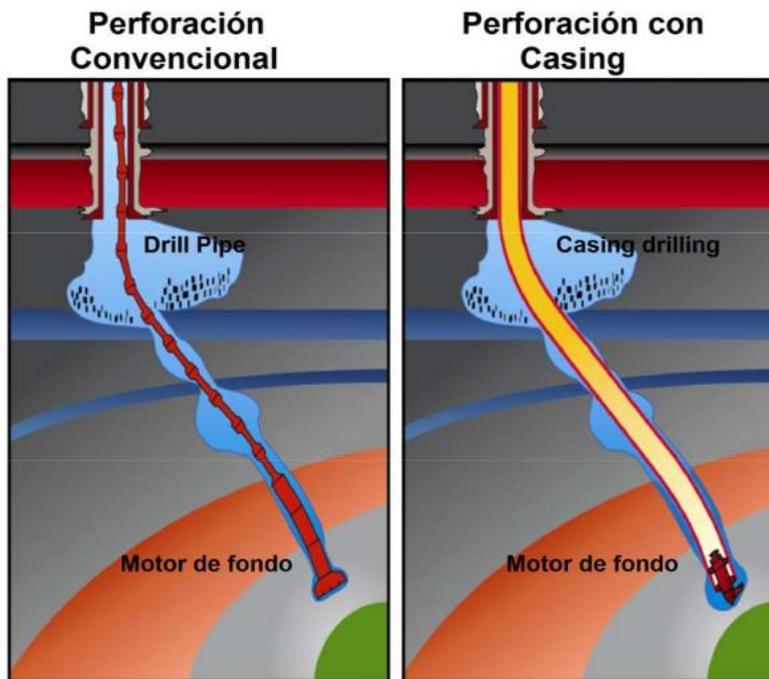


Loma Campana - Neuquén



Casing Drilling

Es una técnica de perforación en donde el casing o revestimiento, es usado como sarta de perforación en lugar de las barras de sondeo o drillpipe,



Movilidad de los Equipos

Estas tecnologías surgen como necesidad de minimizar los tiempos del DTM



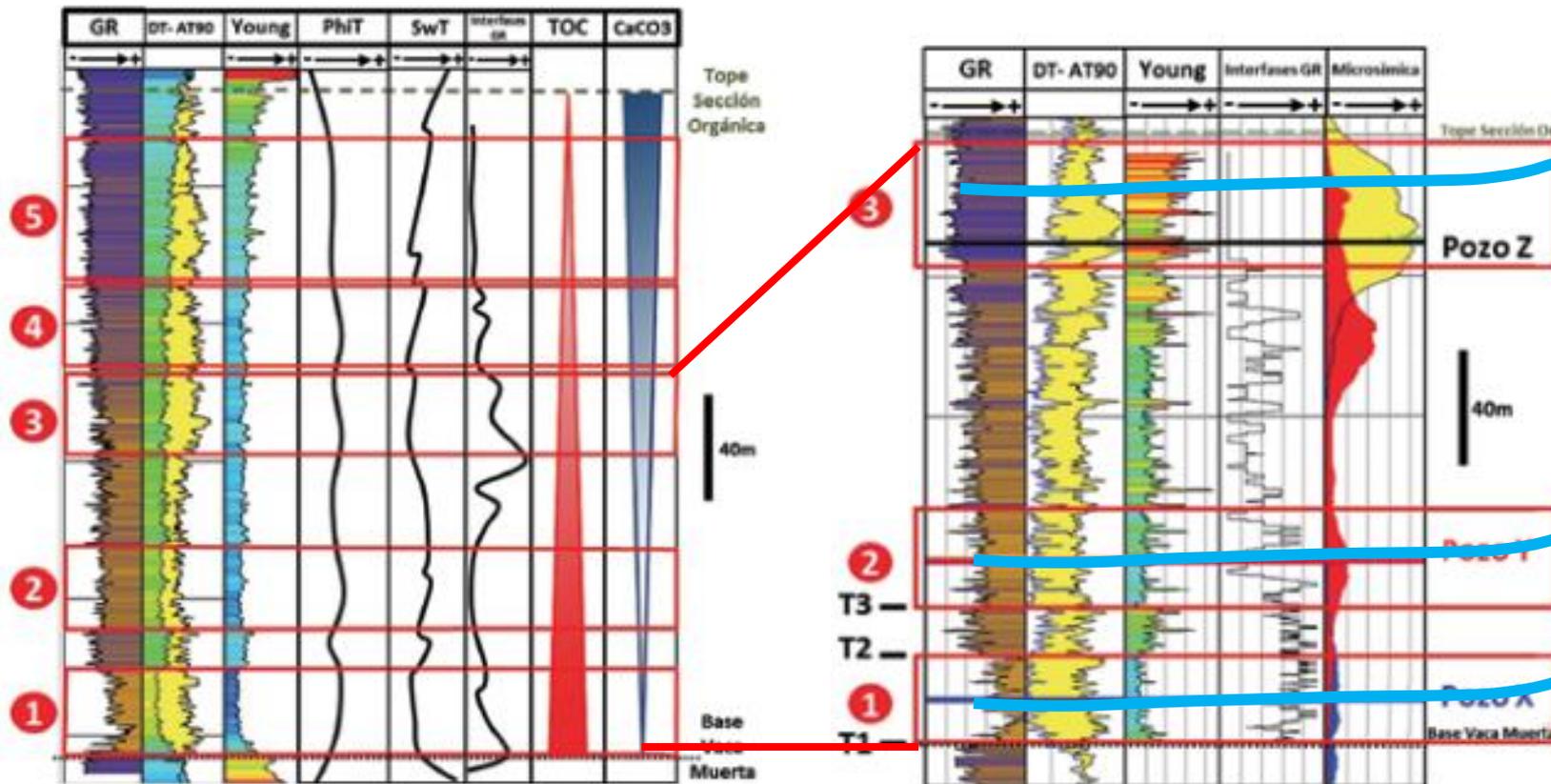
Movilización de un equipo de perforación mediante un sistema deslizando



Equipo móvil con piernas laterales

Geonavegación de pozos:

La geonavegación consiste en perforar el tramo horizontal del pozo siguiendo una trayectoria específica en un nivel determinado por sus propiedades petrofísicas y geomecánicas.





