

ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS OPERACIONALES DE FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE SHALE PLAYS UTILIZADAS A NIVEL  
MUNDIAL

EDGAR JAVIER RUEDA RUEDA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2015

ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS OPERACIONALES DE FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE SHALE PLAYS UTILIZADAS A NIVEL  
MUNDIAL

EDGAR JAVIER RUEDA RUEDA

Trabajo de grado para optar el título de  
Ingeniero de Petróleos

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ  
Ingeniero de Petróleos. M.Sc.

Codirector

REINEL CORZO RUEDA  
Ingeniero de Petróleos. M.Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2015

## DEDICATORIA

*A Dios y a la Virgen por darle sentido a mi vida y bendecirme con la fuerza necesaria para lograr mis sueños.*

*A mis padres Eugenia y Leonardo por formarme como persona y darme los medios y la libertad para alcanzar mis metas.*

*A mi hermano Fabián Leonardo ejemplo de prudencia, sabiduría y espiritualidad.*

*A la familia Gutiérrez Rueda por sus consejos, las oportunidades y el apoyo permanente.*

## AGRADECIMIENTOS

*A la Universidad Industrial de Santander por la exigencia necesaria para mi formación.*

*A Ecopetrol S.A y al Instituto Colombiano del Petróleo por dirigir mi investigación.*

*Al grupo de investigación de Estabilidad de Pozo por la oportunidad para desarrollar mi tesis.*

*A los profesores Fernando Calvete y Zuly Calderón por el acompañamiento y sugerencias durante el desarrollo de este trabajo.*

*Al ingeniero Reinel Corzo por los valiosos y constantes aportes para mi tesis.*

*A Ovidio Gómez y su familia por su amistad y hospitalidad durante todos estos años de formación universitaria.*

*A todas aquellas personas que de una u otra manera han apoyado mi proyecto de vida.*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	20
1 MARCO TEÓRICO .....	22
1.1 PRINCIPALES YACIMIENTOS DE SHALE PLAYS A NIVEL MUNDIAL..	22
1.1.1 Argentina .....	23
1.1.2 China. ....	25
1.1.3 Canadá .....	28
1.1.4 Algeria.....	30
1.1.5 Australia.....	32
1.1.6 Estados Unidos.....	34
1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES.....	40
1.2.1 Fractura hidráulica .....	40
1.2.2 Presión de inyección.....	41
1.2.3 Módulo de Young.....	41
1.2.4 Etapa de fracturamiento.....	42
1.2.5 Volumen de yacimiento estimulado (SRV).....	42
1.2.6 Espaciamiento entre pozos.....	42
1.2.7 Caudal de inyección .....	42
1.2.8 Longitud lateral de los pozos .....	43
1.3 FLUIDOS DE FRACTURA.....	43
1.3.1 Fluidos de fractura base agua .....	43

1.3.2	Base aceite.....	44
1.3.3	Energizados.....	44
1.3.4	Espumas y emulsiones.....	44
1.3.5	Composición de los fluidos de fractura .....	45
1.4	PROPANTES.....	46
1.4.1	Arenas. ....	47
1.4.2	Cerámicos.....	49
2	DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	51
2.1	CHANNEL FRACTURING O HIWAY.....	51
2.2	FRACTURAMIENTO MULTIETAPAS.....	53
2.2.1	Efecto del tipo de formación .....	53
2.2.2	Efecto del esfuerzo de sobrecarga .....	55
2.2.3	Efecto de la anisotropía de esfuerzos.....	56
2.3	FRACTURAMIENTO MULTILATERAL.....	57
2.3.1	Ventajas de los pozos multilaterales.....	57
2.3.2	Descripción de las uniones laterales .....	58
2.4	SIMUL-FRAC.....	63
2.4.1	Condiciones para la generación de redes complejas de fracturas en Barnett: .....	64
2.4.2	Factores externos que crean redes de fracturas complejas: .....	64
2.4.3	Factores que afectan el espaciamiento entre fracturas .....	65
2.5	ZIPPER Y ZIPPER MODIFICADO.....	66
2.5.1	Simul-Frac (A).....	67
2.5.2	Zipper-Frac (B) .....	67

2.5.3	Zipper Modificado (C) .....	67
2.5.4	Recomendaciones para el fracturamiento a partir de pozos paralelos .....	67
2.5.5	Características de la técnica:.....	68
2.6	FRACTURAMIENTO CON UNIDADES HÍBRIDAS DE COILED TUBING .....	69
2.6.1	Procesos Downhole Mixing (DMP) .....	69
2.6.2	Unidades de Coiled Tubing híbridas.....	70
2.6.3	Beneficios de los sistemas híbridos: .....	71
2.6.4	Eficiencias de los sistemas híbridos: .....	72
2.6.5	Ventajas de los sistemas híbridos. ....	72
2.6.6	Válvulas .....	73
2.6.7	Sistema Plug and Perf vs DMP.....	73
3	ANÁLISIS OPERACIONAL.....	76
3.1	BASE DE DATOS DE LOS CASOS DE APLICACIÓN.....	76
3.2	VALORES PROMEDIO PARA LAS VARIABLES OPERACIONALES POR TÉCNICA .....	77
3.2.1	Channel Fracturing .....	77
3.2.2	Unidades de CT Híbridas.....	78
3.2.3	Fracturamiento Multietapas .....	78
3.2.4	Fracturamiento Multilateral .....	79
3.2.5	Simul-Frac. ....	80
3.2.6	Zipper-Frac .....	81
3.2.7	Zipper Modificado .....	82
3.3	COMPORTAMIENTO GRÁFICO DE LAS VARIABLES POR TÉCNICA .....	83

3.3.1	Número promedio de etapas por pozo .....	83
3.3.2	Espaciamiento promedio entre etapas .....	84
3.3.3	Cantidad de propante promedio por etapa .....	85
3.3.4	Volumen promedio de fluido por etapa .....	86
3.3.5	Clusters por etapa. ....	87
3.3.6	Caudal de inyección.....	88
3.3.7	Presión promedio de inyección.....	89
3.3.8	Longitud Lateral Promedio De Los Pozos.....	90
3.3.9	Longitud media de la fractura .....	91
3.3.10	Espaciamiento promedio de los pozos .....	92
3.3.11	Fluidos de fractura .....	93
3.3.12	Propantes. ....	94
3.4	CLASIFICACIÓN POR TÉCNICA BASADA EN DATOS DE PRODUCCIÓN .....	95
3.4.1	Channel Fracturing .....	95
3.4.2	Fracturamiento Multietapas .....	96
3.4.3	Fracturamiento Multilateral .....	97
3.4.4	Zipper y Zipper Modificado .....	97
3.4.5	Simul-Frac. ....	97
4	RECOMENDACIONES PARA LAS FORMACIONES COLOMBIANAS LA LUNA Y TABLAZO.....	106
4.1	FORMACION LA LUNA .....	107
4.1.1	Comparación con los casos de aplicación estudiados.....	107
4.1.2	Sugerencias.....	110
4.2	FORMACIÓN TABLAZO.....	112

4.2.1	Comparación con los casos de aplicación estudiados.....	112
4.2.2	Sugerencias.....	114
5	CONCLUSIONES .....	116
6	RECOMENDACIONES.....	117
	BIBLIOGRAFÍA.....	117
	ANEXOS.....	124

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Argentina. ....	25
Figura 2. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en China. ....	27
Figura 3. Ubicación Geográfica De Las Cuencas De Shale Plays En Canadá. ....	30
Figura 4. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Algeria.....	32
Figura 5. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Australia.....	34
Figura 6. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Estados Unidos.....	35
Figura 7. Delimitación de las zonas en Eagle Ford.....	36
Figura 8. Modelo elíptico simétrico de una fractura hidráulica. ....	41
Figura 9. Evolución de los fluidos de fractura. ....	45
Figura 10. Disminución de la conductividad del propante.....	47
Figura 11. Granos de la arena Ottawa.....	48
Figura 12. Granos de la arena Brady.....	48
Figura 13. Distribución de partículas de un propante base Bauxita. ....	49
Figura 14. Distribución de partículas de un propante cerámico de bajo peso.....	50
Figura 15. Comparación entre la técnica de fracturamiento convencional y Channel Fracturing .....	51
Figura 16. Distribución del propante dentro de las fracturas generadas en una estimulación convencional (izquierda) y Channel Fracturing (derecha).....	52
Figura 17. Resultados microsísmicos de un fracturamiento en una arena apretada.....	54
Figura 18. Resultados microsísmicos de un fracturamiento en un Shale. ....	54
Figura 19. Reducción de la permeabilidad con el aumento en el esfuerzo de sobrecarga.....	55
Figura 20. Comportamiento de las fracturas según la actividad sísmica. ....	56
Figura 21. Clasificación de los tipos de uniones para pozos multilaterales. ....	59

Figura 22. Uniones usadas en casing-fracturing.....	62
Figura 23. Uniones usadas en tubing-fracturing .....	63
Figura 24. Esquemas de las estimulaciones tipo Simul, Zipper y Zipper modificado .....	66
Figura 25. Fracturamiento con procesos DMP .....	70
Figura 26. Unidad de Coiled Tubing híbrida. ....	71
Figura 27. Comparación de un sistema Plug and Perf y un proceso DMP. ....	74
Figura 28. Tecnologías de fracturamiento objeto de la investigación. ....	76
Figura 29. Número de etapas promedio por pozo.....	84
Figura 30. Espaciamiento promedio entre etapas.....	85
Figura 31. Cantidad de propante promedio por etapa. ....	86
Figura 32. Volumen promedio de fluido por etapa. ....	87
Figura 33. Clusters promedio por etapa.....	88
Figura 34. Caudal de inyección promedio.....	89
Figura 35. Presión de inyección promedio.....	90
Figura 36. Longitud lateral promedio de los pozos. ....	91
Figura 37. Longitud media de la fractura. ....	92
Figura 38. Espaciamiento promedio entre pozos.....	93
Figura 39. Tipos de fluidos de fractura.....	94
Figura 40. Tipos de propantes. ....	95
Figura 41. Zona de análisis 1.....	98
Figura 42. Producción acumulativa por etapa zona 1. ....	99
Figura 43. Producción por etapa zona 1. ....	99
Figura 44. Zona de análisis 2.....	100
Figura 45. Producción acumulativa por etapa zona 2. ....	101
Figura 46. Producción por etapa zona 2. ....	101
Figura 47. Zona de análisis 3.....	102
Figura 48. Producción por etapa zona 3. ....	103
Figura 49. Variación en la producción inicial en el condado de Parker.....	104
Figura 50. Variación en la producción inicial en el condado de Johnson.....	104

Figura 51. Ubicación cuenca del valle medio del Magdalena. ....	107
Figura 52. Analogías de las tecnologías de fracturamiento hidráulico con la formación La Luna. ....	109
Figura 53. Comparación de producción de pozos verticales contra pozos horizontales en el campo Changling, China.....	111
Figura 54. Analogías de las tecnologías de fracturamiento hidráulico con la formación Tablazo. ....	113

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Reservas mundiales recuperables de Shale Plays .....	22
Tabla 2. Propiedades de las formaciones de Shale Gas de Argentina. ....	23
Tabla 3. Propiedades de las formaciones de Shale Oil de Argentina. ....	24
Tabla 4. Propiedades de las formaciones de Shale gas de China.....	26
Tabla 5. Propiedades de las formaciones de Shale oil de China.....	27
Tabla 6. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Canadá.....	28
Tabla 7. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Canadá.....	29
Tabla 8. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Algeria. ....	31
Tabla 9. Propiedades de las formaciones de Shale oil de Algeria. ....	31
Tabla 10. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Australia. ....	33
Tabla 11. Propiedades de las formaciones de Shale oil de Australia. ....	33
Tabla 12. Propiedades generales de Barnett.....	36
Tabla 13. Propiedades generales de Eagle Ford.....	37
Tabla 14. Propiedades generales de Woodford.....	38
Tabla 15. Propiedades generales de Woodford.....	38
Tabla 16. Propiedades generales de Marcellus.....	39
Tabla 17. Propiedades generales de Haynesville. ....	40
Tabla 18. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Channel Fracturing. ....	77
Tabla 19. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica unidades de Coiled Tubing Híbridas. ....	78
Tabla 20. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica fracturamiento multietapas.....	79
Tabla 21. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica fracturamiento multilateral.....	80

Tabla 22. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Simul-Frac.....	81
Tabla 23. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Zipper.....	81
Tabla 24. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Zipper Modificado. ....	82
Tabla 25. Análisis de producción para Channel Fracturing.....	96
Tabla 26. Análisis de producción fracturamiento multietapas. ....	96
Tabla 27. Análisis de producción fracturamiento multilateral. ....	97
Tabla 28. Escalafón en Producción Por Técnica .....	105

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Mapa conceptual Channel fracturing

Anexo B: Mapa conceptual Fracturamiento Multietapas

Anexo C: Mapa conceptual Fracturamiento Multilateral

Anexo D: Mapa conceptual Simul\_Frac

Anexo E: Mapa conceptual Zipper y Zipper modificado

Anexo F: Mapa conceptual Unidades de Coiled Tubing híbridas

Anexo G: Tablas dinámicas del análisis operacional

*Nota: Los anexos de este proyecto pueden ser consultados en la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander: sala base de datos.*

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS OPERACIONALES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE SHALE PLAYS UTILIZADAS A NIVEL MUNDIAL\*.

**AUTOR:** EDGAR JAVIER RUEDA RUEDA \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Shales, no convencionales, fracturamiento hidráulico,

### DESCRIPCIÓN:

En la actualidad, la explotación de los yacimientos no convencionales es uno de los desafíos más importantes de la industria de los hidrocarburos. En dicha explotación, se han desarrollado tecnologías en perforación de pozos horizontales y técnicas de fracturamiento hidráulico que posibilitan la extracción de los hidrocarburos atrapados en los yacimientos de Shale reconocidos por su baja porosidad, baja permeabilidad y altas profundidades. Para ello, se aumenta el área de contacto con el yacimiento y se genera canales de flujo en las formaciones, lo que crea un SRV (volumen de yacimiento estimulado) que permite un mayor desarrollo rentable de estos yacimientos.

El análisis se enfoca, en primer lugar, en las variables operacionales más relevantes en el diseño de un fracturamiento hidráulico: número de etapas por pozo, volumen y tipo de fluido de fractura, cantidad y tipo de propante, longitud lateral de los pozos, entre otras. En segundo lugar, se identifican las técnicas de fracturamiento más usadas en las principales formaciones de Shale Plays a nivel mundial (Channel Fracturing, Unidades de Coiled Tubing híbridas, Multietapas, Multilateral, Simul-frac, Zipper-frac y Zipper modificado). En tercer lugar, se determinan los valores promedio para las variables operacionales en cada una de las técnicas, y se establecen las formaciones en las que han mostrado mejores resultados la aplicación de cada tecnología. Todo ello, con base en los casos de aplicación en formaciones de Shale de Estados Unidos, Argentina y China. En cuarto lugar, a partir de un enfoque más teórico, se exponen los problemas operacionales y las lecciones aprendidas de cada tecnología en los diversos yacimientos.

