

Comparativa y análisis de completaciones en reservorios de baja permeabilidad en las montañas rocosas.

Agenda

- DJ Basin
- Moxa Arch
- Piceance Basin
- Bakken Shale

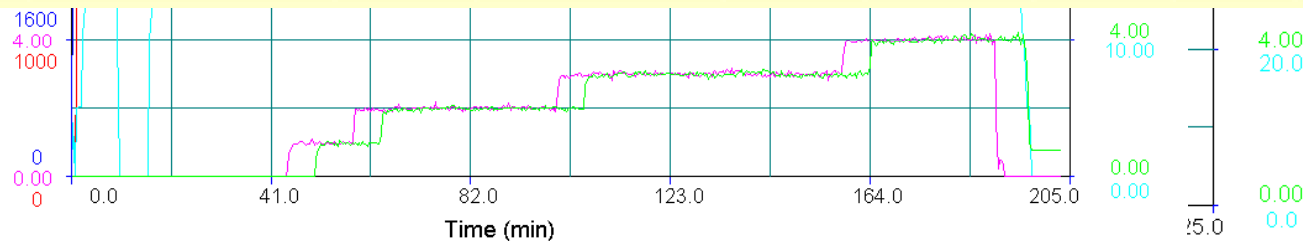
DJ Basin

	DJ Basin	DJ Basin
Rango Permeabilidad		
Hidrocarburo	Gas	Gas
Concentracion promedio lbs/gal	3	3
Caudal Promedio (bpm)	20	50
Divergencia de tratamientos	Tapones Rotables	
Horientacion Pozos	Verticales	Verticales
Fluido de Fractura	Gel Activado	Hibridos
Agente sosten	Arena Natural	Arena Natural
Malla	20/40	30/50
Fracturas Promedio por pozo	1	1
Uso Arena Malla 100	No	No
Espezor Intervalo (mts)	60	80
Sks Promedio por tratamiento (sks)	2500	2500
Fluido Promedio por tratamiento (gal)	160000	160000

DJ Basin

Formation: Codell Stg w GP 250 °F Location: SWNW Sec

Tag	Fluid Schedule	Volume (gal)	Proppant Type.	Prop Conc. (ppg)	Prop Total (lbs)	Slurry Vol. (gals)	Rate (bpm)	Stage Time (h:min:sec)	Exposure Time (h:min:sec)	Slurry Vol. (gals)	Rate (bpm)
1	Linear Gel	5662				5662		0:00:00			
2	Shut-in							0:00:00			
3	SilverStim #	22375				22375	18	0:29:36	3:05:11	70083	50
4	SilverStim #	10010	Ottawa 20/40	1	10010	10463	18	0:13:50	2:35:36	6073	50
5	SilverStim #	10034	Ottawa 20/40	2	20068	10942	18	0:14:28	2:21:45	7503	50
6	SilverStim #	20024	Ottawa 20/40	2	40048	21836	18	0:28:53	2:07:17	35938	50
7	SilverStim #	20012	Ottawa 20/40	3	60036	22729	18	0:30:04	1:38:24	25118	50
8	SilverStim #	20039	Ottawa 20/40	3	60117	22759	18	0:30:06	1:08:20	14876	50
9	SilverStim #	10033	Ottawa 20/40	4	40132	11849	18	0:15:40	0:38:14	11886	50
10	SilverStim #	6452	Ottawa 20/40	4	25808	7620	18	0:10:05	0:22:33	9113	50
11	SilverStim #	4279	Ottawa 20/40	4	17116	5053	18	0:06:41	0:12:28	4080	50
12	Flush	500				500	18	0:00:40	0:05:47		
13	15% Acid	1000				1000	18	0:01:19	0:05:08		
14	Flush	2877				2877	18	0:03:48	0:03:48		
15								0:00:00			



Codell
Niobrara

08/22/2007
8/22/2007



SPE 116237 ME Surfactant Increases Production in The Codell Formation of the DJ Basin

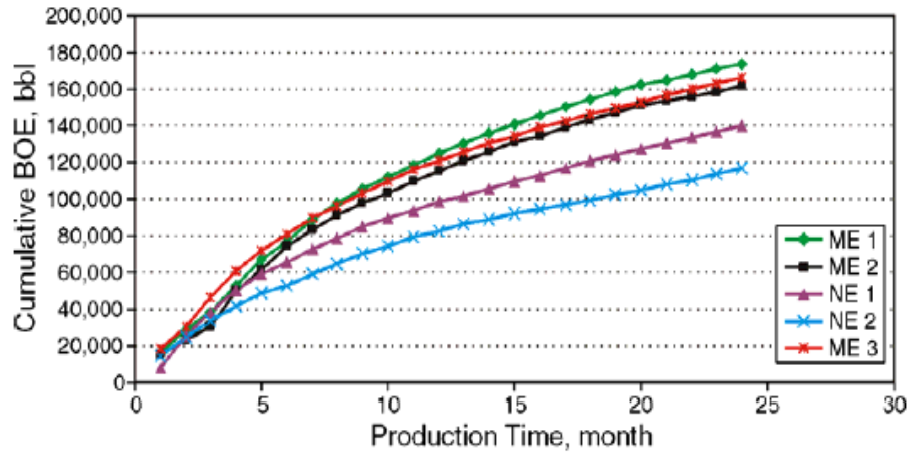


Fig. 7—Comparison of ME wells (red) to NE wells (blue) in S36-T3N-R68W.