TEMA IV:

Perforación y
Terminación de
los Reservorios
Tight y Shale

PERFORACIÓN

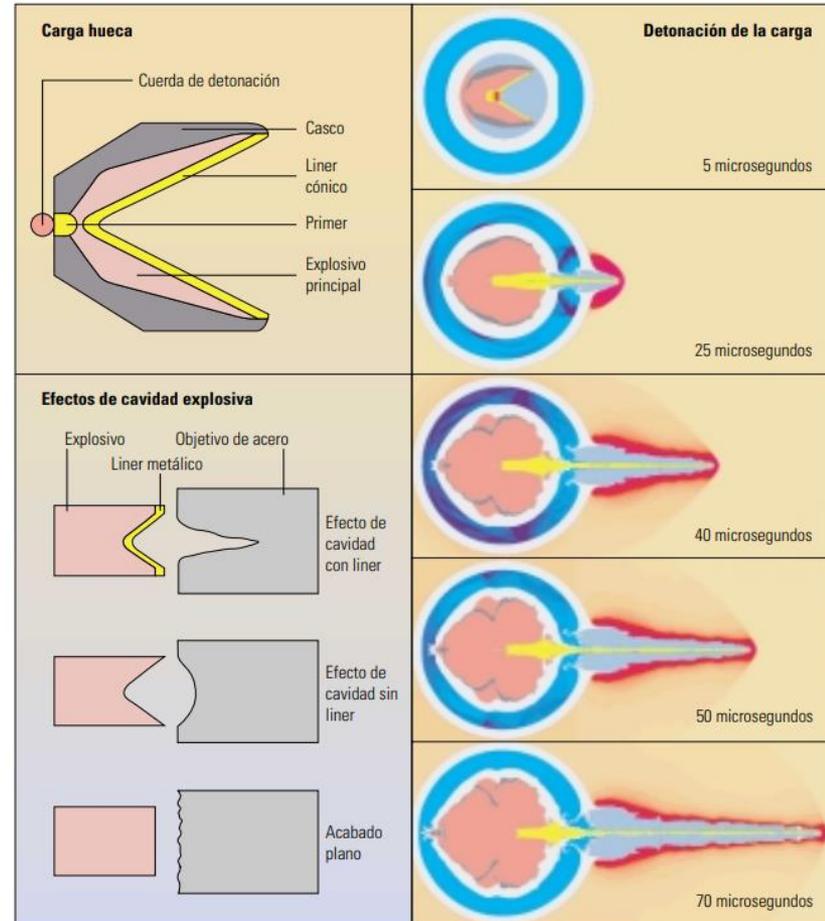
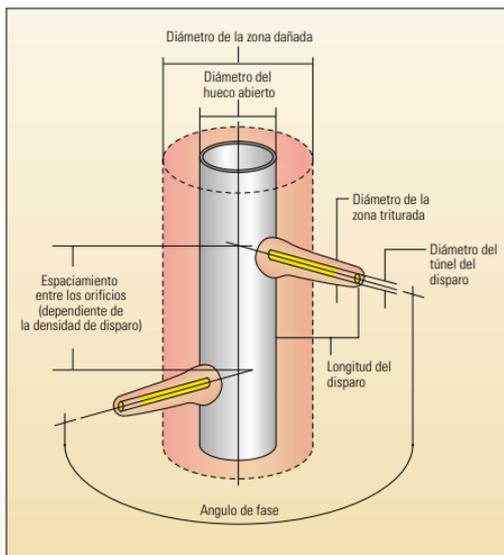
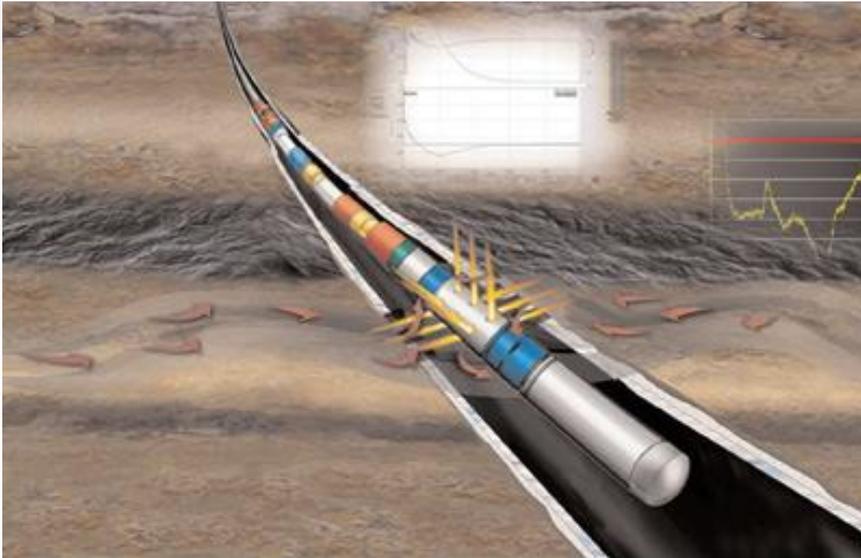
TERMINACIÓN

OPERACIÓN DE PUNZADO

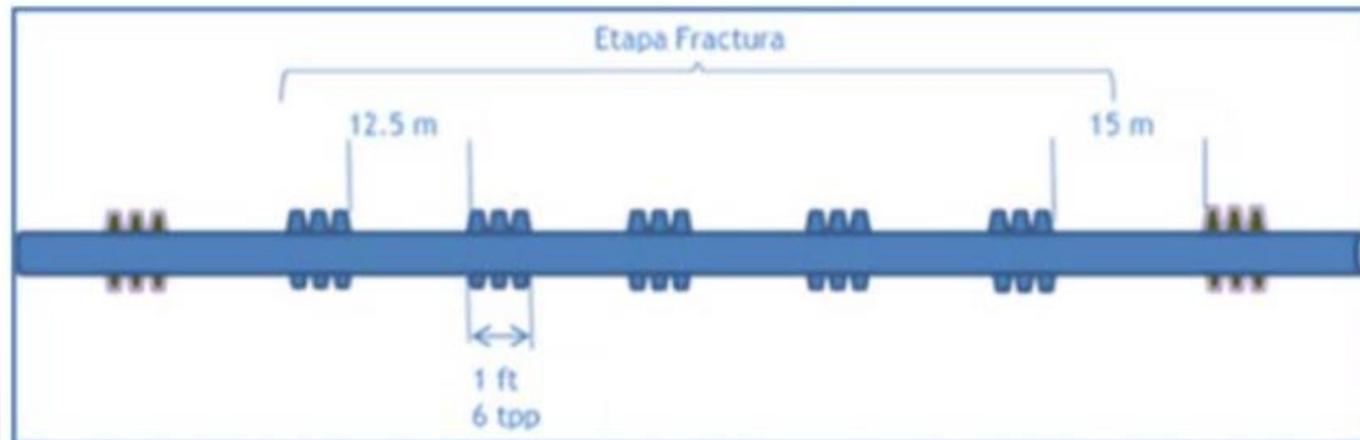
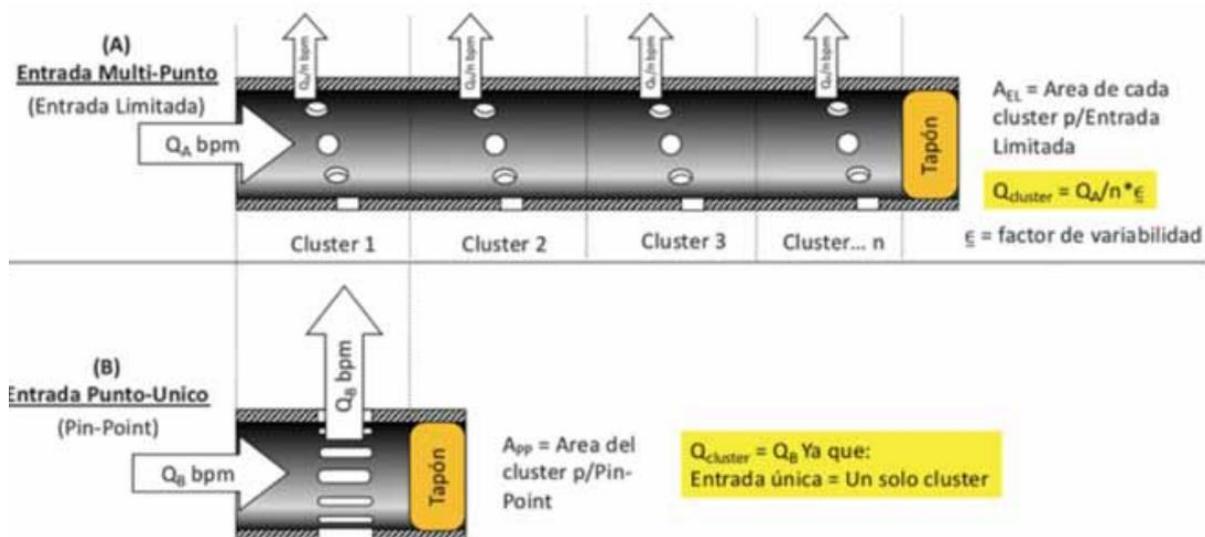
ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