Por último, se dan recomendaciones basadas en analogías para el desarrollo de las formaciones colombianas de Shale Plays La Luna y Tablazo.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc Fernando Enrique Calvete González, Ingeniero de Petróleos. Codirector M.Sc Reinel Corzo Rueda, Ingeniero de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** OPERATIONAL ANALYSIS OF THE TECHNOLOGIES OF HYDRAULIC FRACTURING IN SHALE PLAYS RESERVOIRS USED AROUND THE WORLD<sup>1\*</sup>.

**AUTHORS:** Edgar Javier Rueda Rueda<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** Shales, unconventional, hydraulic Fracturing.

### DESCRIPTION:

Currently, the explanation of unconventional reservoirs is one of the biggest challenges of the oil and gas industry, to achieve this objective the industry has developed horizontal drilling and hydraulic fracturing techniques.

To produce hydrocarbons economically and profitable from Shale reservoirs, which are characterized by low porosity and low permeability and frequently deeper and deeper; both technologies look for increasing the contact area with the reservoir by generating flow channels through the formations to create a stimulated reservoir volume (SRV) that allows the profitable development of these reservoirs.

This analysis focuses mainly on the most important operating variables of the hydraulic fracturing design as: number of stages per well: volume and kind of fracturing fluid, quantity and type of Proppant, lateral length of the well among others; then the most used fracturing techniques for shale plays formations should be identified like (Channel Fracturing, Hybrid Coiled Tubing Units, Multistage, Multilateral, Simul-Frac and modified zipper).

Based on study cases in shale formation in United States, Argentina and China, average values are determined for operational variables in each one of the techniques and establish the formations where have showed the best results for each technology. On the other hand, a theoretical approach shows operational problems, lesson learnt for each technology for different (several) Reservoirs.

Finally, recommendation based on analogies to the development of the Colombian Reservoir shale plays La Luna and Tablazo are given.

---

\* Graduation Project

\*\* Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc Fernando Enrique Calvete González, Petroleum Engineer. Codirector: M.Sc Reinel Corzo Rueda, Petroleum Engineer.

## INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía a nivel mundial, el desbalance entre la oferta y la demanda de energética, el crecimiento y autosuficiencia energética de cada país y la disminución en los descubrimientos convencionales de hidrocarburos han llevado al desarrollo de los Shale Plays como una forma de suplir los requerimientos energéticos. El desarrollo conjunto de tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico han permitido que yacimientos con grandes acumulaciones de hidrocarburos, muy baja permeabilidad y reducida porosidad se desarrollen de forma rentable.

El objeto de la investigación comprende el estudio (ventajas, desventajas y lecciones aprendidas) de la aplicación de siete de las más importantes técnicas de fracturamiento hidráulico usadas para la explotación de los yacimientos de Shale Plays más importantes de Estados Unidos, Argentina y China. Estas son: Channel Fracturing, Zipper, Zipper Modificado, Simul-Frac, fracturamiento multietapas y multilateral.

Teniendo en cuenta los casos de aplicación de las principales técnicas de fracturamiento hidráulico identificadas. Se analiza el comportamiento y se determinan los valores promedio de las variables operaciones más importantes que afectan el diseño de una estimulación hidráulica para cada técnica.

Teniendo en cuenta que las formaciones Colombianas La Luna y Tablazo pertenecientes a la cuenca del Valle Medio Del Magdalena, hacen parte de los prospectos más importantes del país en Shale Plays. Mediante analogías se pronostican las posibles técnicas que más se adaptarían a las propiedades de las formaciones, los problemas operacionales y también los resultados de la estimulación.

Las técnicas multietapas y Simul-Frac se sugieren para la formación Colombiana Tablazo. En el caso de la formación La Luna las técnicas Multietapas y las unidades de coiled tubing híbridas serían las más adecuadas; es importante tener en cuenta que el presente estudio no tiene en cuenta la influencia de variables económicas y que es necesario estudios de simulación que permitan determinar con mayor certeza las técnicas más adecuadas para las formaciones Colombianas analizadas.

# 1 MARCO TEÓRICO

## 1.1 PRINCIPALES YACIMIENTOS DE SHALE PLAYS A NIVEL MUNDIAL.

Los Shale Plays son formaciones ricas en hidrocarburos (gas y petróleo) que por sus muy bajas porosidades, permeabilidades y grandes profundidades reciben el nombre de no convencionales. Por esta razón, en su explotación es necesaria la perforación de pozos horizontales para lograr un mayor contacto con el yacimiento y para realizar, posteriormente, operaciones de fracturamiento hidráulico. De esta manera se “crea el yacimiento” lo que permite el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo. La siguiente tabla muestra la distribución a nivel mundial de las reservas de Shale Plays.

*Tabla 1. Reservas mundiales recuperables de Shale Plays*

Technically Recoverable Shale Gas Resources (Tcf)		Technically Recoverable Shale Oil Resources (Billion Barrels)	
1. U.S.	1,161	1. Russia	75
2. China	1,115	2. U.S.	48
3. Argentina	802	3. China	32
4. Algeria	707	4. Argentina	27
5. Canada	573	5. Libya	26
6. Mexico	545	6. Australia	18
7. Australia	437	7. Venezuela	13
8. South Africa	390	8. Mexico	13
9. Russia	285	9. Pakistan	9
10. Brazil	245	10. Canada	9
11. Others	1,535	11. Others	65
<b>TOTAL</b>	<b>7,795</b>	<b>TOTAL</b>	<b>335</b>

*Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.*

A continuación se describen las características de los principales yacimientos de Shale Plays a nivel mundial.

1.1.1 Argentina: Los recursos de Shale gas se encuentran en la cuenca de Neuquén, el ambiente de depositación es marino del Jurásico-cretácico; es una de las mejores cuencas de Shale a nivel mundial. Posee Shale oil de alta calidad, con secciones a baja profundidad y madurez termal. El desarrollo de esta cuenca ha sido principalmente mediante pozos verticales operados por YPF en la formación Vaca Muerta. Las siguientes tablas presentan los detalles de las zonas de Shale gas y Shale oil en Argentina.

Tabla 2. Propiedades de las formaciones de Shale Gas de Argentina.

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi <sup>2</sup> )		
	Shale Formation		Vaca Muerta		
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500	500
		Net	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
Average		5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		192.0	364.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		23.0	91.2	193.5

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

Tabla 3. Propiedades de las formaciones de Shale Oil de Argentina.

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		Vaca Muerta	
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		4,840	3,270
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500
		Net	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000
Average		5,000	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )		77.9	22.5
	Risky OIP (B bbl)		226.2	44.2
	Risky Recoverable (B bbl)		13.57	2.65

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica de las cuencas de Argentina.

Figura 1. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Argentina.



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International, Inc., junio, 2013. P. 1-107.

1.1.2 China: En lo que tiene ver con Shale gas la roca generadora es de ambiente marino del Paleozoico perteneciente a la cuenca Sichuan. Actualmente, su desarrollo está enfocado a la exploración. Esta cuenca cuenta con rocas de alta calidad, complejidad estructural y altos esfuerzos, lo que ha generado problemas en la perforación. En cuanto al Shale oil, la roca fuente es de ambiente lacustre en las cuencas Junggar, Tarim y Songliao; poseen complejidad estructural y fallas. Algunas se encuentran en inicios de

explotación con más de 100 pozos exploratorios tanto verticales como horizontales perforados por las compañías PetroChina, Sinopec, Shell, ConocoPhillips, Chevron, Chinese Startups. En las siguientes dos tablas se muestran las propiedades de las cuencas con las principales formaciones de Shale gas y Shale oil de China.

*Tabla 4. Propiedades de las formaciones de Shale gas de China.*

Basic Data	Basin/Gross Area	Sichuan (74,500 mi <sup>2</sup> )			Yangtze Platform (611,000 mi <sup>2</sup> )		
	Shale Formation	Qiongzhusi	Longmaxi	Permian	L. Cambrian	L. Silurian	
	Geologic Age	L. Cambrian	L. Silurian	Permian	L. Cambrian	L. Silurian	
	Depositional Environment	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )	6,500	10,070	20,900	3,250	5,035	
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	1,000	314	500	1,000
		Net	275	400	251	275	400
	Depth (ft)	Interval	10,000 - 16,400	9,000 - 15,500	3,280 - 16,400	10,000 - 16,400	9,000 - 15,500
Average		13,200	11,500	9,700	13,200	11,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	3.0%	3.2%	4.0%	3.0%	3.2%	
	Thermal Maturity (% Ro)	3.20%	2.90%	2.50%	3.20%	2.90%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	Gas Phase	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )	109.8	162.6	114.1	99.4	147.1	
	Risked GIP (Tcf)	499.6	1,146.1	715.2	181.0	414.7	
	Risked Recoverable (Tcf)	124.9	286.5	214.5	45.2	103.7	

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

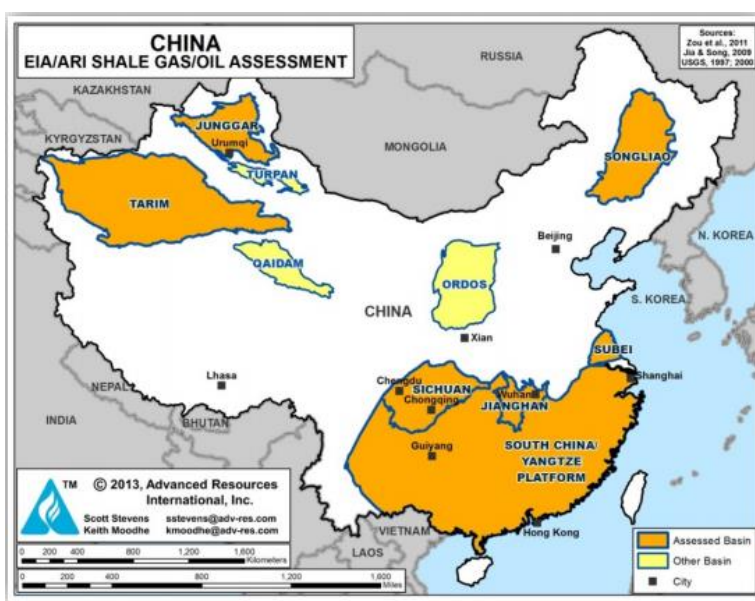
Tabla 5. Propiedades de las formaciones de Shale oil de China.

Basic Data	Basin/Gross Area		Tarim (234,200 mi <sup>2</sup> )		Junggar (62,100 mi <sup>2</sup> )		Songliao (108,000 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		M.-U. Ordovician	Ketuer	Pingdiqian/Lucaogou	Triassic	Qingshankou
	Geologic Age		M.-U. Ordovician	L. Triassic	Permian	Triassic	Cretaceous
	Depositional Environment		Marine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		10,450	15,920	7,400	8,600	6,900
	Thickness (ft)	Organically Rich	300	400	820	820	1,000
		Net	160	200	410	410	500
	Depth (ft)	Interval	8,610 - 12,670	9,500 - 16,400	6,600 - 16,400	5,000 - 16,400	3,300 - 8,200
Average		10,790	13,000	11,500	10,000	5,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		2.1%	3.0%	5.0%	4.0%	4.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.90%	0.90%	0.85%	0.85%	0.90%
	Clay Content		Low	Low	Medium	Medium	Medium
Resource	Oil Phase		Oil	Oil	Oil	Oil	Oil
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )		11.9	32.5	40.9	43.3	66.4
	Risked OIP (B bbl)		31.1	129.5	108.9	134.1	229.2
	Risked Recoverable (B bbl)		1.55	6.47	5.44	6.70	11.46

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

En la siguiente gráfica se puede apreciar la ubicación geográfica de cada una de las cuencas.

Figura 2. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en China.



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

1.1.3 Canadá: Las formaciones de Shale gas se encuentran en las cuencas Horn River, Cordova y Liard, las cuales se depositaron en un ambiente marino. Poseen una geología favorable y altas saturaciones de gas. Su desarrollo enfrenta desafíos ambientales y de mercado. Las compañías que exploran esta zona son Apache, EnCana y EOG. Por su parte, en la zona de Alberta hay formaciones de Shale gas y Shale oil de ambiente marino del Jurásico. En la zona este se encuentra la formación de Shale Horton Bluff. En las siguientes dos tablas se muestran las propiedades de las cuencas y las formaciones de Shale gas y Shale oil de Canadá.

*Tabla 6. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Canadá.*

Basic Data	Basin/Gross Area		Horn River (7,100 mi <sup>2</sup> )		Cordova (4,290 mi <sup>2</sup> )	Liard (4,300 mi <sup>2</sup> )	Deep Basin (24,800 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		Muskwa/Otter Park	Evie/Klua	Muskwa/Otter Park	Lower Besa River	Doig Phosphate
	Geologic Age		Devonian	Devonian	Devonian	Devonian	Triassic
	Depositional Environment		Marine	Marine	Marine	Marine	Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		3,320	3,320	2,000	3,300	3,000
	Thickness (ft)	Organically Rich	420	160	230	500	165
		Net	380	144	207	400	150
	Depth (ft)	Interval	6,300 - 10,200	6,800 - 10,700	5,500 - 6,200	6,600 - 13,000	6,800 - 10,900
Average		8,000	8,500	6,000	10,000	9,250	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.5%	4.5%	2.0%	3.5%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		3.50%	3.80%	2.50%	3.80%	1.10%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		150.9	61.9	67.5	319.0	67.1
	Risked GIP (Tcf)		375.7	154.2	81.0	526.3	100.7
	Risked Recoverable (Tcf)		93.9	38.5	20.3	157.9	25.2

*Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.*

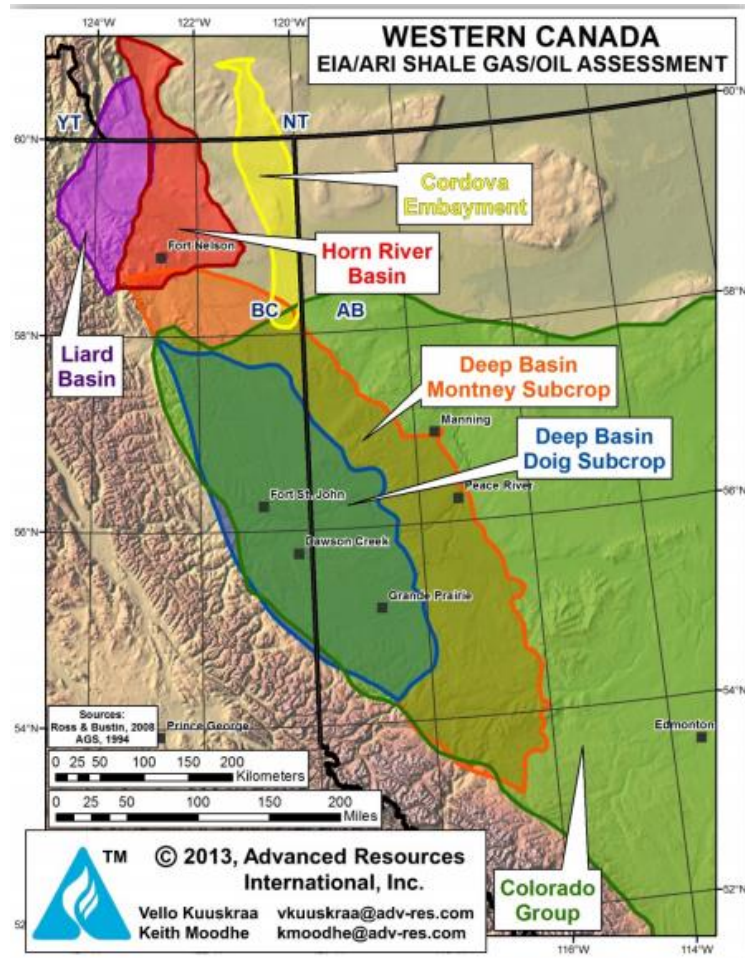
Tabla 7. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Canadá.