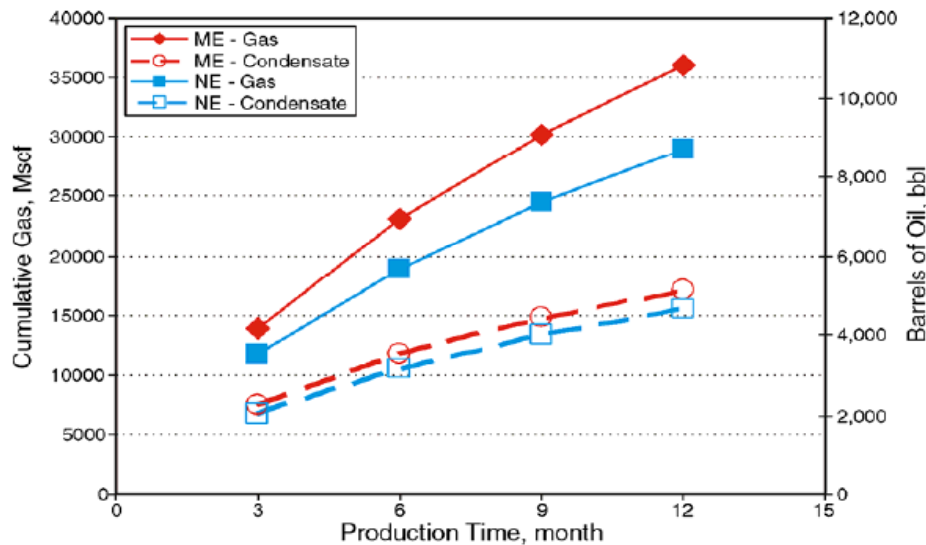


Fig. 5—Average cumulative production of ME and NE wells.

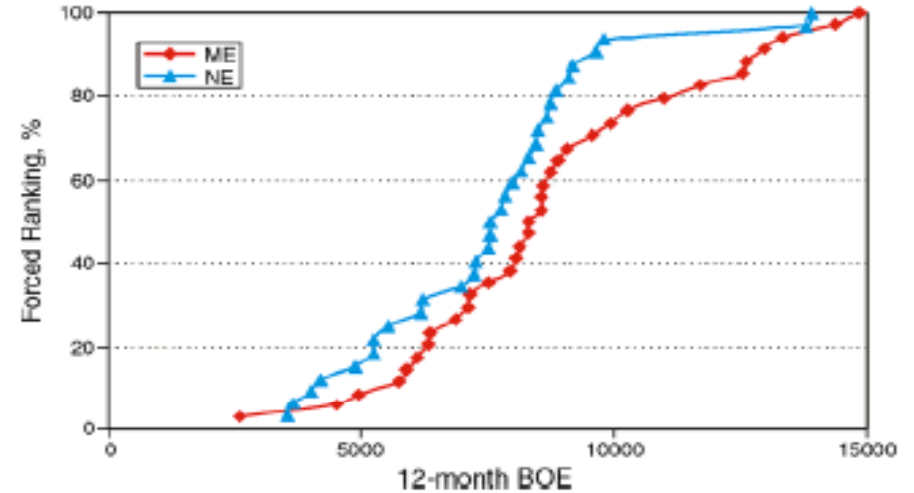


Fig. 8—Forced ranking of 12-month cumulative BOE for ME and NE wells.