MONITOREO DE LAS FRACTURAS

OPERACIÓN DE PUNZADO – Descripción y parámetros de diseño

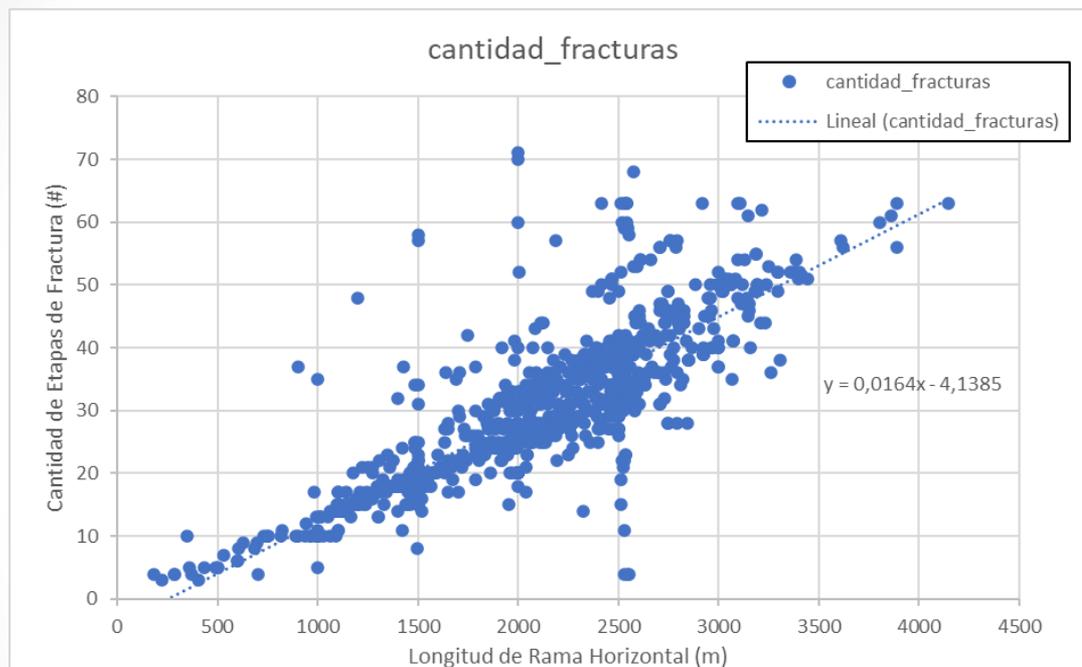


OPERACIÓN DE PUNZADO – PLUG and PERF



Método Plug & Perf:

¿Que datos son necesarios para conocer la cantidad de cluster a realizar en un pozos horizontal?



1. Longitud de la rama
2. Cantidad de etapas

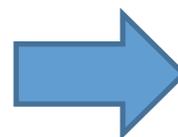
12 a 13 etapas/1000 m

Método Plug & Perf: Cuantas etapas y clústeres en total tendría un pozo de 3500 m de rama horizontal, si las etapas están separadas 70 m y se punzan 5 clústeres por etapas