Basic Data	Basin/Gross Area		Appalachian Fold Belt (3,500 mi <sup>2</sup> )	Windsor (650 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		Utica	Horton Bluff
	Geologic Age		Ordovician	Mississippian
	Depositional Environment		Marine	Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,900	520
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	500
		Net	400	300
	Depth (ft)	Interval	4,000 - 11,000	3,000 - 5,000
Average		8,000	4,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Normal
	Average TOC (wt. %)		2.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		2.00%	2.00%
	Clay Content		Low	Unknown
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		133.9	81.7
	Risked GIP (Tcf)		155.3	17.0
	Risked Recoverable (Tcf)		31.1	3.4

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

La siguiente figura muestra la ubicación geográfica de algunas de las cuencas de Canadá.

Figura 3. Ubicación Geográfica De Las Cuencas De Shale Plays En Canadá.



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International, Inc., junio, 2013. P. 1-107.

1.1.4 **Algeria:** Las siete cuencas principales son Ghadames, Illizi, Timimoun, Ahnet, Mouudir, Reggane y Tindouf. Se caracterizan por mostrar alta complejidad geológica, encontrarse en sitios remotos, presentar alto TOC, ser sobre presionada y contenido medio de arcilla. Dichas cuencas explotadas por Repsol y Statoil, son fuentes de Shale oil y Shale gas. Las siguientes dos tablas muestran las propiedades de las cuencas tanto de Shale gas como de Shale oil.

Tabla 8. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Algeria.

Basic Data	Basin/Gross Area		Timimoun (43,700 mi <sup>2</sup> )		Ahnet (20,200 mi <sup>2</sup> )		Mouydir (22,300 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		Frasnian	Tannezuft	Frasnian	Tannezuft	Tannezuft	
	Geologic Age		U. Devonian	Silurian	U. Devonian	Silurian	Silurian	
	Depositional Environment		Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		32,040	41,670	1,650	5,740	11,730	12,840
	Thickness (ft)	Organically Rich	200	100	275	60	330	60
		Net	180	90	248	54	297	54
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 9,000	5,000 - 15,000	3,300 - 6,600	5,000 - 9,500	6,000 - 10,500	5,000 - 10,000
Average		6,000	10,000	5,000	7,000	8,000	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		4.0%	2.8%	4.0%	3.0%	2.8%	3.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		1.70%	2.00%	1.15%	1.70%	2.00%	2.20%
	Clay Content		Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bct/mi <sup>2</sup> )		72.9	35.5	77.6	21.6	109.0	18.5
	Risked GIP (Tcf)		467.1	295.5	25.6	24.8	255.7	47.6
	Risked Recoverable (Tcf)		93.4	59.1	3.8	5.0	51.1	9.5

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

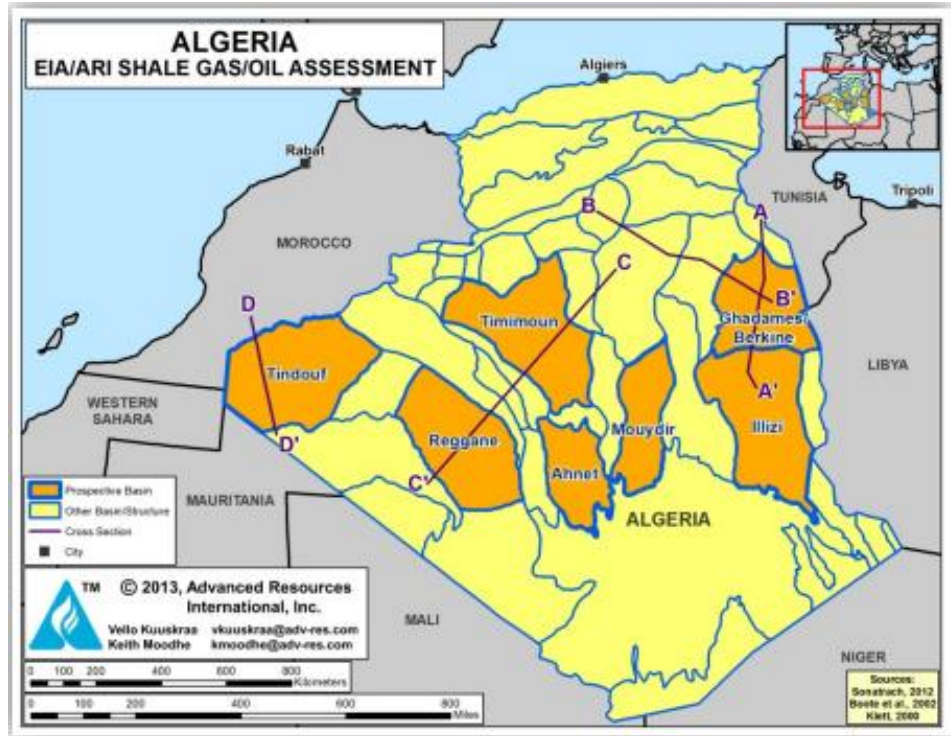
Tabla 9. Propiedades de las formaciones de Shale oil de Algeria.

Basic Data	Basin/Gross Area		Chadames/Berkine (117,000 mi <sup>2</sup> )			Illizi (44,900 mi <sup>2</sup> )	Ahnet (20,200 mi <sup>2</sup> )	Reggane (40,000 mi <sup>2</sup> )		Tindouf (77,000 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		Frasnian	Tannezuft	Tannezuft	Frasnian	Frasnian	Tannezuft	Tannezuft	
	Geologic Age		U. Devonian	Silurian	Silurian	U. Devonian	U. Devonian	Silurian	Silurian	
	Depositional Environment		Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,720	3,840	6,050	9,840	1,650	2,570	10,150	5,340
	Thickness (ft)	Organically Rich	275	275	115	180	275	330	130	60
		Net	248	248	104	162	248	297	117	54
	Depth (ft)	Interval	8,000 - 10,500	9,000 - 10,000	10,000 - 14,500	3,300 - 8,000	3,300 - 6,600	5,500 - 14,500	5,000 - 9,500	6,600 - 13,000
Average		8,500	9,500	10,500	5,000	5,000	10,000	8,000	10,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		6.0%	6.0%	5.7%	5.7%	4.0%	3.0%	4.0%	4.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%
	Clay Content		Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Condensate	Condensate	Condensate	Condensate	Condensate	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )		43.7	9.7	3.1	6.5	14.4	11.4	3.9	1.7
	Risked OIP (B bbl)		59.4	18.7	9.5	12.8	4.8	5.9	8.0	1.8
	Risked Recoverable (B bbl)		2.97	0.93	0.47	0.51	0.19	0.24	0.32	0.07

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

En la siguiente figura se aprecia cómo se sitúan cada una de las cuencas en el territorio.

Figura 4. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Algeria.



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International, Inc., junio, 2013. P. 1-107.

1.1.5 Australia: Este país presenta formaciones ricas en Shale gas y Shale oil de ambiente marino y lacustre del Precámbrico y Cretácico. Posee seis cuencas principales las cuales son: Cooper, Maryborough, Perth, Canning, Georgina y Beetaloo. Las últimas dos se encuentran en lugares remotos y ligeramente explorados. La actividad se centra en la cuenca Cooper, en la que la compañía Santos and Beach Energy ha demostrado producción de gas a partir de formaciones de Shales. La cuenca Canning es explorada por Brue Energy/Mitsubishi y ConocoPhillips, Petro Frontier y Satoil en la cuenca Georgina y Falcon Hess en Beetaloo. Las siguientes dos tablas indican de

forma detallada las propiedades de las zonas de Shale gas y de Shale oil de las principales cuencas de Australia.

Tabla 10. Propiedades de las formaciones de Shale gas de Australia.

Basic Data	Basin/Gross Area	Cooper (46,900 mi <sup>2</sup> )							
	Shale Formation	Roseneath-Epsilon-Murteree (Nappamerri)			Roseneath-Epsilon-Murteree (Patchawarra)			Roseneath-Epsilon-Murteree (Tenappera)	
	Geologic Age	Permian			Permian			Permian	
	Depositional Environment	Lacustrine			Lacustrine			Lacustrine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )	625	555	3,525	1,010	1,150	170	200	
	Thickness (ft)	Organically Rich	250	500	500	125	100	100	225
		Net	150	300	300	75	60	60	135
	Depth (ft)	Interval	5,000 - 7,000	6,000 - 10,000	7,000 - 13,000	7,000 - 9,200	8,000 - 10,000	8,000 - 13,000	5,000 - 6,500
Average		6,000	8,000	10,000	8,000	9,000	10,500	5,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	2.00%	0.85%	1.15%	1.30%	0.85%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )	13.1	87.6	100.1	7.3	15.6	18.6	10.1	
	Risked GIP (Tcf)	6.1	36.5	264.7	4.4	10.8	1.9	1.2	
	Risked Recoverable (Tcf)	0.7	9.1	79.4	0.4	2.7	0.5	0.1	

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

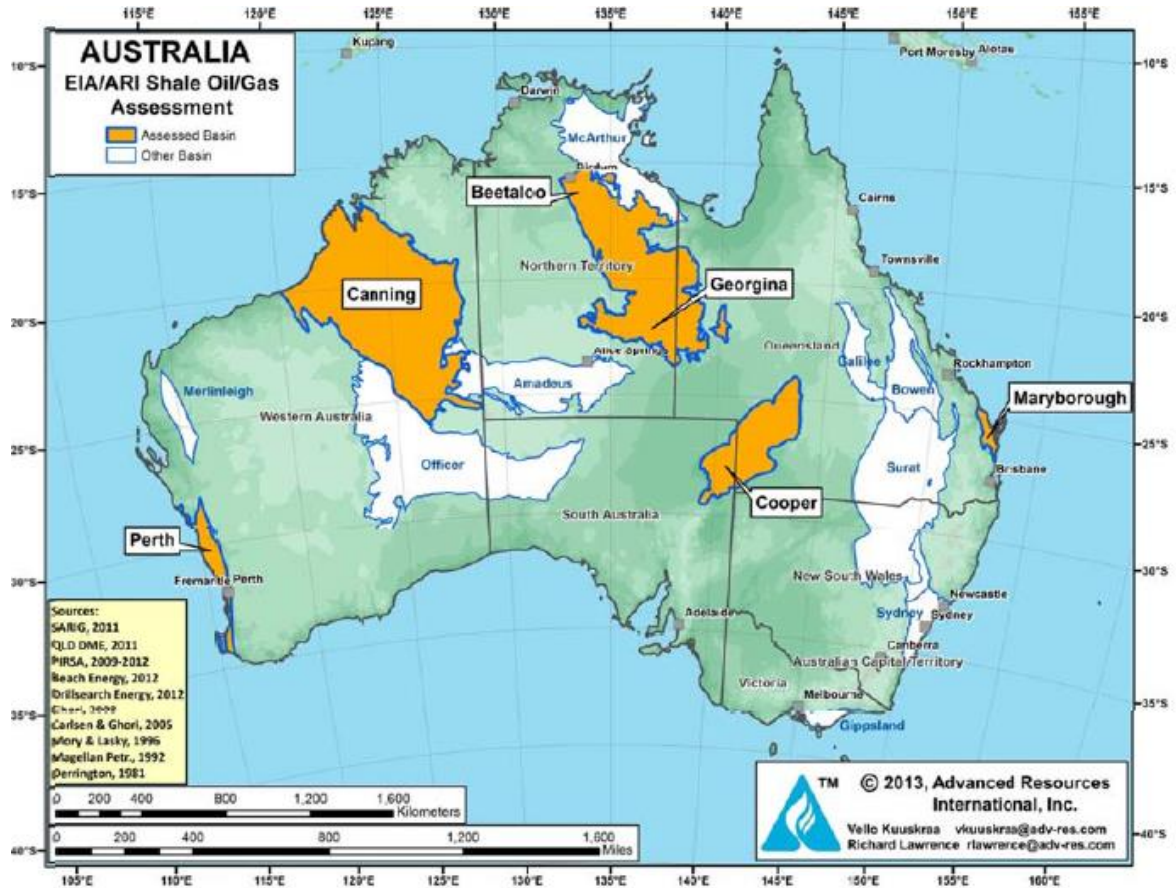
Tabla 11. Propiedades de las formaciones de Shale oil de Australia.

Basic Data	Basin/Gross Area	Cooper (46,900 mi <sup>2</sup> )					Perth (20,000 mi <sup>2</sup> )		Canning (181,000 mi <sup>2</sup> )		
	Shale Formation	Roseneath-Epsilon-Murteree (Nappamerri)		Roseneath-Epsilon-Murteree (Patchawarra)		Roseneath-Epsilon-Murteree (Tenappera)		Kockatea	Goldwyer		
	Geologic Age	Permian		Permian		Permian		L. Triassic	M. Ordovician		
	Depositional Environment	Lacustrine		Lacustrine		Lacustrine		Marine	Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )	625	555	1,010	1,150	200	860	1,030	14,900	19,620	
	Thickness (ft)	Organically Rich	250	500	125	100	225	300	300	1,000	1,300
		Net	150	300	75	60	135	160	160	250	250
	Depth (ft)	Interval	5,000 - 7,000	6,000 - 10,000	7,000 - 9,200	8,000 - 10,000	5,000 - 6,500	3,300 - 15,100	9,200 - 16,500	3,300 - 7,200	7,200 - 10,500
Average		6,000	8,000	8,000	9,000	5,500	9,200	11,000	5,200	8,800	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	5.6%	5.6%	3.0%	3.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	Oil Phase	Oil	Condensate	Oil	Condensate	Oil	Oil	Condensate	Oil	Condensate	
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )	22.5	14.5	11.1	3.0	21.9	18.9	6.1	41.1	10.2	
	Risked OIP (B bbl)	10.5	6.0	6.7	2.1	2.6	9.8	3.8	183.7	60.0	
	Risked Recoverable (B bbl)	0.63	0.36	0.34	0.10	0.13	0.39	0.15	7.35	2.40	

Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

En la figura siguiente se señala la ubicación geográfica de las seis principales cuencas de Australia.