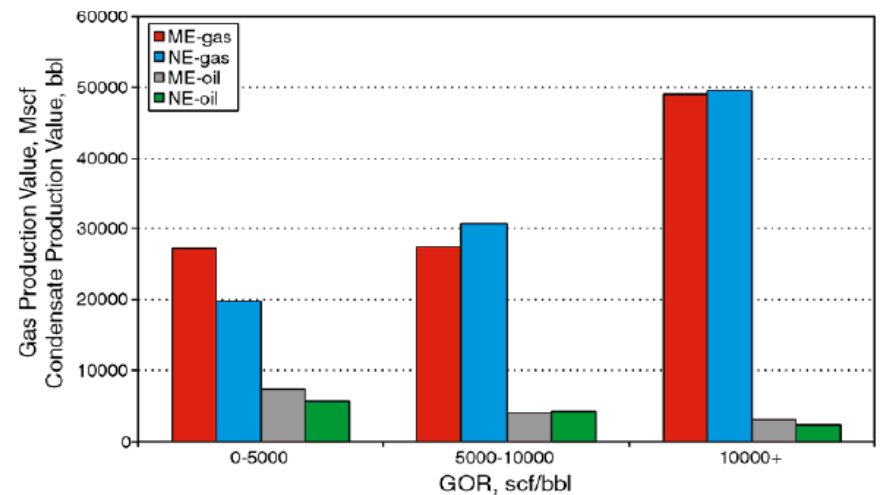


Fig. 9—Average production for ME and NE wells in various GOR bins.

Moxa Arch

	Moxa Arch	Moxa Arch
Rango Permeabilidad	0.0015 - 0.03 mD	0.015 - 0.03 mD
Hidrocarburo	Gas	Gas
Concentracion promedio lbs/gal	2	3
Caudal Promedio (bpm)	18	35
Divergencia de tratamientos	Tapones Rotables	
Horientacion Pozos	Verticales	Verticales
Fluido de Fractura	Gel Activado + CO ₂	Gel Activado + CO ₂
Agente sosten	Ceramico	Ceramico
Malla	30/40	20/40 - 16/30
Fracturas Promedio por pozo	1	1
Uso Arena Malla 100	SI	SI
Espezor Intervalo (mts)	20	15
Sks Promedio por tratamiento (sks)	900	2500
Fluido Promedio por tratamiento (gal)	30000	100000