$L > 3500 \text{ m}$

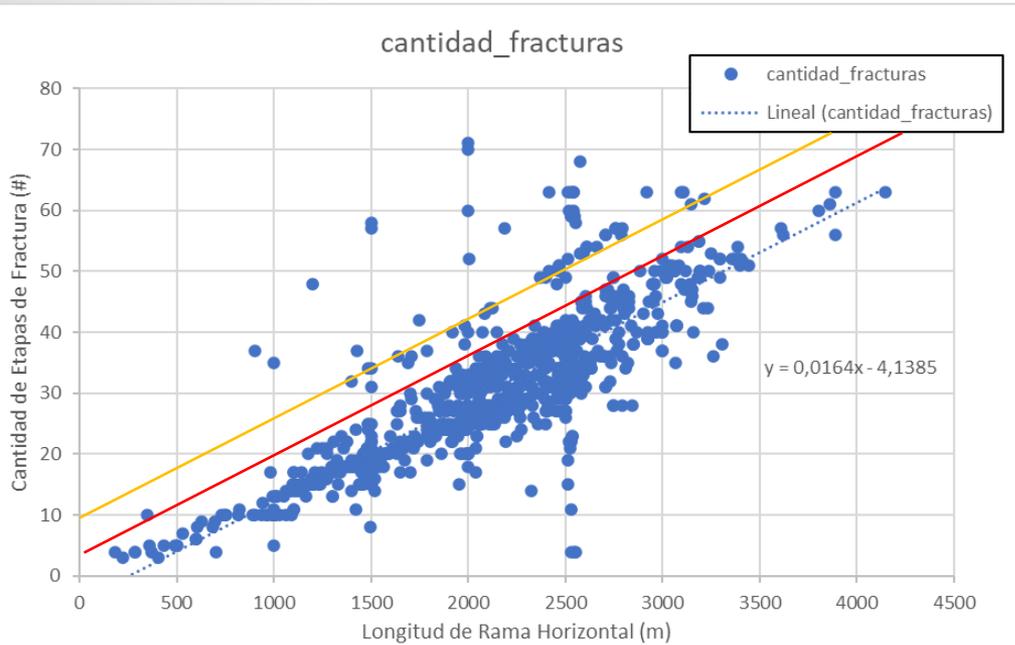
Etapas $> 70 \text{ m/etapa}$

Cluster $> 5 \text{ cluster/etapa}$



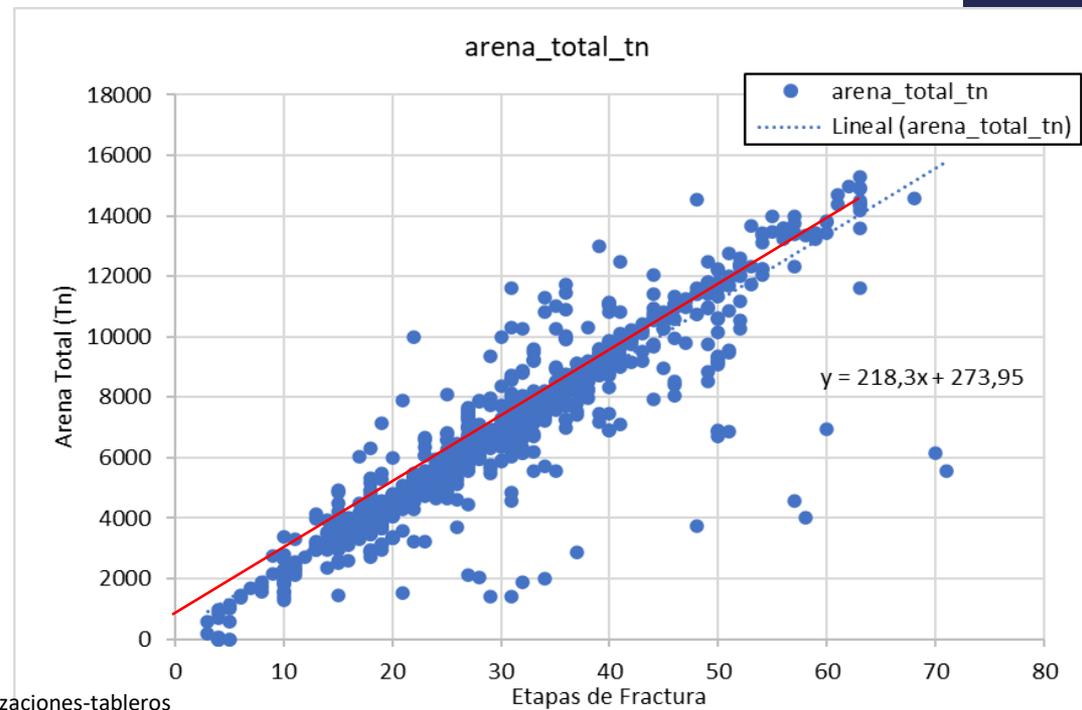
250 clusters

VARIABILIDAD DE LOS DISEÑOS QUE AFECTAN A LAS OPERACIONES DE TERMINACION



12 a 13 etapas/1000 m
 18 a 20 etapas/1000m
 24 a 25 etapas/1000m

492 Tn/etapa
 1274 Tn/etapa

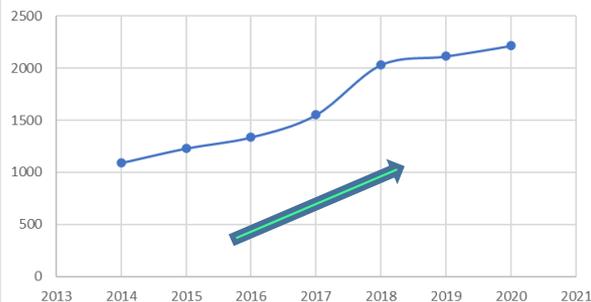


Es de esperar que el incremental de una tecnología aplicada decaiga con el tiempo, es decir pierda eficiencia hasta que aparezca una nueva o se renueve el recurso a extraer

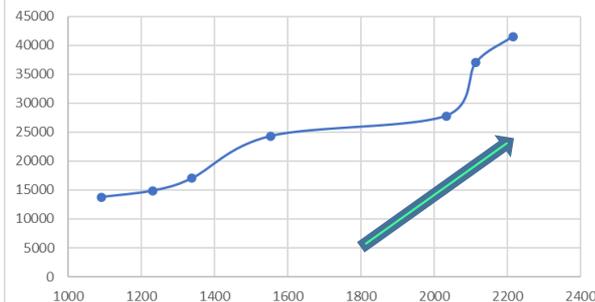
Campaña	# de Pozos Hztal	Rama Hztal Promedio [m]	#Fracturas Promedio	Costo Pozo [MM\$]	Pozo Tipo		
					Caudal Máx Prom [m3/d]	Np@365 días [m3]	EUR @25 años [m3]
2014	5	1,090	13	22.5	58	13,800	43,000
2015	30	1,230	16	20.0	75	14,900	60,000
2016	64	1,338	17	16.5	80	17,000	80,000
2017	54	1,553	23	13.5	90	24,300	100,000
2018	85	2,033	28	12.0	129	27,800	118,000
2019	111	2,115	31	10.5	146	37,000	129,000
2020	45	2,216	34	9.5	154	41,500	158,000
Total	394						

Visión Pública

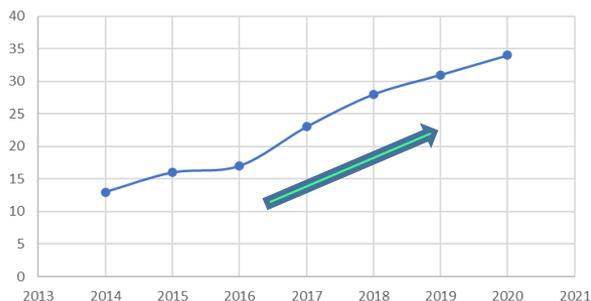
Longitud Rama h



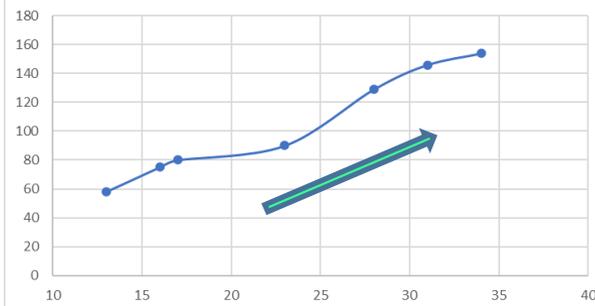
Np a 365 (m3) vs Longitud Rama h



Cant. Fracturas



Qmax (m3/d) vs Cant. Fracturas



TEMA IV:

Perforación y
Terminación de
los Reservorios
Tight y Shale

PERFORACIÓN

TERMINACIÓN

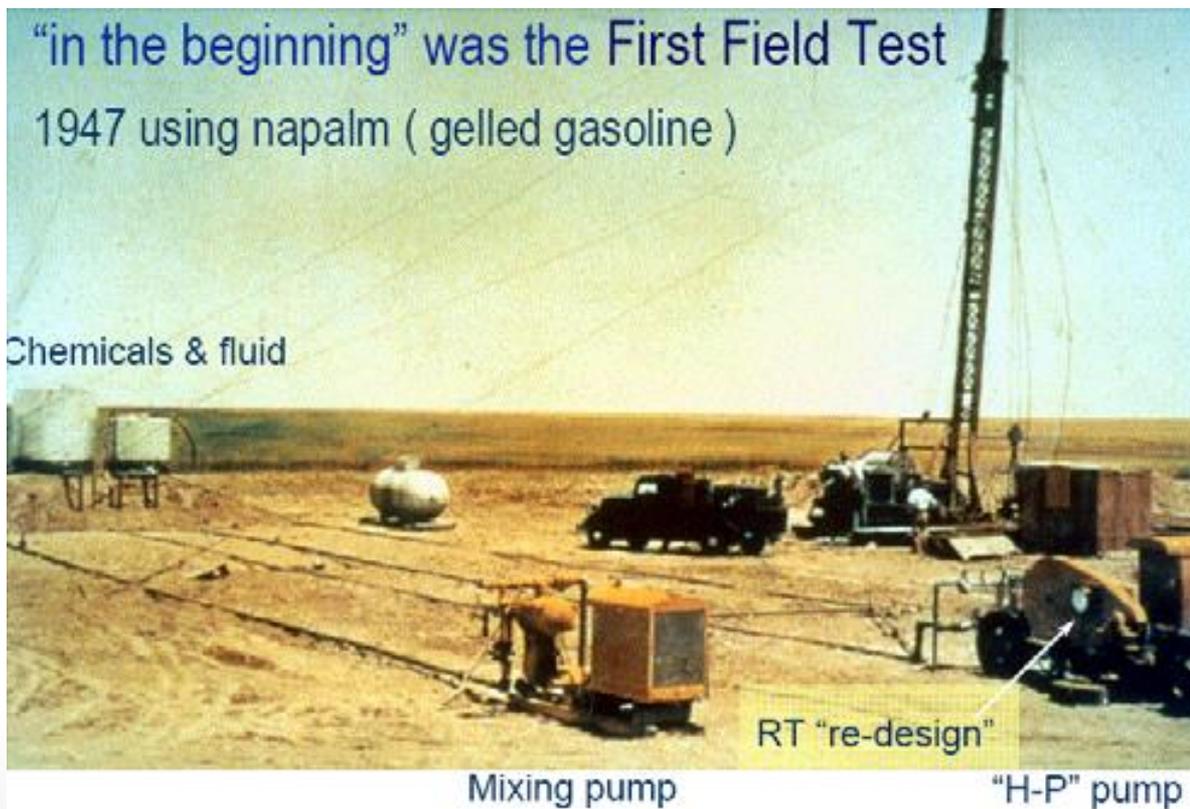
OPERACIÓN DE PUNZADO

ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

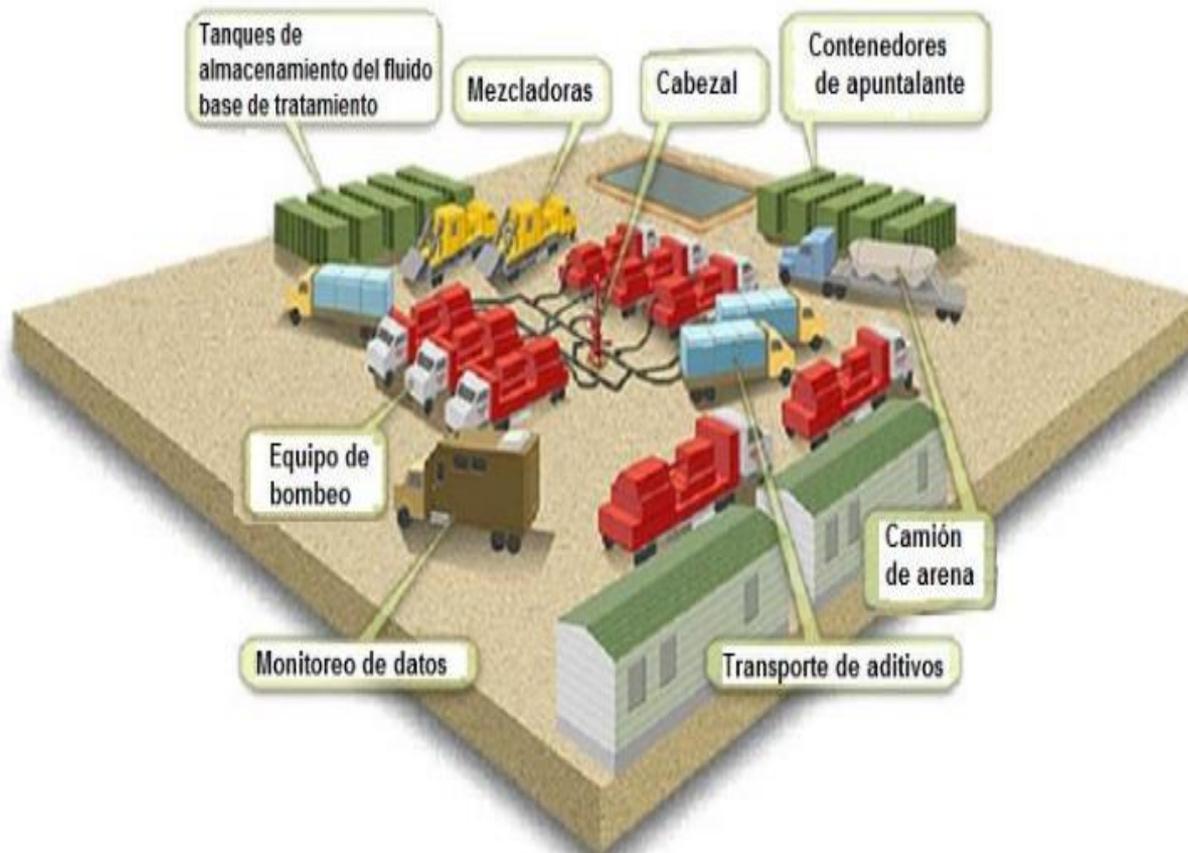
MONITOREO DE LAS FRACTURAS

Estimulación Hidráulica o Fractura Hidráulica

- Orígenes
- Equipamiento
- Fluidos de Fractura
- Agente Sostén
- Geometría de la fractura



Equipos requeridos para realizar la Fractura Hidráulica



LOGÍSTICA

Equipos requeridos para realizar la Fractura Hidráulica



Loma La Lata Norte - Neuquén

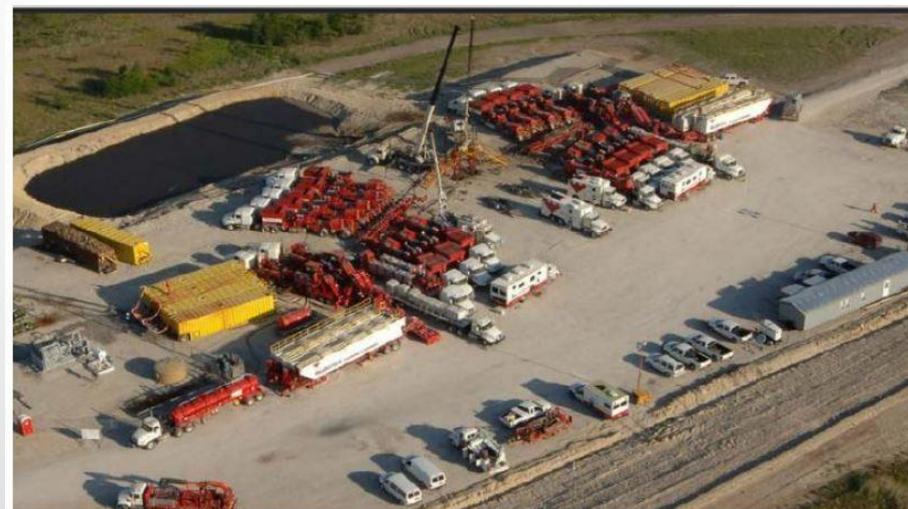
Equipos requeridos para realizar la Fractura Hidráulica