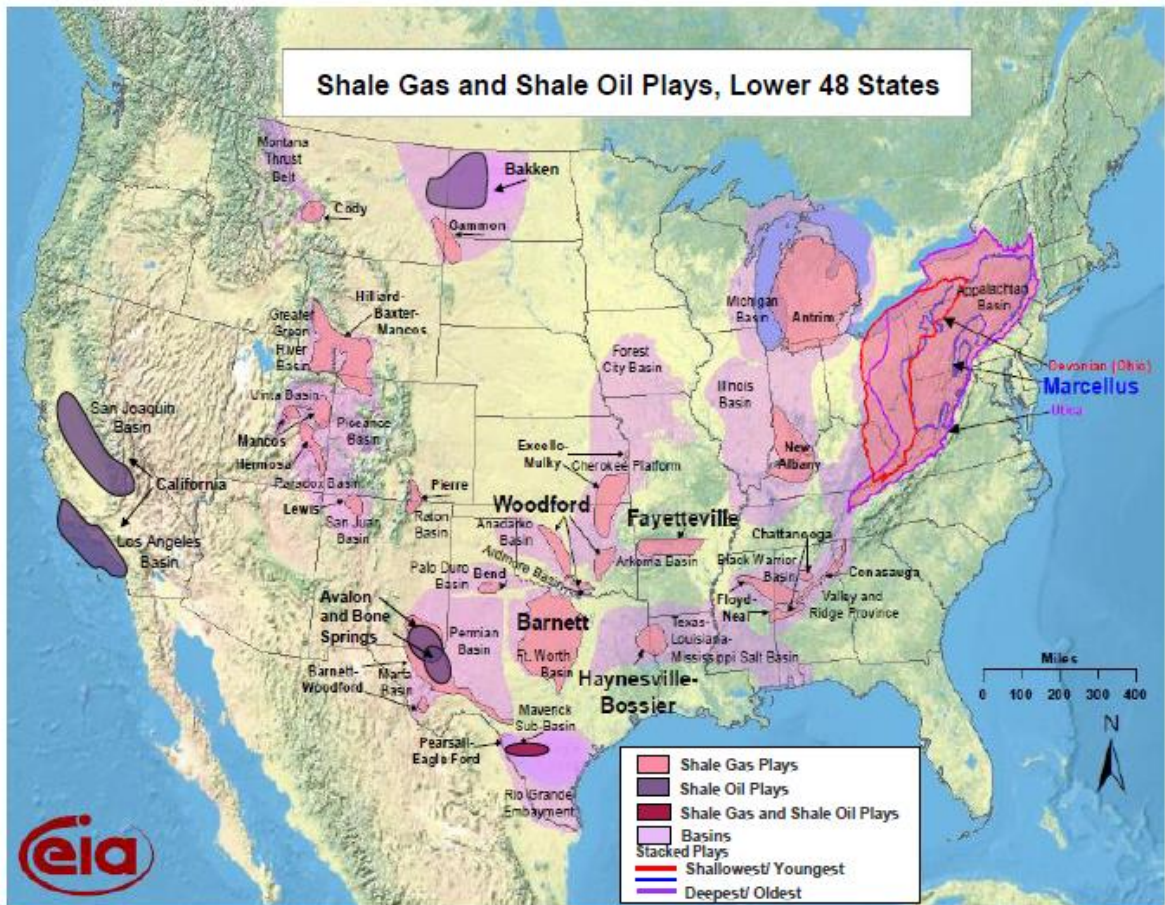
Figura 5. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Australia.



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International, Inc., junio, 2013. P. 1-107.

1.1.6 Estados Unidos: Es el país que más desarrollo tiene en sus formaciones de Shale Plays. En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica de las principales regiones ricas en Shale Plays de Estados Unidos.

Figura 6. Ubicación geográfica de las cuencas de Shale Plays en Estados Unidos.



Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

1.1.6.1 Barnett: Se ubica en las cuencas Fort Worth y Permian en el estado de Texas. Se divide en dos secciones: Core/Tier, que corresponde a la zona que actualmente se encuentra en desarrollo, y la otra sección, cuya zona aún no se ha desarrollado. La siguiente tabla muestra las propiedades generales de la formación.

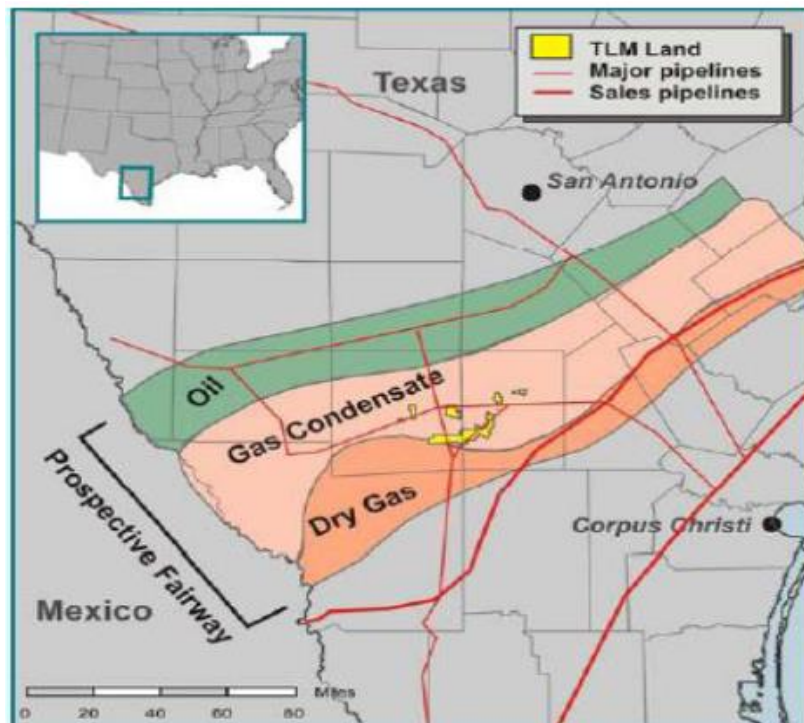
Tabla 12. Propiedades generales de Barnett.

	Active	Undeveloped
Area (sq. miles)	4,075	2,383
EUR (Bcf/ well)	1.6	1.2
Well Spacing (wells/ sq. mile)	5.5	8
TRR (Tcf)	23.81	19.56
Depth (ft)		7,500
Thickness (ft)		300
Porosity (%)		5

Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

1.1.6.2 Eagle Ford: Se sitúa en la cuenca Texas Maverick, contiene altas cantidades de líquidos y se puede dividir en tres zonas: zona de aceite, zona de condensados y zona de gas seco, como lo muestra la siguiente figura.

Figura 7. Delimitación de las zonas en Eagle Ford.



Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

El área de la zona de gas seco se estima en 200<sup>2</sup> millas cuadradas. El área de condensado es de 890<sup>3</sup> millas cuadradas y la zona de aceite se estima en 2233<sup>4</sup> millas cuadradas. Otras propiedades de Eagle Ford se encuentran en la siguiente tabla.

*Tabla 13. Propiedades generales de Eagle Ford.*

	Dry Gas Zone	Condensate Zone	Oil Zone
Area (sq. miles)	200	890	2,233
EUR (Bcf/ well)	5.5	4.5	
EUR (MBO/ well)			300
Well Spacing (wells/ sq. mile)	4	8	5
TRR (BBO)			3.35
TRR (Tcf)	4.38	16.43	

Depth (ft)	7,000
Thickness (ft)	200
Porosity (%)	9
Total Organic Content (% wt)	4.25

*Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.*

1.1.6.3 Woodford: Se localiza en Oklahoma. Este Shale se divide en dos secciones; la zona central se encuentra en la cuenca Ardmore y la zona occidental está en la cuenca Arkoma. Se estima que el área en la cuenca Arkoma es de 2900<sup>5</sup> millas cuadradas y 1800<sup>6</sup> millas cuadradas en la cuenca de Ardmore. La siguiente tabla muestra otras propiedades de Shale Woodford.

<sup>2</sup> EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

<sup>3</sup> Ibid. EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources. P 1-105

<sup>4</sup> Ibid. EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources. P 1-105

<sup>5</sup> Ibid. EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources. P 1-105

<sup>6</sup> Ibid. EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources. P 1-105

Tabla 14. Propiedades generales de Woodford.

	Western	Central
Area (sq. miles)	2,900	1,800
EUR (Bcf/ well)	4.0	1.0
Well Spacing (wells/ sq. mile)	4	4
TRR (Tcf)	19.26	2.95

	Western	Central
Depth (ft)	9,500	5,000
Thickness (ft)	150	250
Porosity (%)	7	6
Total Organic Content (% wt)	6.5	4

Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

1.1.6.4 Bakken: Está en la cuenca Williston en Montana y Dakota del norte. La porción que le corresponde a Estados Unidos del yacimiento tiene 6522<sup>7</sup> millas cuadradas. En la siguiente tabla se exponen algunas de las propiedades del Shale Bakken.

Tabla 15. Propiedades generales de Woodford.

	Active
Area (sq. miles)	6,522
EUR (MBO/ well)	550
Well Spacing (wells/ sq. mile)	1
TRR (BBO)	3.59

Depth (ft)	6,000
Thickness (ft)	22
Porosity (%)	8
Initial Oil Saturation (%)	68

Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

<sup>7</sup> EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

1.1.6.5 Marcellus: Se ubica en la cuenca Appalchian en la parte oriental de los Estado Unidos. Se divide en dos zonas: una desarrollada, con un área de 10622<sup>8</sup> millas cuadradas, y una zona no desarrollada (área sin explorar por parte de las compañías), que alcanza las 84271 millas cuadradas. La siguiente tabla muestra las propiedades de Marcellus.

*Tabla 16. Propiedades generales de Marcellus.*

	Active	Undeveloped
Area (sq. miles)	10,622	84,271
EUR (Bcfe/ well)	3.5	1.15
Well Spacing (wells/ sq. mile)	8	8
TRR (Tcf)	177.90	232.44

Depth (ft)	6,750
Thickness (ft)	125
Porosity (%)	8
Total Organic Content (% wt)	12

*Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.*

1.1.6.6 Haynesville: Se localiza en el oriente de Texas y en el occidente de Luisiana. Posee un área aproximada de 9000<sup>9</sup> millas cuadradas y se divide en dos zonas: una activa en exploración y otra sin exploración. La siguiente tabla muestra las propiedades del Shale Haynesville.

<sup>8</sup> EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

<sup>9</sup> Ibit. EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources

Tabla 17. Propiedades generales de Haynesville.

	Active	Undeveloped
Area (sq. miles)	3,574	5,426
EUR (Bcf/ well)	6.5	1.5
Well Spacing (wells/ sq. mile)	8	8
TRR (Tcf)	53.30	19.41

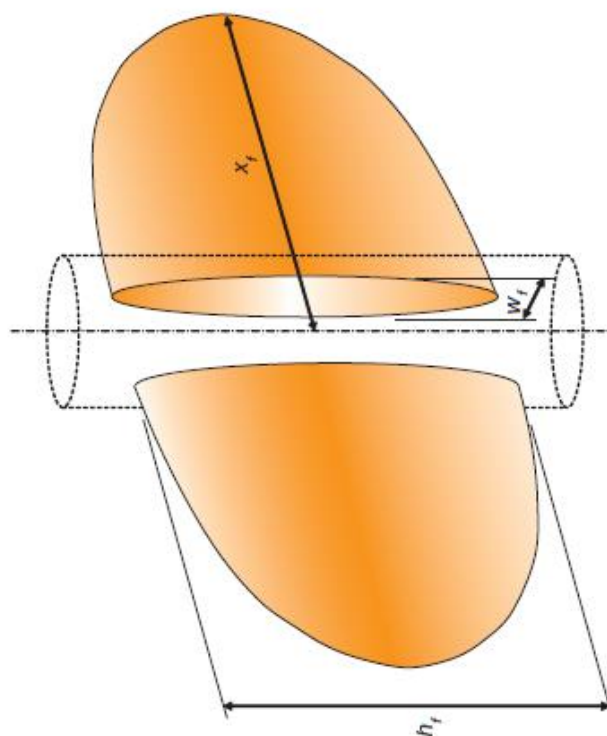
Depth (ft)	12,000
Thickness (ft)	250
Porosity (%)	8.5
Total Organic Content (% wt)	2.25

Fuente: EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

## 1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES.

1.2.1 Fractura hidráulica: En la medida que el fluido de fractura se va inyectando en el yacimiento, se va generando una presión diferencial entre el fluido y la presión original de yacimiento. Cuando el caudal de inyección va aumentando, la presión diferencial también aumenta, lo que genera un esfuerzo que puede exceder la resistencia de la roca llevando así a la generación de la fractura hidráulica. Para que la fractura continúe abierta al disminuir la presión de inyección, es necesario bombear dentro de la fractura un agente apuntalante, llamado propante, que puede ser arena, materiales cerámicos, entre otros. Estos materiales apuntalantes poseen una porosidad y le dan a la fractura su conductividad, sin embargo, hay que tener en cuenta que en el caso de los Shale Plays es más relevante generar fracturas de gran longitud que fracturas de muy alta conductividad. Se muestra a continuación la figura de un modelo elíptico simétrico de una fractura, en la que  $X_f$  es la longitud media de la fractura,  $h_f$  corresponde a la altura y  $w_f$  es el ancho de la fractura.

Figura 8. Modelo elíptico simétrico de una fractura hidráulica.



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.

1.2.2 Presión de inyección: “También conocida como la presión en cabeza (WHP), presión de tratamiento en superficie (STP) o simplemente como la presión de tratamiento”<sup>10</sup>. Es la presión a la cual las bombas están actuando durante el fracturamiento.