For Form

Pe Perf

St Stag

1.1

100
90
80
70
60
50
40
30
20
10



11:20
11/12/2007

11:30

11:40

11:50

12:00

12:10

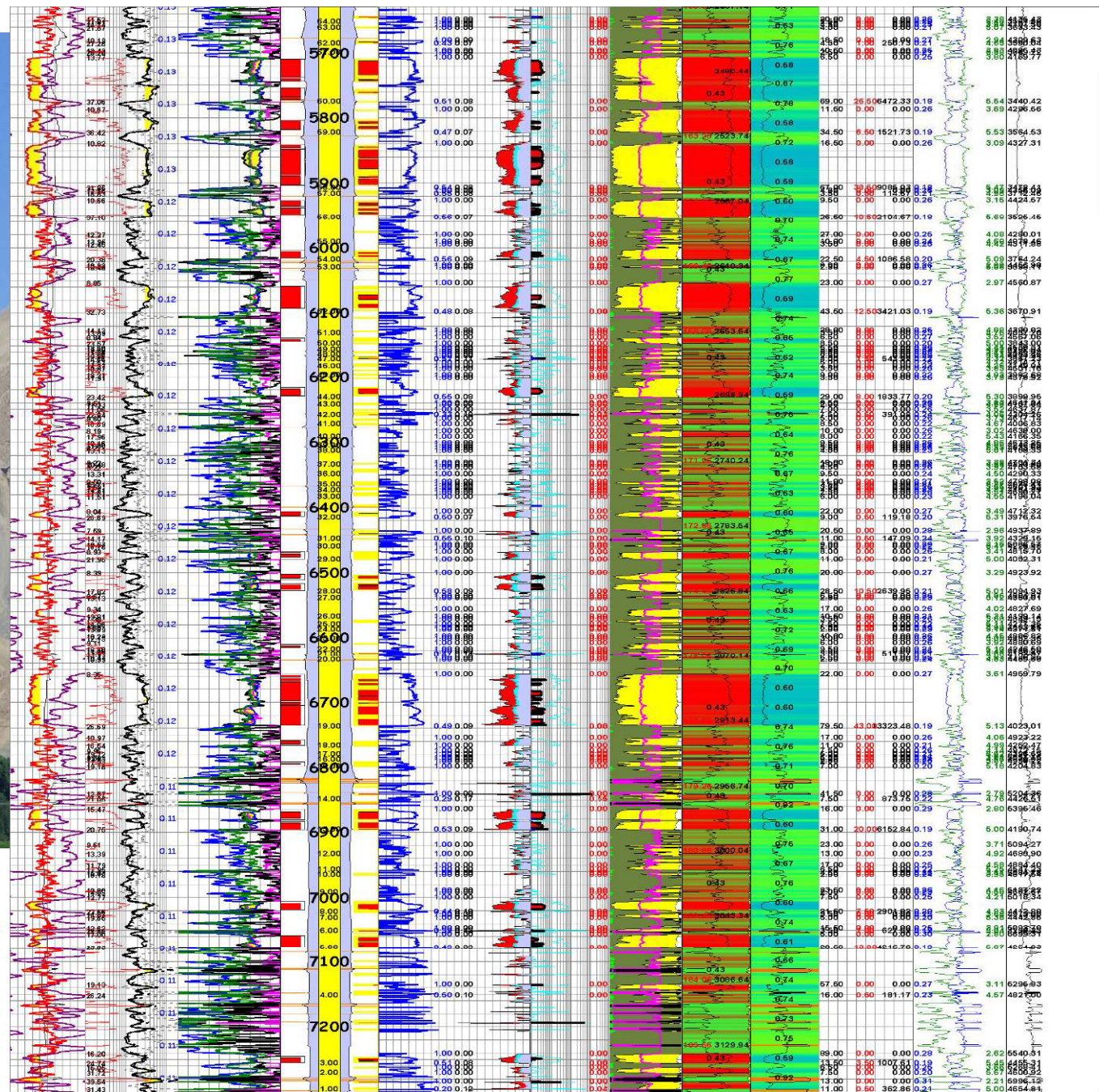
12:20
11/12/2007

Time

Prime-up & TnkBot

7,968

Piceance Basin



Piceance Basin

	Piceance Basin
Rango Permeabilidad	0.001 - 0.01 mD
Hidrocarburo	Gas
Concentracion promedio lbs/gal	0.5
Caudal Promedio (bpm)	50 - 60
Divergencia de tratamientos	Tapones Rotables /Bolas
Horientacion Pozos	S
Fluido de Fractura	Agua tratada
Agente sosten	Arena natural
Malla	20/40 - 30/50 - 40/70
Fracturas Promedio por pozo	8
Uso Arena Malla 100	SI
Espezor Intervalo (mts)	100
Sks Promedio por tratamiento (sks)	1500
Fluido Promedio por tratamiento (gal)	300000