Mesa Verde - Mendoza



Cabezal de Fractura



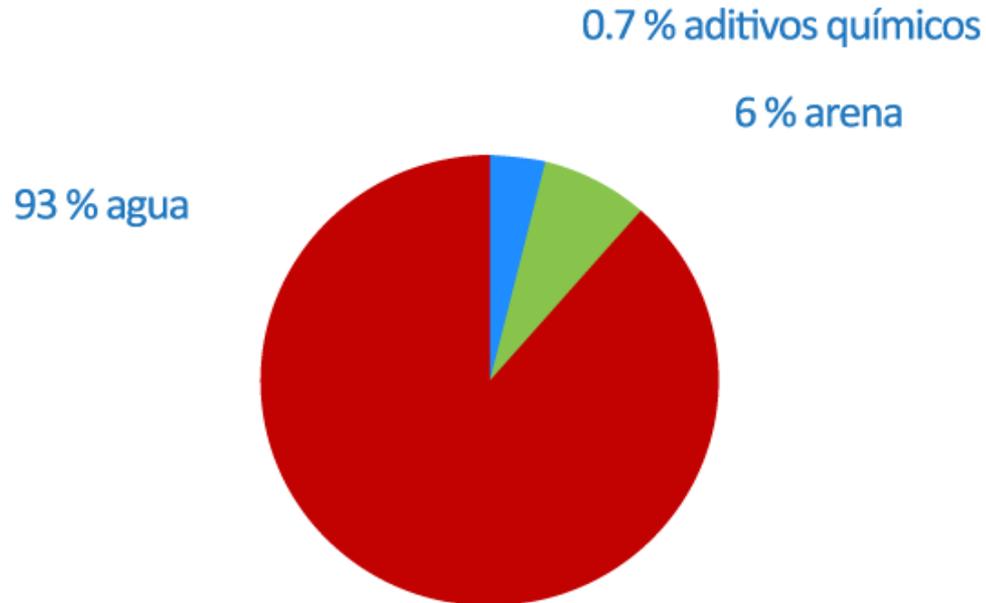
Eagle Ford - Texas

Fluidos de Fractura Hidráulica:

- Colchón (primera etapa), o etapa, no contiene el agente sostén o bien solo malla 100 en baja concentración. El fluido se bombea desde la superficie al pozo y luego a través de los punzados realizados en el casing y cemento con un caudal y una presión suficiente para romper la formación, crear la fractura y propagarla.

- Tratamiento (segunda etapa) transporta el agente sostén a través de los punzados hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el agente sostén cuando cesa el bombeo.

Composición del Cochón y del Tratamiento



Selección del Agente Sostén - Arena - Apuntalante

Pregunta:

¿Que datos son necesarios para poder seleccionar el agente sostén?

Presión de Confinamiento

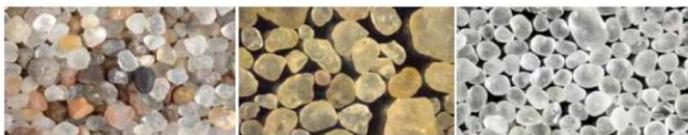
$$P_c = \sigma_{min} - P_{poral}$$

σ_{min} : Esfuerzo mínimo (in situ) (psi)

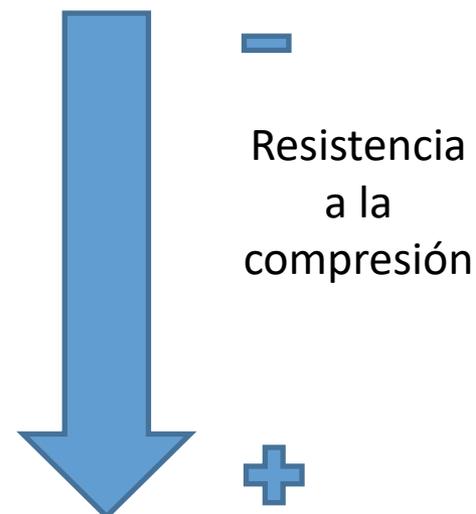
P_{poral} : Presión Proral (psi)

Tipos de Agente Sostén

- Arenas API o Naturales.
- Arena naturales recubierta en Resina (curado completo).



- Material sintético, tal como Cerámicas o Bauxita.
- Arenas sintéticas de baja densidad.



Selección del Agente Sostén - Arena - Apuntalante

Respuesta:

Esfuerzo mínimo y Presion Poral

Pero....

¿Qué pasa cuando la Pporal es igual a la Pwf?

Siendo:

$$\sigma_{min} = 12700 \text{ psi}$$

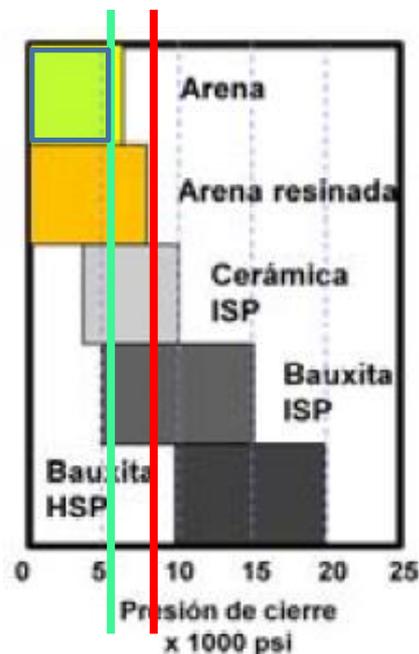
$$Pc1 = 5200 \text{ psi}$$

$$Pporal = 7500 \text{ psi}$$

$$Pwf = 5000 \text{ psi}$$

$$Pc2 = 7700 \text{ psi}$$

Tipos de Agente Sostén

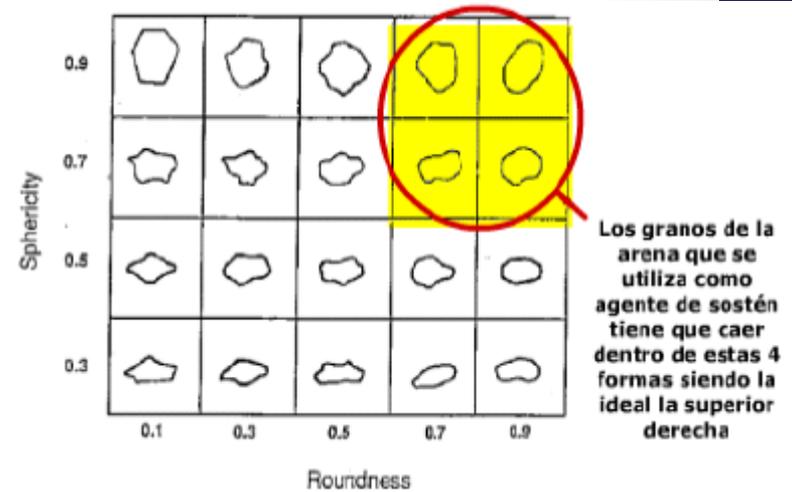


Conclusión: los granos que se encuentre en esa zona deben tener mayor resistencia que los que estan adentro de la formación.