1.2.3 Módulo de Young: Es definido como el ratio del esfuerzo sobre la deformación, es una medida que indica que tanto un material puede deformarse elásticamente producto de un esfuerzo. Rocas con un alto módulo de Young requieren más energía para fracturarlas hidráulicamente. En esas formaciones las fracturas tienden a ser estrechas, ya que estas

<sup>10</sup> ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.

rocas se pueden considerar como duras. Sin embargo, existen rocas con módulos de Young bajos que requieren menos energía para la generación de la fractura por lo que se les conoce como suaves.

- 1.2.4 Etapa de fracturamiento: una etapa puede definirse como una parte o sección de una estimulación. Cada etapa es estimulada por separado para que cumpla con las características (presión de inyección, concentración de propante, caudal de inyección, entre otras) necesarias en dicha sección.
  
- 1.2.5 Volumen de yacimiento estimulado (SRV): Cuando se trata de yacimientos de Shale Plays el concepto de radio de drenaje no es muy aplicado ya que en estas formaciones es necesario crear una red de fracturas que permitan el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo. Por tal motivo, se usa preferiblemente, el concepto volumen de yacimiento estimulado, el cual corresponde a la zona del yacimiento que ha sido fracturada, apuntalada y que por consiguiente va a aportar a la producción.
  
- 1.2.6 Espaciamiento entre pozos: En las técnicas Simul-Frac, Zipper y Zipper Modificado, con las que se perforan pozos paralelos a la misma profundidad, la variable espaciamiento entre pozos corresponde a la distancia promedio entre las dos secciones horizontales de los pozos. Para el caso de la técnica multilateral, este espaciamiento hace referencia a la distancia vertical que hay entre las dos secciones horizontales de los pozos.
  
- 1.2.7 Caudal de inyección: Corresponde al volumen de fluido de fractura por unidad de tiempo que entregan las bombas que realizan la estimulación. Está relacionado con la presión de inyección que logra la presión diferencial necesaria para fracturar la formación.

1.2.8 Longitud lateral de los pozos: Corresponde a la sección horizontal de los pozos estimulados. Esta variable es importante porque la perforación horizontal permite el aumento en el área de contacto con el yacimiento.

### 1.3 FLUIDOS DE FRACTURA

Es uno de los componentes esenciales para que un fracturamiento hidráulico sea exitoso. Los requerimientos, aditivos y funciones dependen de cada estimulación. Su función es generar la red de fracturas por medio de su inyección a alta presión y transportar el propante al interior de la fractura para que esta continúe abierta al detener el bombeo de fluido. A continuación se nombran los distintos tipos y aditivos de los fluidos de fractura.

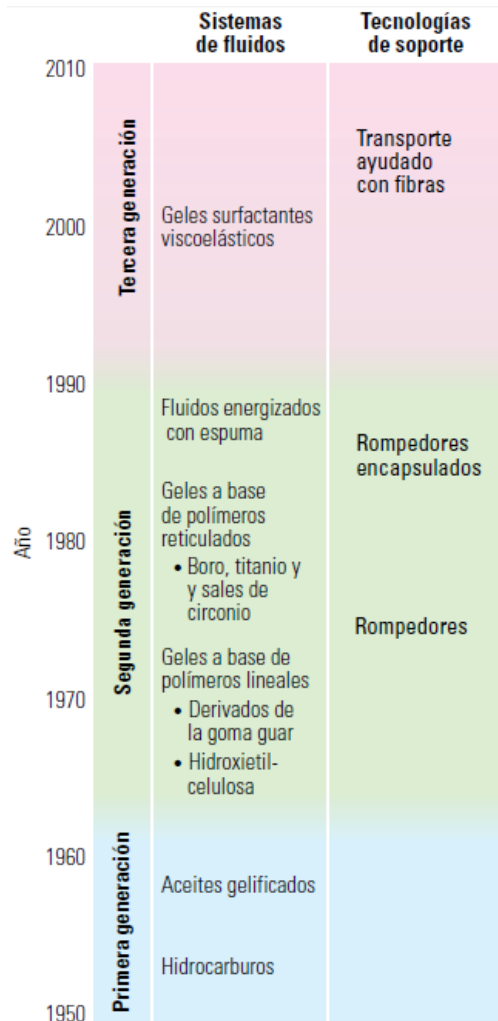
1.3.1 Fluidos de fractura base agua: Es el fluido base más usado en las estimulaciones a nivel mundial, ya que en la mayoría de las áreas el agua está disponible aunque la calidad no sea siempre la adecuada para la estimulación. A estos fluidos se añaden reductores de fricción para disminuir el caballaje de las bombas, y la reología se controla por medio de polímeros. Algunos aditivos agregados a los fluidos base agua son:

- Crosslinked: Es la forma más rentable y efectiva de aumentar la viscosidad del fluido.
- Rompedores: Los reductores de fricción pueden generar daños en las formaciones de Shale Plays. Para remediar este problema se usan rompedores con el propósito de que la menor cantidad de polímero quede dentro de la fractura después de la colocación del propante. La degradación de la goma Guar puede hacerse con oxidación y encimas rompedoras.

- 1.3.2 Base aceite: Son preparados usando metales alcalinos o sales de aluminio carboxilatos, que se dispersan en hidrocarburos refinados como gasolina, diésel y kerosene.
- 1.3.3 Energizados: Son aquellos en los que se usa  $N_2$  o  $CO_2$  para disminuir la cantidad de líquidos que se introducen en la formación. Esto mejora la recuperación del fluido de fractura. Cabe destacar que se consideran fluidos energizados, aquellos cuyo medio energizante es menor al 53% del volumen total de fluido.
- 1.3.4 Espumas y emulsiones: En el caso de los fluidos de fractura, son aquellos que poseen más de un 53% en volumen de  $N_2$  o  $CO_2$ . La alta viscosidad de las espumas ayuda a controlar las pérdidas de fluido.

La siguiente figura muestra la evolución que en el tiempo han tenido los fluidos de fractura.

Figura 9. Evolución de los fluidos de fractura.



Fuente: GILLARD, Matt, et al. *Fracturamiento con canales de flujo abiertos: una vía rápida para la producción*. *En: Oilfield Review*, marzo, 2012. Vol. 23, no. 3, p. 4-17.

1.3.5 Composición de los fluidos de fractura: Los fluidos de fractura pueden tener en mayor o menor proporción los siguientes aditivos:

- Ácidos
- Biosidas
- Rompedores
- Estabilizadores de arcilla
- Inhibidores de corrosión

- Crosslinker
- Reductores de fricción
- Geles
- Controladores de PH
- Surfactantes

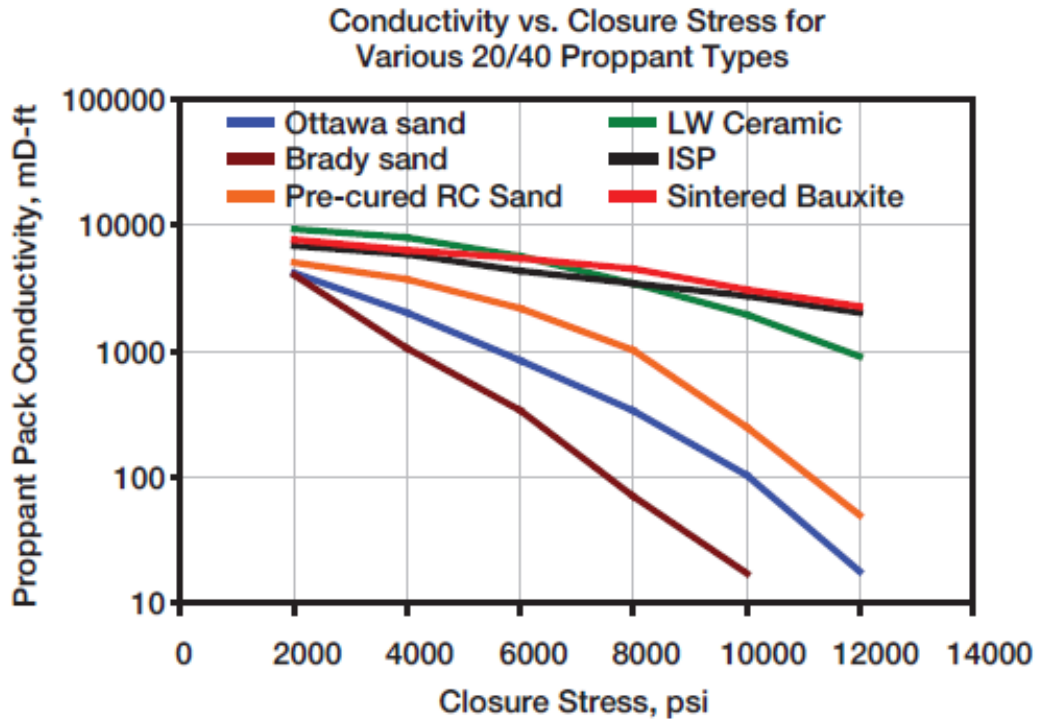
#### 1.4 PROPANTES

Es el agente encargado de mantener la fractura abierta cuando se termina el bombeo de fluido. También se encarga de darle la porosidad y conductividad a la red de fracturas generadas durante la estimulación. Hay que señalar que se usa arena natural cuando los propantes van a estar sometidos a esfuerzos de cierre menores a 6000<sup>11</sup> psi, es decir, profundidades cercanas a los 8000 ft y los materiales cerámicos son usados para fracturas que van a estar sometidas a presiones de cierre mayores a 6000 psi. La conductividad del propante está afectada en gran medida por los esfuerzos a los cuales es sometido; la siguiente figura muestra la reducción en la conductividad para distintos tipos de propantes al aumentar los esfuerzos.

---

<sup>11</sup> ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.

Figura 10. Disminución de la conductividad del propante.



Fuente: *ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.*

A continuación se describen cada uno de los propantes.

1.4.1 Arenas: Entre las de mayor calidad se encuentra la arena Ottawa, que es la más usada en la industria de los hidrocarburos. Esta arena se caracteriza porque sus granos son de color claro y porque están formados por cuarzo (monocristalinos), lo que conduce a una mayor resistencia al esfuerzo por grano. En la siguiente figura es posible apreciar los granos de la arena Ottawa.

*Figura 11. Granos de la arena Ottawa.*



*Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.*

Brady es otro tipo de arena natural que se distingue de la arena Ottawa por ser más oscura. Es la menos costosa de los propantes. Su estructura es policristalina de forma angular y posee más impurezas. Normalmente está disponible en tamaños 8/12 o 20/40 mesh. La siguiente figura muestra los granos de la arena Brady.

*Figura 12. Granos de la arena Brady.*



*Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.*

1.4.2 Cerámicos: La Bauxita fue el primer propante cerámico de alta resistencia. Este propante contiene corundum, uno de los materiales más duros que se conocen. Se usa en pozos profundos de grandes esfuerzos o en condiciones de elevadas. Gracias a su fabricación posee muy buenas características de redondez y esfericidad. Debido a su costo, su uso se limita a ambientes de esfuerzos superiores a 10000<sup>12</sup> psi. Los cerámicos están disponibles en tamaños que van desde los 12 hasta los 70 mesh. La siguiente figura muestra los propantes cerámicos de Bauxita.

*Figura 13. Distribución de partículas de un propante base Bauxita.*



*Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.*

Otro propante cerámico es el de resistencia intermedia (ISP), el cual soporta esfuerzos entre 8000 psi y 12000 psi. Tiene una gravedad específica de 2,9 a 3,3. En el mercado está disponible en tamaños que varían entre 16 mesh y 70 mesh.

---

<sup>12</sup> ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.

Es necesario resaltar que los propantes de bajo peso molecular constituyen otra alternativa. Están compuestos de un silicato de alúmina de gran dureza, y su gravedad específica es de aproximadamente 2,72. Estos agentes de sostén se caracterizan por su alta resistencia, su gran esfericidad y por su distribución homogénea en el tamaño del grano. Dichos factores facilitan que el propante aumente su conductividad. Los propantes de bajo peso molecular se usan en ambientes de esfuerzos entre 6000 psi y 10000 psi. Se comercializan en tamaños entre los 12 mesh y 70 mesh. La siguiente figura muestra los granos de este tipo de propante.

*Figura 14. Distribución de partículas de un propante cerámico de bajo peso.*



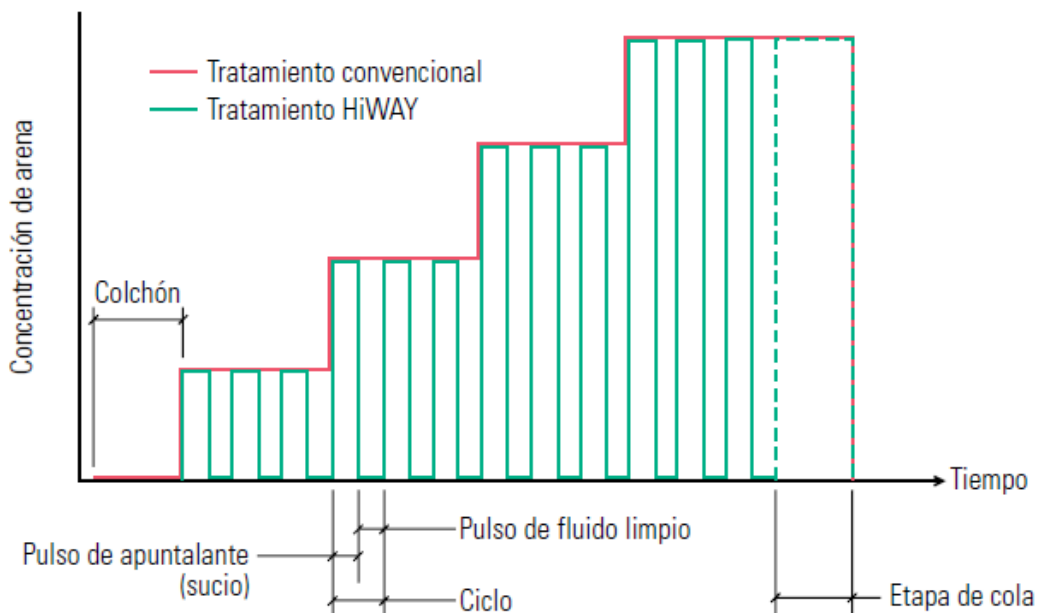
*Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.*

## 2 DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

### 2.1 CHANNEL FRACTURING O HIWAY

Un fracturamiento convencional consiste básicamente en la inyección de fluidos en dos etapas de flujo. La primera es llamada etapa de colchón, en la que el fluido libre de propante es inyectado a un caudal y presión tal para generar la fractura. En la segunda etapa, conocida como etapa de lechada de propante, se ubica el material apuntalante en la fractura, lo que permite que los canales permanezcan abiertos. En la técnica Channel Fracturing se deben crear empaques de propante que formen pilares dentro de la fractura. Para lograrlo es necesario que la segunda etapa de flujo consista de pulsos alternados de fluido cargado y libre de propante; como se observa en la figura siguiente.