Piceance Basin



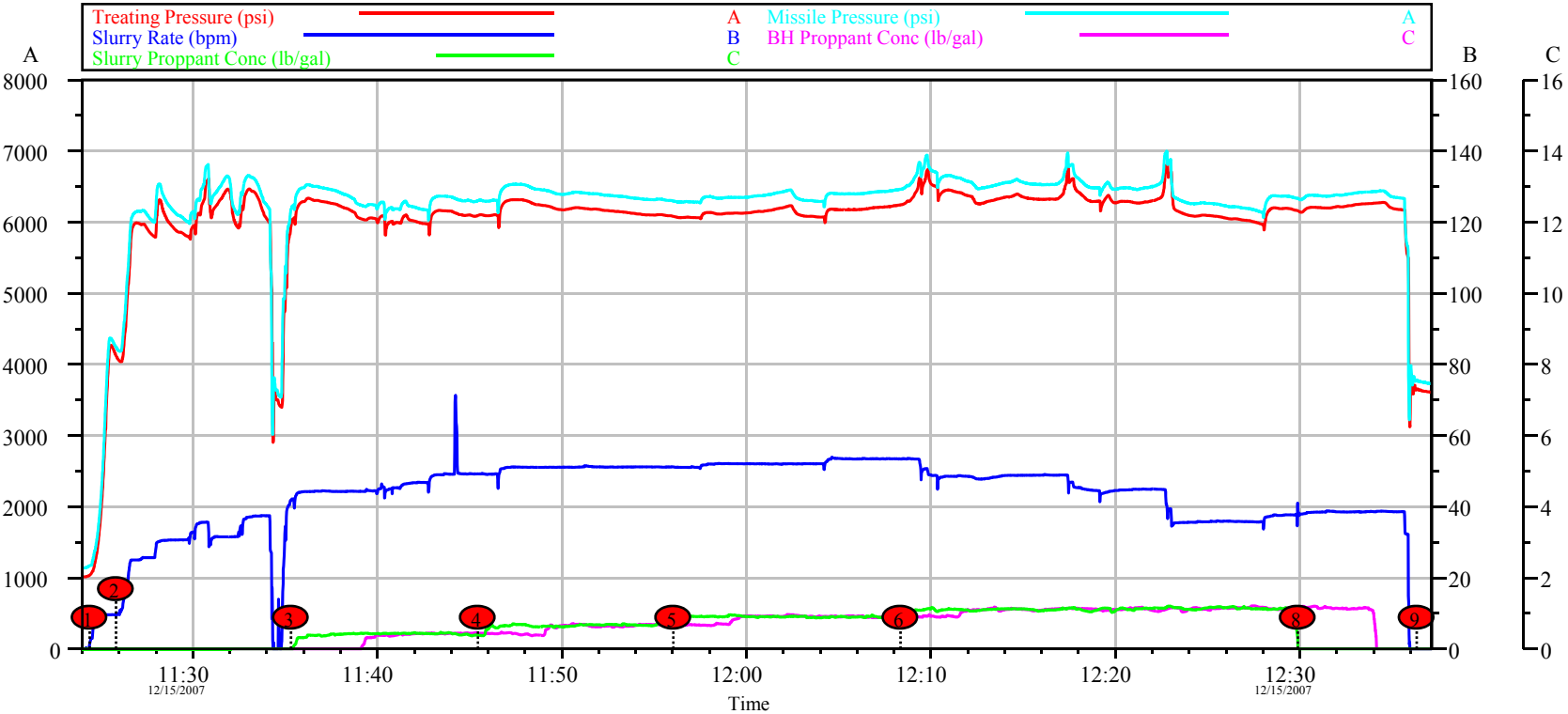
Piceance Basin

1000 lb/ft Proppant

2000 gal/ft Fluid

Steps	1	2	3	4	5	6	7	8
Fluid Type	Dad	Aqua-Stim	Aqua-Stim	Aqua-Stim	Aqua-Stim	Aqua-Stim	Aqua-Stim	Aqua-Stim

Treatment Chart



Customer:	Job Date: 15-Dec-2007	Sales Order #:
Well Description:	UWI:	
15:20 12/15/2007	15:30 15:40 15:50 14:00 14:10 14:20 14:30 14:40 12/15/2007	

Customer:	Job Date: 15-Dec-2007	Sales Order #:
Well Description:	UWI:	

Piceance Basin



Piceance Basin

SPE 119757

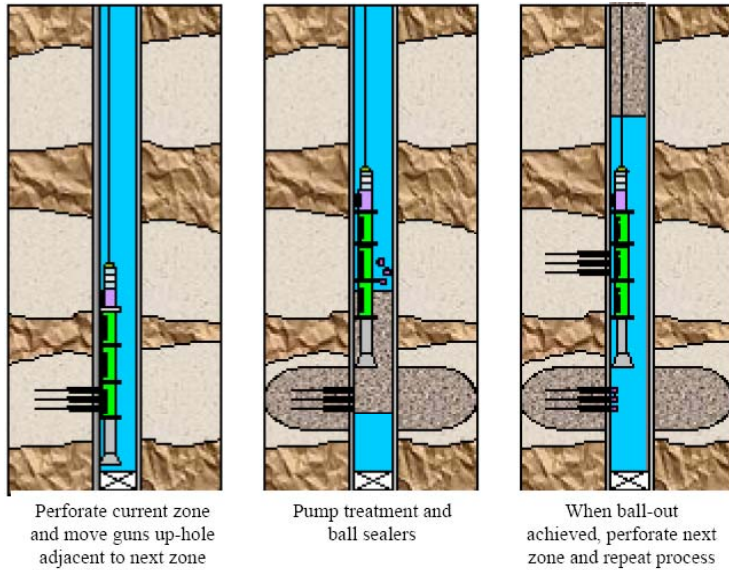


Figure 4: JITP stimulation process



Jonah

	Jonah
Rango Permeabilidad	0.002 - 0.03 mD
Hidrocarburo	Gas
Concentracion promedio lbs/gal	2.9
Caudal Promedio (bpm)	35
Divergencia de tratamientos	Tapones Rotables
Horienacion Pozos	S
Fluido de Fractura	Hibrido
Agente sosten	Arena Natural
Malla	20/40 - 30/50
Fracturas Promedio por pozo	9
Uso Arena Malla 100	SI
Espezor Intervalo (mts)	100
Sks Promedio por tratamiento (sks)	2500
Fluido Promedio por tratamiento (gal)	100000



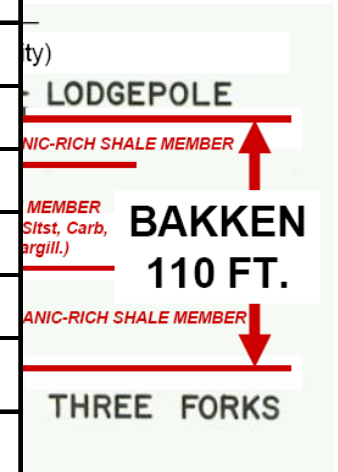
Well Name:					4	Lance	Fields with C	
Location:							Fields with F	
Date, Time & SO:							If no data is to	
Net Pay:	86	FT.	(>6% Porosity)		Gross Height:		145	
Tagged E.L. +/-:	10936							
Top & Bottom Perfs:	10764	TO	10909.3		Casing I.D.:		3.920	
Mid-Perf:	10850			BHST:	219	°F		
Stage	Fluid	Volume	Prop Conc	Prop Total	Slurry Vol	Slurry Rate	Pressure Max	Pressure Min
		(gal)	(ppg)	(lbs)	(gal)	(bpm)	(psi)	(psi)
1	FR-Water	10100	0.00	0	240.5	27.0	8091	5986
2	FET	0	0.00	0	0.0			
3	FR-Water	34410	0.00	0	819.3	30.8	7133	6520
4	25# Hybor G	3027	0.00	0	72.1	30.2	6778	6633
5	25# Hybor G	7370	1.00	7370	183.5	30.4	7391	7231
6	25# Hybor G	8227	1.50	12341	209.3	30.2	7315	7231
7	25# Hybor G	9220	2.00	18440	239.5	30.2	7309	6822
8	25# Hybor G	9513	2.50	23783	252.3	29.8	6822	6627
9	25# Hybor G	10013	3.00	30039	271.0	29.6	6626	6394
10	25# Hybor G	10001	3.00	30003	270.7	29.6	6403	6308
11	25# Hybor G	10030	3.00	30090	271.5	29.8	6310	6259
12	25# Hybor G	7405	4.00	29620	208.5	29.6	6291	6072
13	25# Hybor G	10025	4.00	40100	282.2	29.7	6076	5845
14	25# Hybor G	3182	4.00	12728	89.6	30.4	6015	5842
15		0	0.00	0	0.0			
16		0	0.00	0	0.0			
16		0	0.00	0	0.0			
	Flush	8904	0.00	0	212.0	29.9	7090	5762
	FR water to flood line	1511	0.00	0	0.0			
	Hydro @ Flush	11000	0.00	0	261.9			
				234513	152120.8 (gal)		Calculated Amt	