Especificaciones del Agente Sostén

FORMA

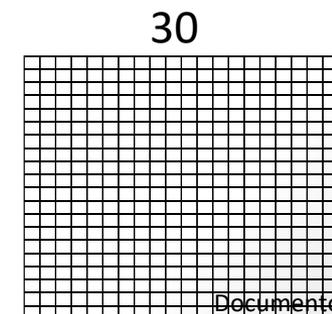
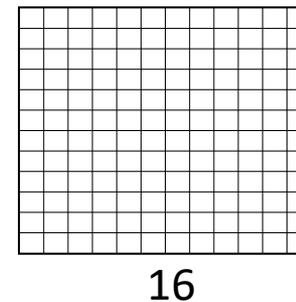
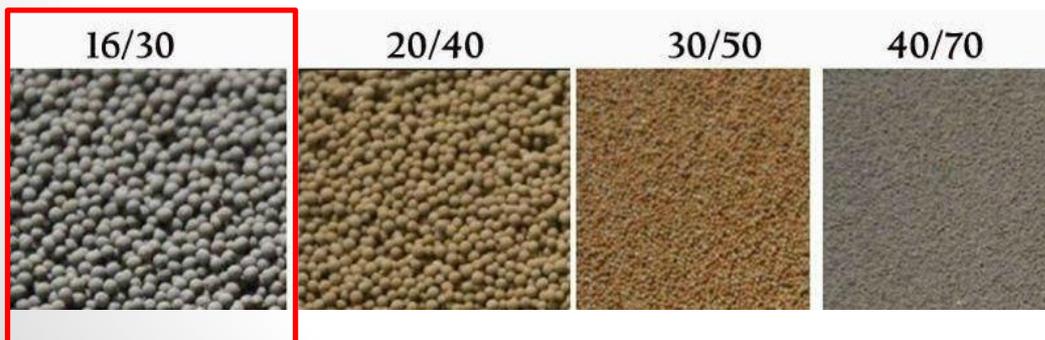
- Esfericidad: representa el grado de comparación entre la forma de los granos de arena y una esfera.
- Redondez: mide si las diferentes facetas o caras de los granos se juntan de manera redondeada o no.



Krumbein's Chart (norma API-56)

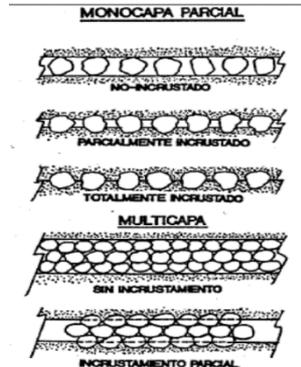
TAMAÑO (*malla o mesh*)

- Cuando especificamos un agente de sostén, especificamos también su granulometría o sea si se trata de un 12/20, 16/30, 20/40, 30/50, 40/70 y la más fina de todas es la malla 100



Propiedades físicas y mecánicas del Agente Sostén

- **Alta resistencia a la compresión:** el principal esfuerzo al que estarás sometido el agente sostén es el esfuerzo de compresión, durante toda la vida productiva del pozo o bien hasta que se rompan los rangos van de 6000 a 10000 psi
- **Gravedad específica** la más baja posible para evitar su segregación y decantación en el fluido de transporte durante el tratamiento
- **Presión de confinamiento** La presión de confinamiento es la presión que ejerce sobre el agente de sostén una vez la fractura cerrada. $P_c = \sigma_{min} - P_{poral}$
- **Conductividad (F_{cd}).** La conductividad se la define como el cociente entre la conductividad de la fractura siendo esta el producto del ancho (w_f) por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo (k_f) y por la altura (h) y la conductividad de la formación que tiene una definición similar. El F_{cd} varía proporcionalmente respecto al ancho (w_f) que es el lugar en donde queda empacado el agente sostén

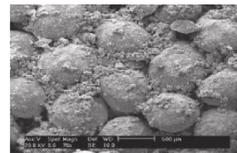
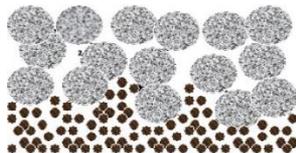


$$\text{Conductividad de la fractura} = k_f \cdot w_f \cdot h$$

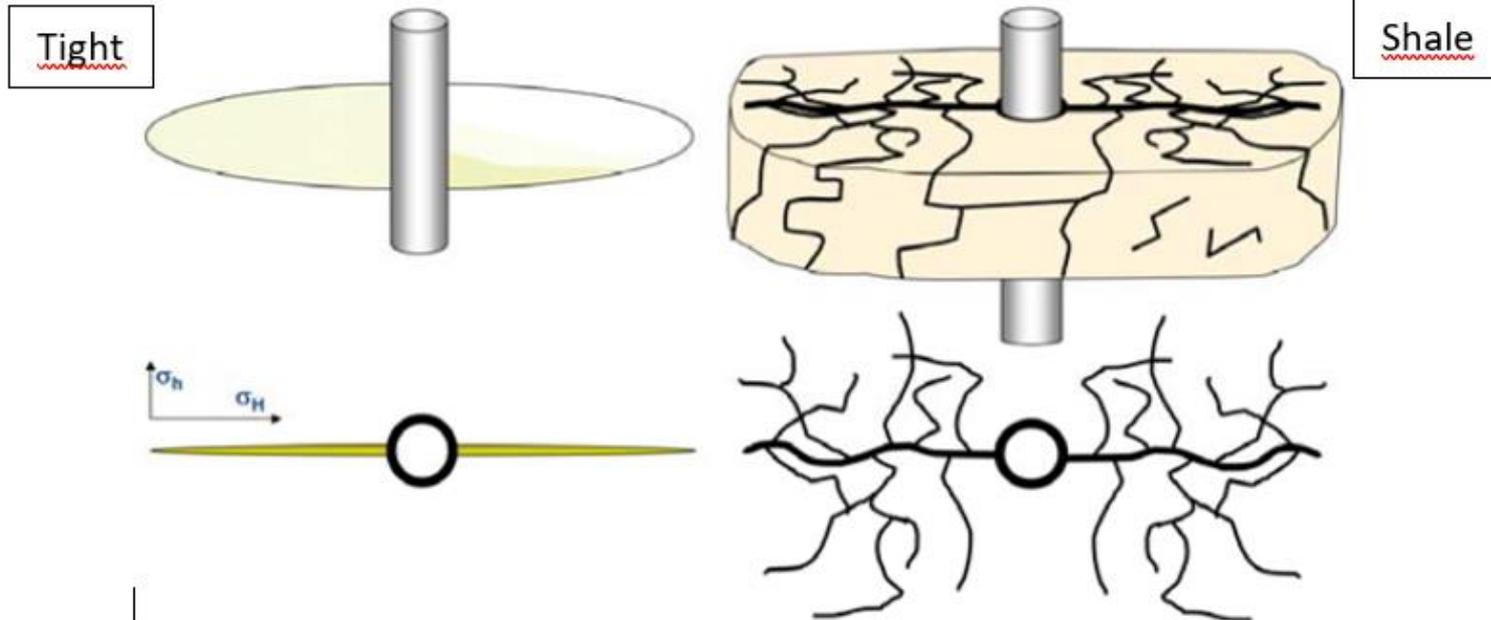
$$\text{Conductividad de la formación} = k \cdot L_f \cdot h$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k L_f}$$

- **Empotramiento,** este fenómeno es mayor en formaciones en plásticas, y la plasticidad aumenta con el contenido arcilloso de la formación. Los granos de la formación que son mucho más finos que los granos del agente de sostén penetran adentro. El ancho perdido de la fractura por este efecto se puede calcular en función de las propiedades mecánicas de la roca, mientras más blanda es la formación mayor será el empotramiento.