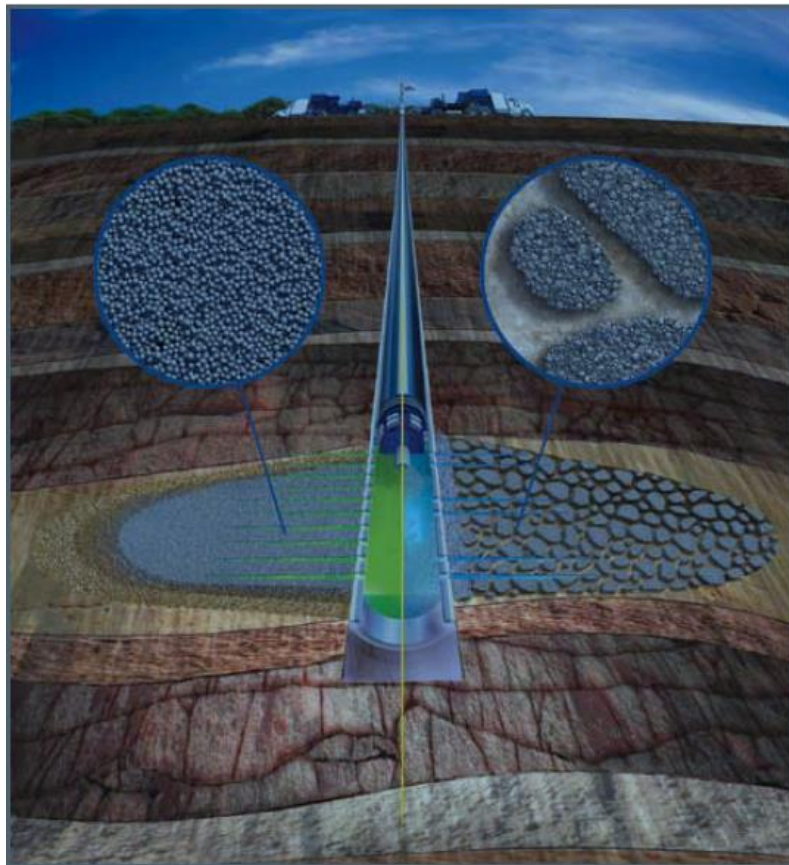
Figura 15. Comparación entre la técnica de fracturamiento convencional (línea roja) y Channel Fracturing (línea verde).



Fuente: GILLARD, Matt, et al. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: una vía rápida para la producción. *En: Oilfield Review*, marzo, 2012. Vol. 23, no. 3, p. 4-17.

Un parámetro fundamental para el éxito de la técnica es la estabilidad de los tapones de propante, puesto que con el tiempo estos tienden a dispersarse. El uso de fibras de aleaciones con memoria, tanto en los pulsos limpios como en los pulsos cargados de propante, soluciona el problema de dispersión del tapón. De esta manera, se generan canales de flujo abiertos como se presenta a continuación. (En el Anexo A. Channel\_Fracturing.mp4 se hace da a conocer la forma interactiva en que se presenta la información tanto teórica como de datos y las observaciones de los casos de aplicación de la técnica.)

*Figura 16. Distribución del propante dentro de las fracturas generadas en una estimulación convencional (izquierda) y Channel Fracturing (derecha).*



*Fuente: GILLARD, Matt, et al. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: una vía rápida para la producción. En: Oilfield Rieview, marzo, 2012. Vol. 23, no. 3, p. 4-17.*

## 2.2 FRACTURAMIENTO MULTITETAPAS

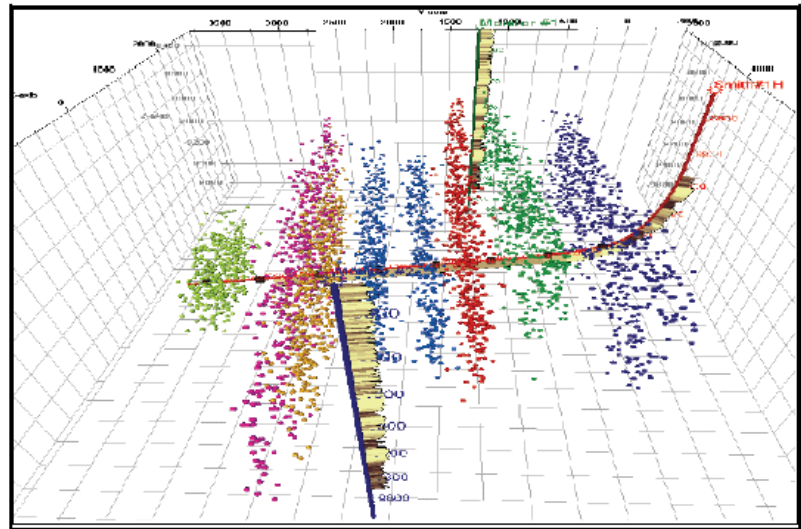
El fracturamiento hidráulico multietapas es la técnica de estimulación más usada en yacimientos de Shale Plays. Con el fin de optimizar los procesos, se han hecho modificaciones en esta técnica ya sea en el completamiento (sistemas hueco abierto), en los fluidos (inyección por etapas) o en el propante (uso de cerámicos). Con el fin de aumentar el volumen de yacimiento estimulado (SRV), aumentar la conductividad de las fracturas hidráulicas, lo que al final va a repercutir de forma positiva en la producción. Algunos<sup>13</sup> factores que afectan un fracturamiento multietapas son:

2.2.1 Efecto del tipo de formación: En la siguiente figura se muestra, a partir de análisis microsísmicos, el comportamiento de las fracturas hidráulicas en dos formaciones no convencionales: una de arenas apretadas (arriba) y otra de Shale (abajo). En este sentido, las fracturas más complejas se generan en las formaciones de Shale.

---

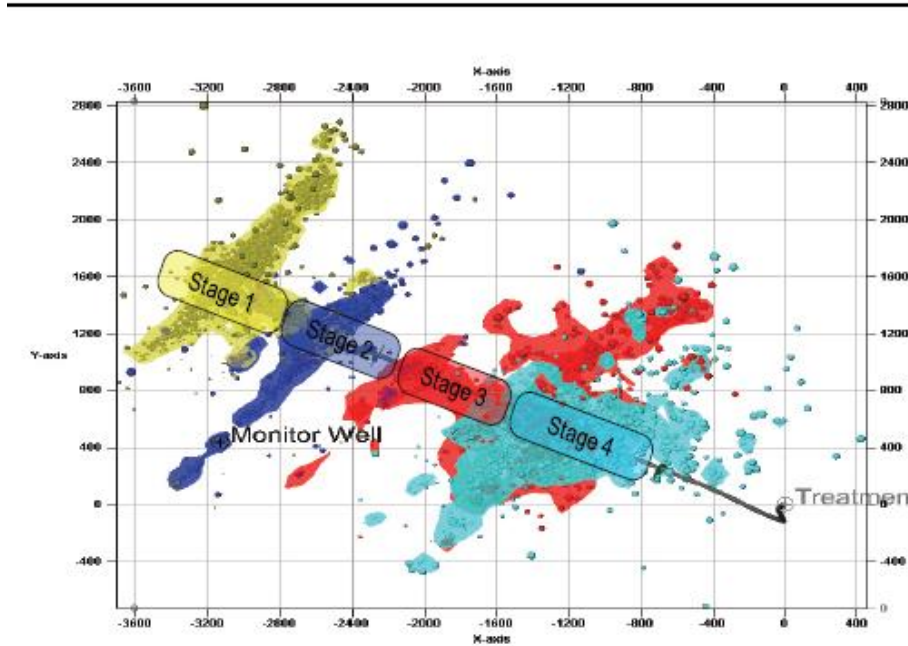
<sup>13</sup>FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

Figura 17. Resultados microsísmicos de un fracturamiento en una arena apretada.



Fuente: FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

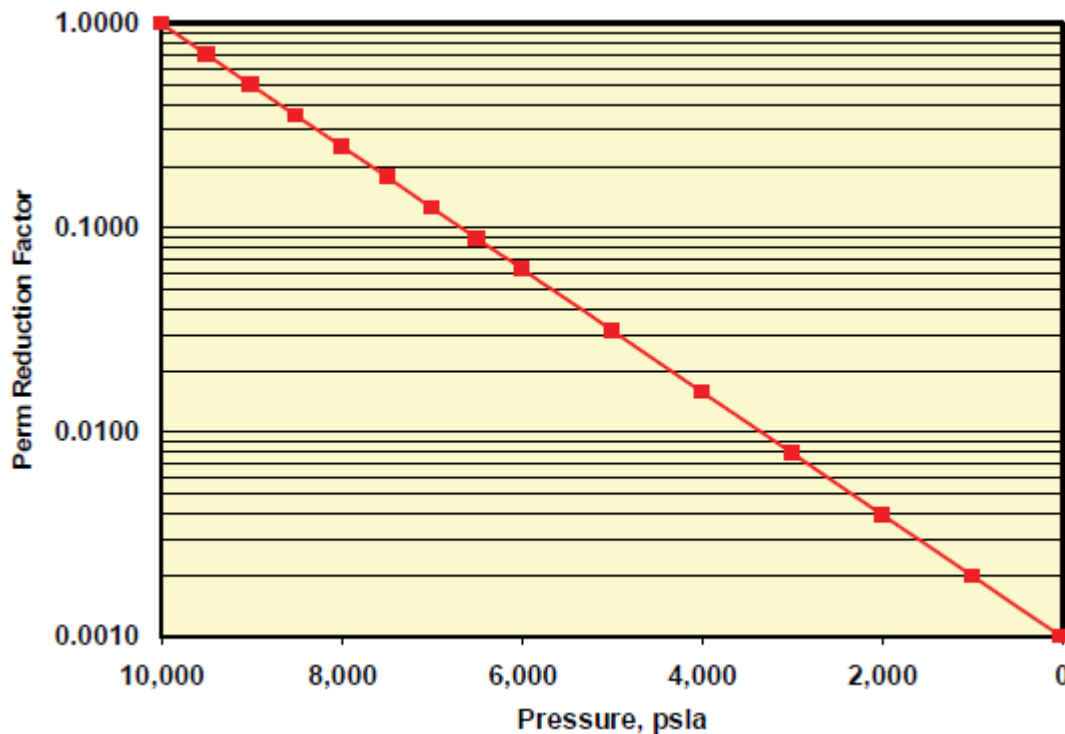
Figura 18. Resultados microsísmicos de un fracturamiento en un Shale.



Fuente: FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

2.2.2 Efecto del esfuerzo de sobrecarga: La siguiente figura corresponde a un consolidado de Haynesville acerca del comportamiento de la reducción de permeabilidad de la fractura hidráulica generada al ser sometida a diversos esfuerzos de sobrecarga debido a factores como: el rompimiento del propante en formaciones muy duras, los problemas de Embedment en formaciones dúctiles y la migración de finos. Estos factores llevan a la reducción de la producción con el tiempo.

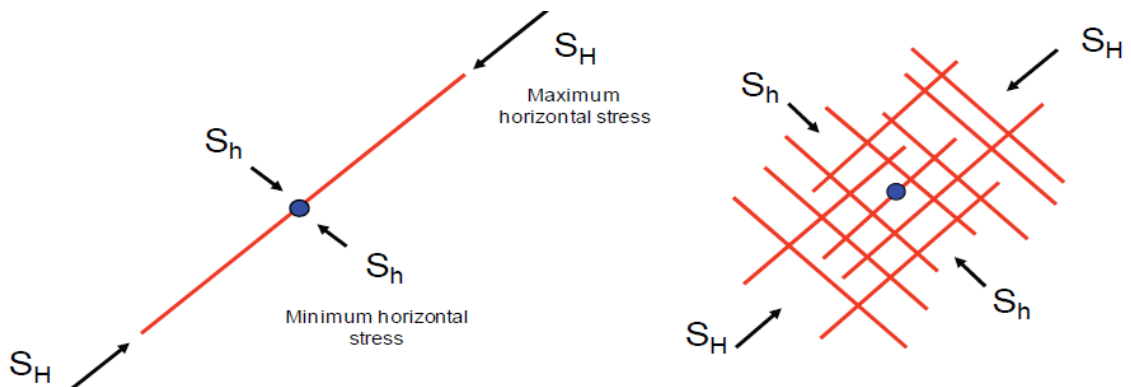
*Figura 19. Reducción de la permeabilidad con el aumento en el esfuerzo de sobrecarga.*



Fuente: FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. *En*: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

2.2.3 Efecto de la anisotropía de esfuerzos: Se observa que en secciones con alta anisotropía de esfuerzos, los eventos sísmicos generan fracturas estrechas, largas y rectas. Por el contrario, en escenarios de baja anisotropía de esfuerzos y poca actividad sísmica. Se observan redes de fracturas de un acho mayor como se observa en la siguiente figura.

Figura 20. Comportamiento de las fracturas según la actividad sísmica.



Fuente: FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

Teniendo en cuenta los factores anteriores y los resultados de los tratamientos multietapas, se recomiendan múltiples clusters para crear regiones con redes de fracturas complejas cerca de la cara del pozo. Se sugiere también el uso de propantes de varios tamaños los cuales tienen funciones específicas. Así,<sup>14</sup> el propante de 100 mesh se ubica dentro de las fracturas más pequeñas aportando a la el permeabilidad promedio, y los propantes tamaño 20/40 o 40/70 mesh permanecen en las fracturas principales. El Anexo B. Multietapas.mp4 muestra basado en un mapa conceptual, la descripción teórica y los casos de aplicación de la técnica multietapas.

<sup>14</sup> FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

## 2.3 FRACTURAMIENTO MULTILATERAL

La técnica de fracturamiento multilateral facilita la explotación de yacimientos de Shale Plays que por su espesor y heterogeneidad requieren diseños específicos para el fracturamiento de cada sección. Al perforar dos secciones horizontales a partir de un pozo vertical se reducen los costos y los requerimientos en superficie, además con estas prácticas se aumenta el volumen de yacimiento estimulado. Esta técnica es útil ya que proporciona soluciones a ciertas operaciones que tienen limitaciones en superficie para llevarse a cabo.

Ahora bien, aunque la operación de fracturamiento multilateral se enfoca en la perforación, es necesario el uso de uniones temporales nivel 5 (L5) para estimular las secciones horizontales. Estas uniones son empleadas para dar sello a altas presiones y lograr así el fracturamiento. A causa de lo anterior, se afirma que los acoples de herramientas convierten al fracturamiento multilateral en una técnica diferente a las de perforación y cementación. Cabe destacar que un pozo multilateral puede acomodarse a cualquier tipo y programa de fracturamiento con presiones superiores a los 12.500 psi y con aislamiento completo de las juntas laterales, usando equipos y técnicas convencionales.