C
60
50
40
30
20
10
0

Williston Basin

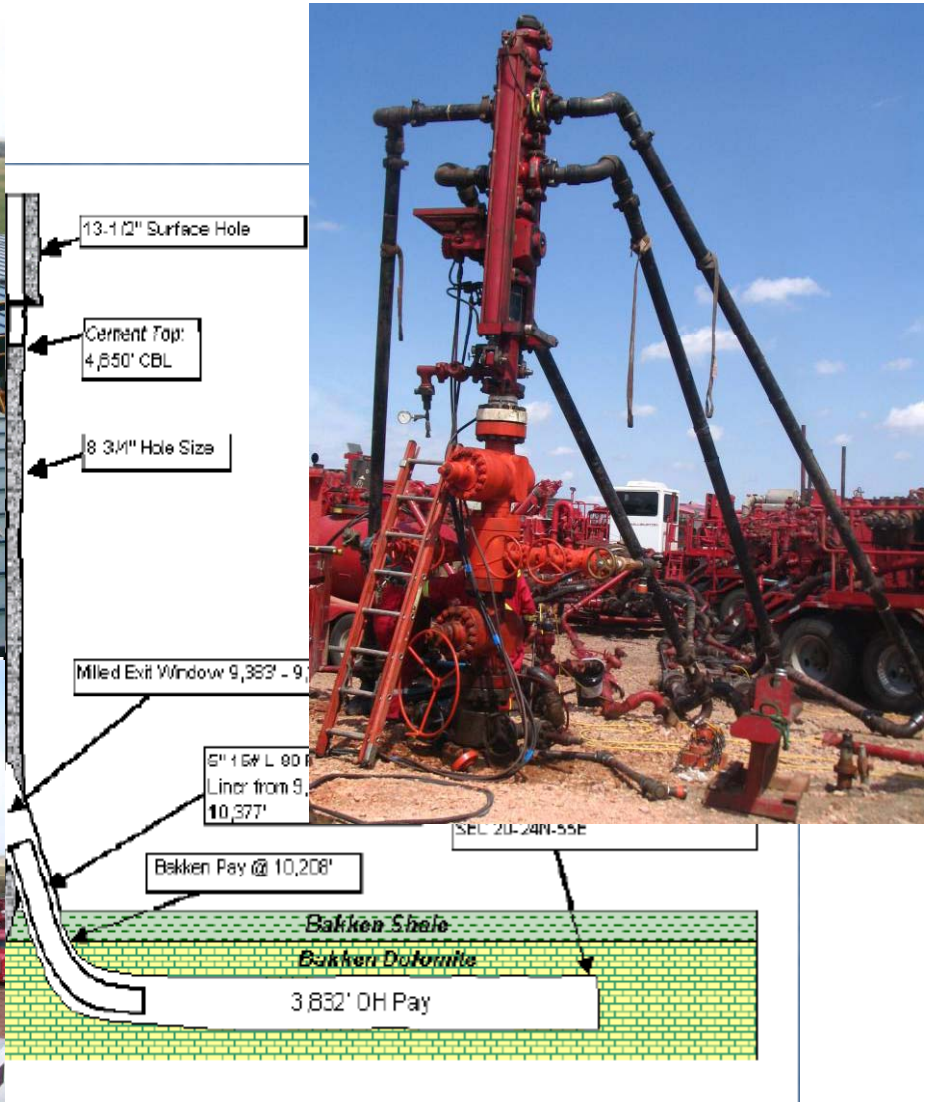
Bakken Shale

	Williston Basin
Rango Permeabilidad	0.0001 mD
Hidrocarburo	Petroleo
Concentracion promedio lbs/gal	3
Caudal Promedio (bpm)	30 - 35
Divergencia de tratamientos	Camisas
Horienacion Pozos	Horizontales
Fluido de Fractura	Gel activado
Agente sosten	Arena natural
Malla	20/40
Fracturas Promedio por pozo	8 minimo
Uso Arena Malla 100	SI
Intervalo Bruto Abarcado (mts)	150
Intervalo Neto Abarcado (mts)	150
Sks Promedio por tratamiento (sks)	3300
Fluido Promedio por tratamiento (gal)	125000