Geometría de la Fractura: Ejercicio de comparación



	TIGHT	SHALE
Permeabilidad	Micro darcy	Nano darcy
Geometría Pozo	Vertical o Dirigido	Horizontal (// σ_{\min})
Micro Fracturas Naturales	NO	SI
Espesor (m)	400 a 600	n/a
Longitud (m)	n/a	1000 a 4000
Etapas (cantidad)	6 a 10	12 a 65
Geometría de la fractura	Planar: L_f , W_f y h_f	Volumen: SRV

TEMA IV:

Perforación y
Terminación de
los Reservorios
Tight y Shale

PERFORACIÓN

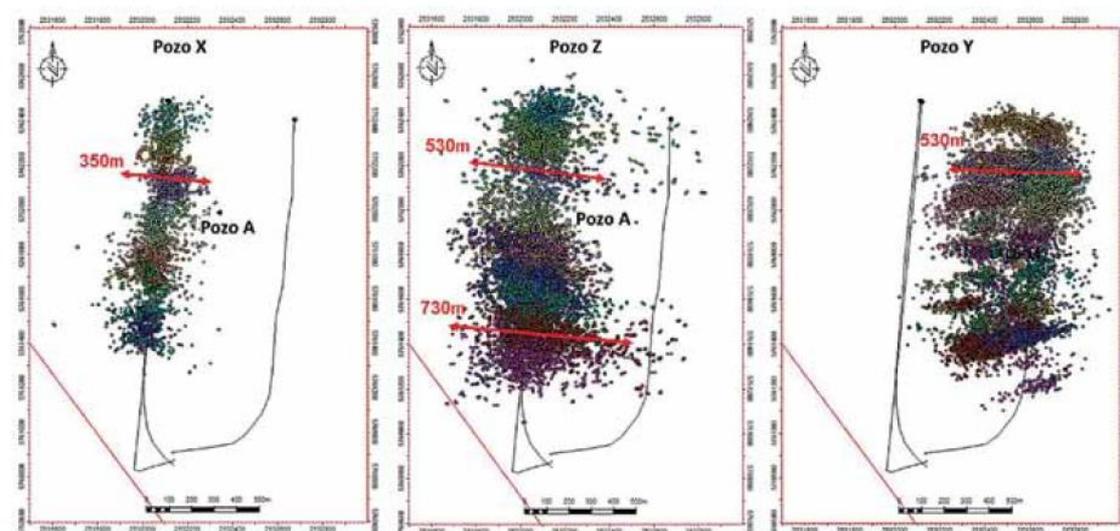
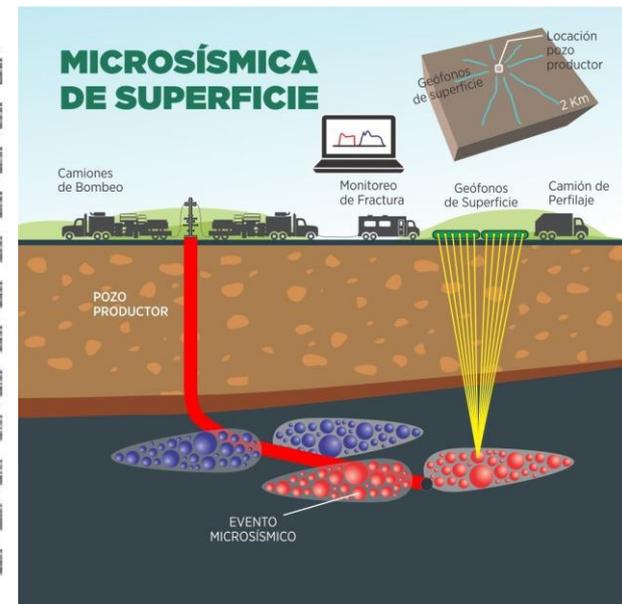
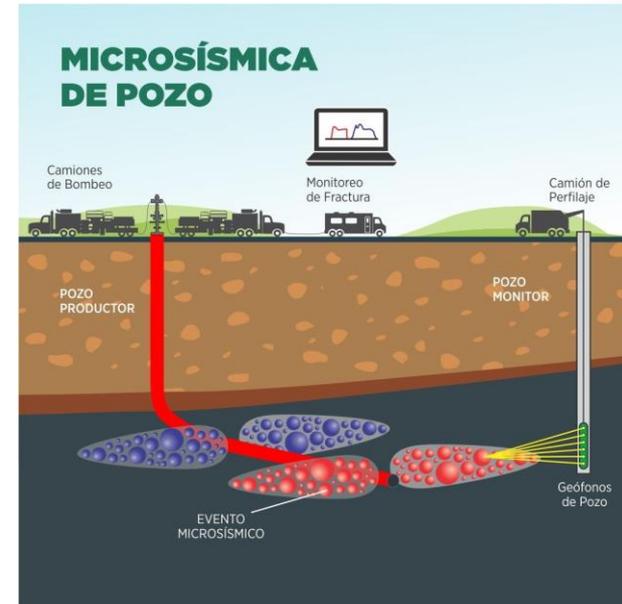
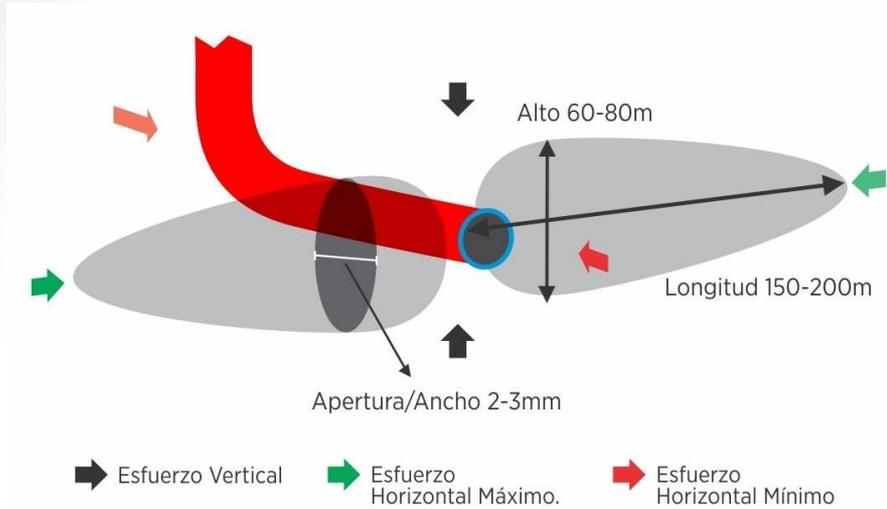
TERMINACIÓN

OPERACIÓN DE PUNZADO

ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

MONITOREO DE LAS FRACTURAS

Monitoreo de la geometría de la Fractura



MUCHAS GRACIAS