### 2.3.1 Ventajas de los pozos multilaterales.

- Teniendo en cuenta la perforación de los pozos verticales, revestimiento y cementación, un pozo multilateral reemplaza el costo de dos pozos convencionales. Casos históricos han mostrado reducciones en costos de hasta un 50%<sup>15</sup>.
- Se requieren menos facilidades de superficie.

---

<sup>15</sup> DOUG, G, et al. Discrete Fracturing of a Deep, Unconventional Shale Play Using Multilateral Technology. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (6-8, febrero, The woodlands, Estados Unidos). Halliburton Energy Services, 2012. P. 1-14.

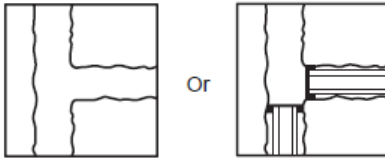
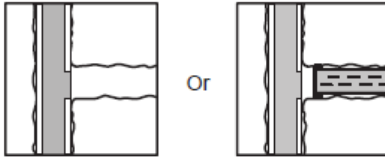
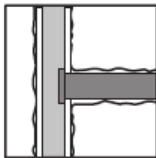
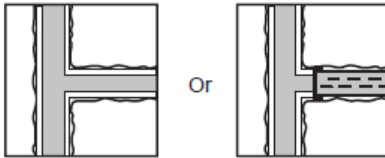
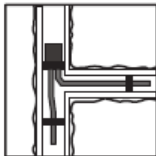
- Se obtienen mayores eficiencias operacionales al disminuir los costos de perforación, taladros de workover, unidades Coiled Tubing, y facilidades para el fracturamiento.
- Reducción del tiempo en pozo cuando se perfora o cuando se completa de forma multilateral.
- Reducción de permisos, pozos, costos de limpieza y tiempo por sitio lo que produce una disminución de los impactos en el medio ambiente.
- Menor tiempo al perforar pozos multilaterales en comparación con pozos separados. Esto genera una mejor utilización de la mano de obra y un eficiente empleo de los recursos.

2.3.2 Descripción de las uniones laterales<sup>16</sup>: En los yacimientos de Shale Plays las secciones laterales son construidas en uniones nivel 2 (L2), nivel 3 (L3) o nivel 4 (L4) y en ocasiones por uniones nivel 5 (L5) para el completamiento en fracturamientos selectivos en cada zona lateral. Estas uniones se muestran en la siguiente figura.

---

<sup>16</sup> CAVENDER, Travis, et al. Interfacing Fracturing and Sand Control Completion Strategies into Multilateral Technology; Considerations and Solutions. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas.

Figura 21. Clasificación de los tipos de uniones para pozos multilaterales.

Level	Description	Illustration
1	Open/Unsupported Junction Barefoot mother-bore & lateral or slotted liner hung-off in either bore	
2	Mother-Bore Cased & Cemented* Lateral Open Lateral either barefoot or with slotted liner hung-off in open hole	
3	Mother-Bore Cased & Cemented* Lateral Cased But Not Cemented Lateral liner 'anchored' to mother-bore with a liner 'hanger' but not cemented	
4	Mother-Bore & Lateral Cased & Cemented* Both bores cemented at the junction	
5	Pressure Integrity at the Junction (Cement is NOT acceptable) Achieved with the completion	

Fuente: CAVENDER, Travis, et al. Interfacing Fracturing and Sand Control Completion Strategies into Multilateral Technology; Considerations and Solutions. *En*: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (15-17, abril, Jakarta, Indonesia). Halliburton Energy Services, 2003. P. 1-14.

○ *Uniones nivel 2 (L2)*

Es la unión de una sección lateral a hueco abierto con un pozo vertical principal revestido y cementado. En ocasiones, la zona lateral puede tener un linner que ayude a soportar el pozo. La unión pozo principal-sección lateral permanece expuesta a la formación que rodea el área de unión. Este arreglo no proporciona aislamiento al flujo y/o integridad de la presión a través de la unión. Las uniones

nivel 2 (L2) son muy comunes en carbonatos o formaciones estables de Shale donde el control de arena no es un problema.

- *Uniones nivel 3 (L3)*

Inicialmente es igual a la unión L2, ya que ambas se derivan de un pozo vertical revestido y cementado. La diferencia radica en que la sección lateral posee un revestimiento ranurado que va ensamblado al pozo principal mediante colgadores. El colgador no provee aislamiento positivo a través de la unión; éste conecta efectivamente el completamiento lateral con el principal. Hay que decir que esta clase de unión puede tener algunas restricciones debido al ID del colgador, que pueden dificultar algunos requerimientos del completamiento. Es ideal para la producción de carbonatos o areniscas, en las que el aislamiento de la presión a través de la unión no es requerida.

- *Uniones nivel 4 (L4)*

Las uniones tipo L4 comienzan como una extensión lateral del revestimiento y del cemento del pozo principal. En este sentido, el cemento actúa como una barrera para el flujo pero no puede considerarse un sello hidráulico; una vez el liner lateral es cementado, los residuos laterales dentro del pozo principal son removidos usando washover y técnicas de recuperación. Este tipo de uniones se usa en zonas de baja presión y en zonas donde el aislamiento de líquidos y sólidos puede hacerse por medio de cemento.

- *Uniones nivel 5 (L5)*

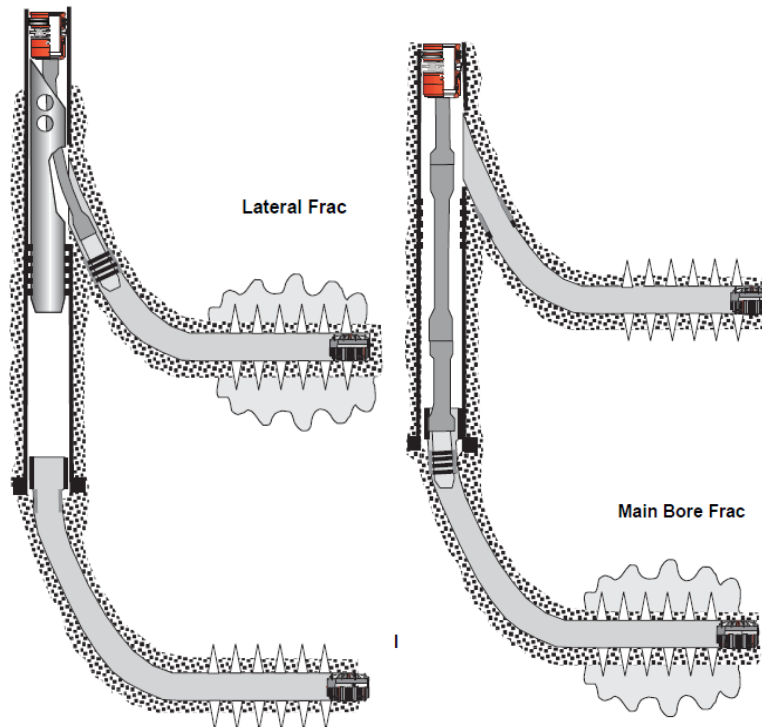
Esta unión se describe, generalmente, como un sello a presión a través de la unión estabilizada por el equipo de completamiento. Empaques o sellos de pozo son usados en conjunto con una sarta doble de tubería (tubing) para obtener un sello de presión de tres vías. La configuración del completamiento puede generar segregados o flujo a superficie. Esta clase de uniones es adecuada en instalaciones que exigen un alto diferencial de presión o en formaciones que requieren sello para

aislar el flujo de fluidos o sólidos. Con la utilización de uniones L5, la tecnología multilateral deja de ser una técnica de perforación y completamiento para convertirse en una técnica de fracturamiento como tal, debido a que esta no fue diseñada para producir sello a través de la vida productiva de los pozos, sino para ser aplicada en aislamiento temporal, en operaciones para el control de arena y en estimulaciones a alta presión.

En el diseño de un fracturamiento hidráulico se requieren caudales específicos para obtener resultados óptimos, de forma general para controlar las pérdidas de fluido en los trabajos de estimulación, se bombea a fondo por medio de tubería de trabajo o tubing. En algunos escenarios se ubican sellos o empaques debajo de la unión usando tapones de puente recuperables.

Si la estimulación es para ser bombeada por el casing (figura siguiente) son necesarios un sistema de empaques hidráulicos y un ensamble de sellos tailpipe; en la zona lateral sellos PBR (polished bore receptable) son necesarios.

Figura 22. Uniones usadas en casing-fracturing.

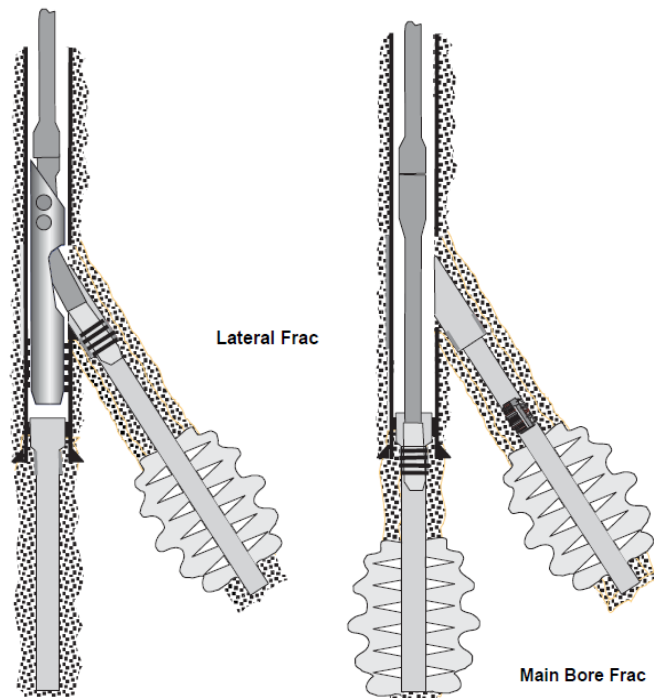


Fuente: CAVENDER, Travis, et al. Interfacing Fracturing and Sand Control Completion Strategies into Multilateral Technology; Considerations and Solutions. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (15-17, abril, Jakarta, Indonesia). Halliburton Energy Services, 2003. P. 1-14.

Si en la estimulación el fluido es bombeado por medio de tubería de trabajo, como se mostrará a continuación, se une un ensamble de sellos a la tubería de trabajo. También un sello tipo PBR se puede ubicar en la zona lateral o en el pozo principal según se requiera.

En el Anexo C. Multilateral.mp4 se muestra de forma didáctica la descripción teórica y los casos de aplicación de la técnica multilateral de fracturamiento hidráulico.

Figura 23. Uniones usadas en tubing-fracturing



Fuente: CAVENDER, Travis, et al. Interfacing Fracturing and Sand Control Completion Strategies into Multilateral Technology; Considerations and Solutions. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (15-17, abril, Jakarta, Indonesia). Halliburton Energy Services, 2003. P. 1-14.

## 2.4 SIMUL-FRAC

Es una técnica en la que secciones adyacentes de un yacimiento son fracturadas hidráulicamente, al mismo tiempo, en mínimo dos pozos, que son perforados en el sentido del esfuerzo horizontal mínimo. Algunos (pero no todos) son perforados a la misma profundidad. Los pozos son estimulados en sentido "Toe to Heel" por etapas de forma simultánea. El objetivo es ubicar las fracturas hidráulicas lo más cerca una de otra para tomar ventaja de la región de esfuerzos tensiles cerca al perímetro de la fractura.

#### 2.4.1 Condiciones para la generación de redes complejas de fracturas en Barnett<sup>17</sup>:

- Fracturas ortogonales regionales tensiles.
- Bajos esfuerzos horizontales y anisotropía de esfuerzos.
- Baja relación de Poisson (adecuado para fracturar)
- Extremadamente baja permeabilidad

#### 2.4.2 Factores externos que crean redes de fracturas complejas<sup>18</sup>:

2.4.2.1 Alta presión: Debido a la pérdida de fluido (leak off), este debe ser bombeado a alta presión y a altos caudales. El aumento de presión neta durante el fracturamiento ha sido vinculado con el incremento de la red de fracturas en algunos Shales. Aunque se debe tener en cuenta que una presión hidráulica mayor que el esfuerzo principal máximo en el yacimiento puede alterar la orientación de la fractura y conectar fracturas naturales.

2.4.2.2 Múltiples Clusters: las fracturas de diferentes clusters pueden afectar a otros clusters. La forma de la sombra (shadows) de esfuerzos en una región entre estos altera la extensión del plano de la fractura. En consecuencia, el espaciamiento entre clusters no deber ser tan pequeño, puesto que, puede evitar una fuerte sombra de esfuerzos e inhibir una o más fracturas en crecimiento.

2.4.2.3 Re-estimulación: Se utiliza comúnmente cuando los esfuerzos en la formación han cambiado, desde tratamientos previos hasta la producción, así, re-estimulaciones con altas presiones pueden cambiar el sistema de fracturas, generando fracturas más cercanas, abiertas y nuevos rendimientos de fracturas.

---

<sup>17</sup> ZHOU, Desheng y HE, Pei. Major Factors Affecting Simultaneous Frac Results. En: SPE Production and Operations Symposium (1 – 5, mayo: Oklahoma, Estados Unidos). Xian Petroleum University, 2015. P. 1-14.

<sup>18</sup> Ibid. ZHOU, Desheng y HE, Pei. Major Factors Affecting Simultaneous Frac Results

- 2.4.2.4 Fracturamientos simultáneos: El éxito se debe a cambios en los esfuerzos locales.
- 2.4.2.5 Cambios en el caudal de bombeo: Estos cambios causan alteraciones de presión. Tratamientos pulsantes son usados para mejorar la red de fracturas
- 2.4.2.6 Alteraciones del fluido de fractura: Cambios en la capacidad de suspensión de los fluidos debido al bombeo de diferentes fluidos puede conectar fracturas formadas por fluidos viscosos y desviar fluidos SlickWater para abrir las nuevas fracturas.
- 2.4.2.7 Penetración del fluido: fluidos tipo SlickWater son usados en la formación de redes complejas de fracturas por la penetración dentro de las nuevas redes formadas. Una mayor penetración de fluido ayuda a conectar fracturas naturales y así formar redes densas de fracturas.
- 2.4.3 Factores que afectan el espaciamiento entre fracturas<sup>19</sup>: El costo incremental asociado a la creación de un denso sistema de fracturas, la productividad obtenida por dicha red de fracturas y la posibilidad física de propagar hidráulicamente las fracturas que están próximas unas de otras son los factores que influyen en el espaciamiento de las fracturas, que puede ser determinado así:

$$\Delta\sigma = E \left( \frac{W}{b} \right)$$

Donde:

E = Modulo de Young

W = Ancho de la fractura hidráulica

b = Espaciamiento entre las fracturas hidráulicas.