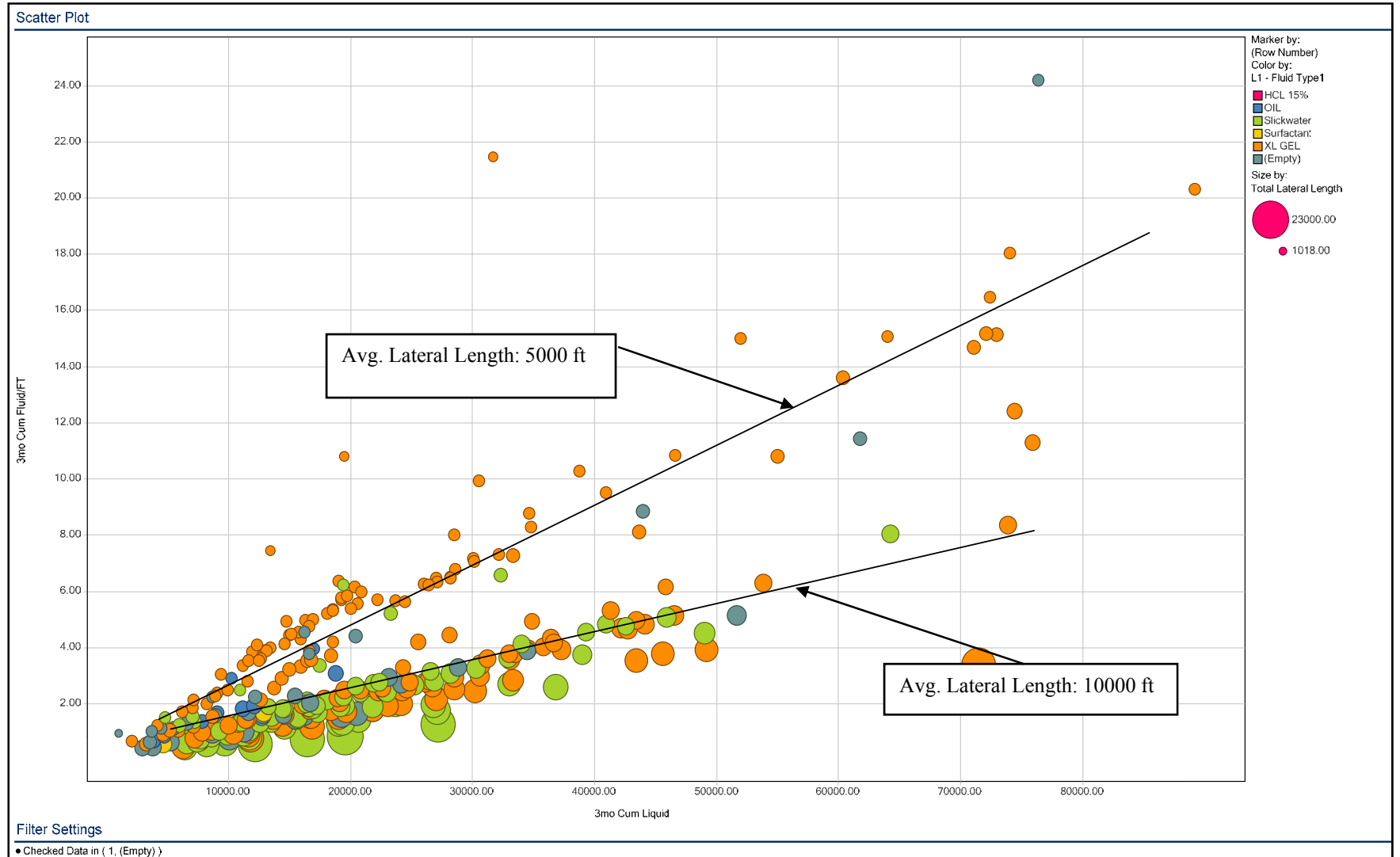


Bakken Shale

Hasta hace poco tiempo...



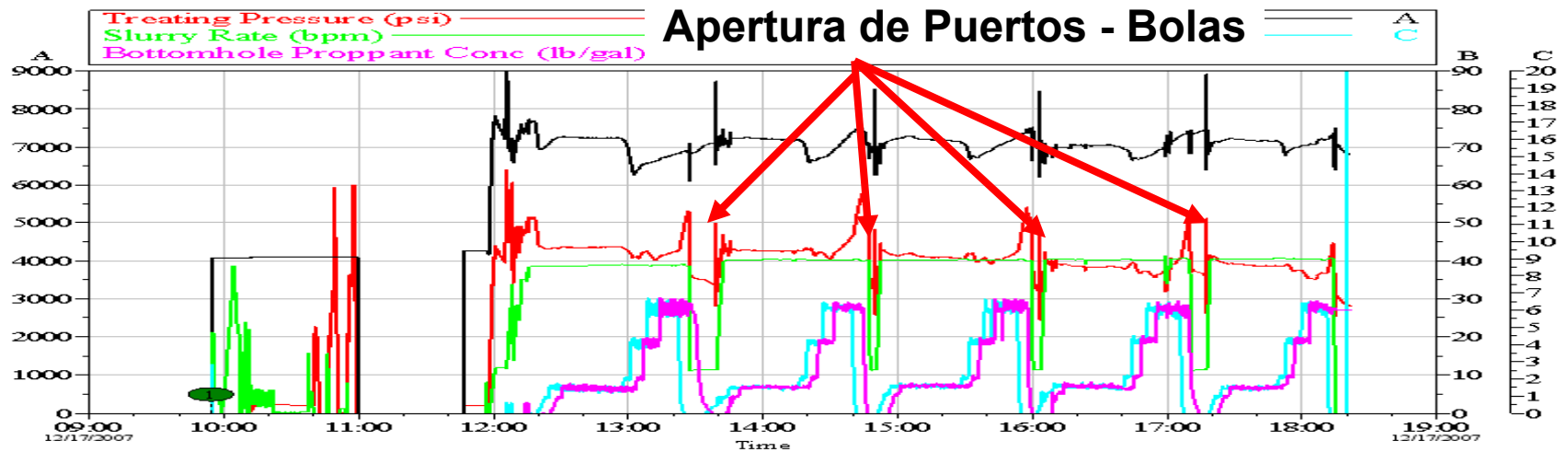
Bakken Shale



Cual parece ser la mejor practica en la actualidad?



4.4 Treatment



Bakken Shale

Tendencia Actual

	Formation	Horizontal Bakken									
Stage	Fluid	Volume	Total Fluid	Cumulative	Prop	Prop	Slurry	Max	Ave	Max	Ave
		(gal)	%	%	Con	Total	Vol	Rate	Rate	Pressure	Pressure
		(gal)			(ppg)	(lbs)	(gal)	(bpm)	(bpm)	(psi)	(psi)
3	Pad - FR Waterfrac	6,006	5	5	0	0	6,006	37.4	26.6	7041	5378
4	Pad - FR Waterfrac - 1# 100 mesh	10,287	8	13	1	10,287	10,752	37.9	37.5	7048	6191
5	Pad - FR Waterfrac - 1.4# 100 mesh	61,705	50	64	1.4	86,387	65,614	39.2	38	4981	4646
6	Hybor G 2# 20/40 Sand	14,211	12	75	2	28,422	15,497	38.3	38	4817	4600
7	Hybor G 4# 20/40 Sand	10,689	9	84	4	42,756	12,624	38	37.9	4817	4631
8	Hybor G 6.2# 20/40 Sand	10,695	9	93	6.2	66,309	13,695	38	37.9	4615	4492
9	Hybor G 8# 20/40 Sand	4,000	3	96	8	32,000	5,448	38	38	4549	4508
10	Hybor G 12# 20/40 Sand	5,111	4	100	12	61,332	7,886	38	37.9	5063	4612
11	Flush - Linear Gel	8,764	7	107	0	0	8,764	38	37.1	6636	6137

Conclusiones

Algunos puntos que puedan ayudar a dar factibilidad al proyecto...

- Maximizar recursos para entender el reservorio.
- Minimizar el daño de formación
- Maximizar la limpieza de las fracturas
- Optimización de costos fijos.
 - Proyectos de mas de un pozo a la vez para optimizar el uso de recursos (agua, lodos de perforación, locaciones, caminos, equipamiento, horas hombre)
 - Captación del gas producido durante el flow back de los pozos
- Generar alianzas de largo plazo con empresas de servicio.
 - Desarrollo del reservorio (cuando todos conocen el reservorio el resultado es mejor)
 - Optimización de costos de construcción, completación y terminación
 - Disponibilidad en el país de tecnologías
- Prever excesos de agua importantes en locación durante la terminación
- Prever reutilización del fluido de fractura (cuando se pueda)
- Diseño de pozos para trabajar a elevadas presiones y caudales de bombeo
- Revisión periódica

Muchas

Gracias