---

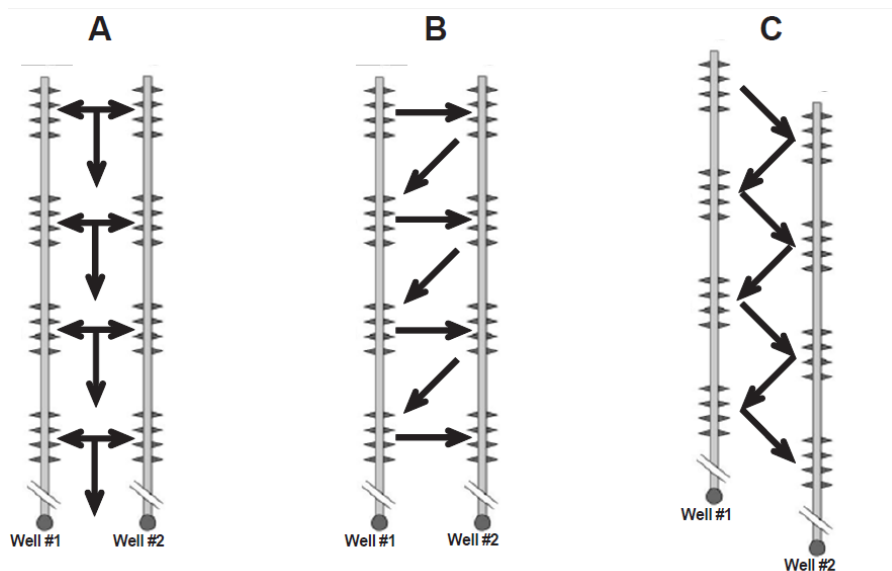
<sup>19</sup> WATERS, George, et al. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (19 – 21, enero: The Woodlands, Estados Unidos). Schlumberger, 2009. P. 1-22.

En la medida que disminuye el espaciamiento entre las fracturas los esfuerzos necesarios para generar la fractura aumentan dramáticamente. Otro factor que afecta la separación de las fracturas es la rigidez de la roca. Es importante tener en cuenta que los Shales ricos en materia orgánica normalmente tienen relativamente bajo módulo de Young si se comparan con los yacimientos convencionales de baja permeabilidad. El Anexo D. Simul\_Frac.mp4 se muestra por medio de mapas conceptuales interactivos la descripción teórica de la técnica y los casos de aplicación.

## 2.5 ZIPPER Y ZIPPER MODIFICADO

La técnica Zipper-Frac consiste en la estimulación secuencial de pozos paralelos. Gracias a la perturbación de los esfuerzos en las fracturas de cada uno de los pozos se crea una red de fracturas compleja y densa lo cual aumenta el SRV. En la siguiente figura se muestra un esquema de las técnicas *Simul-frac*, *Zipper* y *Zipper modificado*.

Figura 24. Esquemas de las estimulaciones tipo *Simul*, *Zipper* y *Zipper modificado*



SANCHEZ, Marisela, et al. *Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fractura "Complexity"*. En: *International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing* (mayo: Brisbane, Australia), 2013. P. 1-34.

Teniendo en cuenta la figura anterior se describen cada una de las técnicas.

2.5.1 Simul-Frac (A): Estimulación de dos o más pozos paralelos de forma simultánea. También se mejora la estimulación de las fracturas naturales.

2.5.2 Zipper-Frac (B): Operación secuencial en la que el campo residual de esfuerzos, producto de la estimulación de cada una de las etapas del pozo 1, es aprovechado para mejorar la estimulación de las fracturas hidráulicas en la estimulación de las etapas del pozo 2.

2.5.3 Zipper Modificado (C): Las fracturas son diseñadas de manera tal que no queden una frente a la otra, sino que haya un desfase. De esta manera, se puede disminuir el espaciamiento entre pozos y se puede alcanzar un mayor SRV gracias a que la perturbación de esfuerzos producto de una fractura del pozo 1 afecta a la fractura más cercana del pozo 2.

2.5.4 Recomendaciones<sup>20</sup> para el fracturamiento a partir de pozos paralelos: considerando el comportamiento básico de la mecánica de fracturas naturales se sugieren las siguientes estrategias de completamiento para los múltiples pozos paralelos:

- La generación de las fracturas hidráulicas produce un incremento en el esfuerzo principal en las zonas cercanas a ellas. Esto lleva a una estabilización de las fracturas naturales que se puede superar con el aumento de la presión de los fluidos.
- La disminución en el espaciamiento de las etapas o la superposición de fracturas hidráulicas de diferentes pozos tiende a aumentar la sombra de

---

<sup>20</sup> SANCHEZ, Marisela, et al. Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fractura "Complexity". En: International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing (mayo: Brisbane, Australia), 2013. P. 1-34.

esfuerzos sobre las fracturas naturales lo cual perjudica la estimulación de dichas fracturas.

- La sombra de esfuerzos no se extiende más allá de la punta de las fracturas hidráulicas. Cuando dos fracturas son simultáneamente creadas de pozos paralelos, se aumenta el riesgo de screen out durante la estimulación.
- La orientación de las fracturas naturales (relativa con respecto a la orientación de las fracturas hidráulicas generadas) influye significativamente tanto en la cantidad como en la localización de las fracturas naturales de cizalla. Cuando se requiere maximizar la complejidad de la red de fracturas, se requiere la evaluar y considerar la orientación de las fracturas naturales.
- Para la óptima separación de los pozos y la separación de las fracturas hidráulicas, se deben considerar las propiedades de las fracturas naturales (orientación y propiedades de fricción) y los esfuerzos in situ.
- En esquemas multipozos, el diseño de la longitud secundaria de las fracturas debe ser menor que el punto de superposición con la primera fractura. Debe ser, además, optimizada en relación con la separación de las fracturas hidráulicas.
- Existe la posibilidad de sólo mejoras modestas en la complejidad estimulación para zipper-frac modificado mientras que el potencial para la comunicación entre pozos aumenta lo cual disminuiría en gran medida la producción de gas.

#### 2.5.5 Características de la técnica<sup>21</sup>:

- Reduce el contraste de esfuerzos durante la propagación de la fractura, a la par que mejora, en gran medida, la complejidad de la red de fracturas y se maximiza el SRV.
- Permite la estimulación toe to heel de dos pozos horizontales.

---

<sup>21</sup> SANCHEZ, Marisela, et al. Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fractura "Complexity". En: International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing (mayo: Brisbane, Australia), 2013. P. 1-34.

- Se crean fracturas en cada cluster que al propagarse inducen esfuerzos cerca de las puntas de la propagación en una dirección perpendicular a la dirección de la fractura principal.
- La creación de una red compleja se limita por el área que está cerca de las puntas de la fractura.
- Los esfuerzos que son inducidos pueden alterar las fracturas naturales pre-existentes y crear una red secundaria de fracturas necesaria en la creación de una red compleja.

De forma interactiva en el Anexo E. [Zipper\\_zipper\\_modificado.mp4](#) se puede ver la descripción de la técnica y los casos de aplicación.

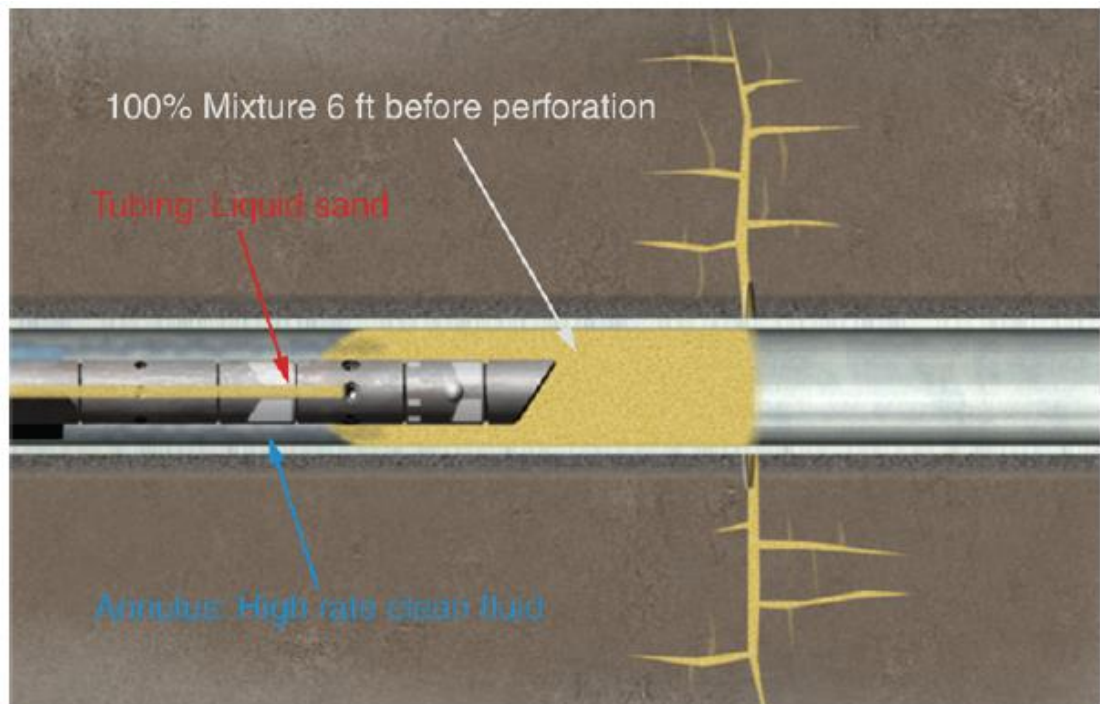
## 2.6 FRACTURAMIENTO CON UNIDADES HÍBRIDAS DE COILED TUBING

Los sistemas de unidades híbridas compuestos por jointed tubing (JT) y Coiled tubing (CT) en un mismo trabajo proveen la flexibilidad de las unidades CT y tuberías de grandes OD para operaciones a grandes profundidades.

2.6.1 Procesos Downhole Mixing (DMP): Esta técnica usa hydrajet no explosivos y tapones de arena para el aislamiento. La mezcla de fondo se logra mediante el bombeo a alto caudal de fluido no abrasivo por el anular, que se mezcla en el fondo con un fluido cargado de propante que es bombeado a baja rata a través del tubing (ver figura siguiente). En pozos con secciones horizontales cortas, una unidad de Coiled tubing (CT) convencional puede ser usada, en el caso de pozos con secciones horizontales más largas son necesarias unidades híbridas.

La técnica DMP facilita la colocación de un número ilimitado de etapas de fracturamiento en una sección lateral es un solo viaje. Permite, además, manipular, en tiempo real, el caudal y la concentración de propante en función de la presión del yacimiento. Esto posibilita un incremento en la presión neta y en la creación de redes de fracturas más complejas y por lo tanto se estimula de manera más eficiente el yacimiento.

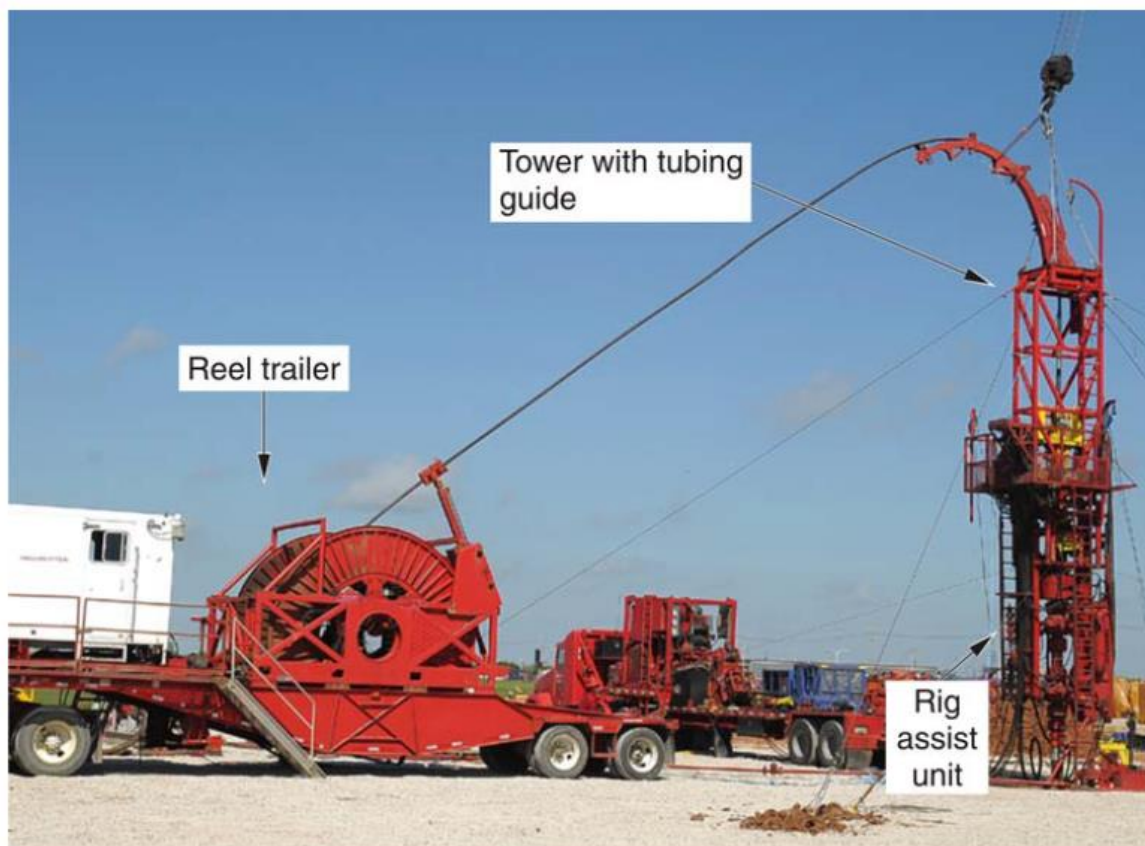
Figura 25. Fracturamiento con procesos DMP



Fuente: FOWLER, Hampton, et al. *Coiled Tubing Technologies Improve Shale Play Development Efficiencies*. En: *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition (6 – 8, septiembre: Aberdeen, Reino Unido)*. Halliburton, 2011. P. 1-16.

2.6.2 Unidades de Coiled Tubing híbridas: Están constituidas de una combinación de secciones de grande OD unidas al CT en una misma sarta. El uso de juntas de tubería aumenta el tiempo para RIH (running in hole) en comparación con una unidad CT convencional. Otro componente importante es el uso de válvulas de seguridad en superficie y fondo, que hacen posible mantener el control del pozo. Esta técnica se convierte en una alternativa para los Shale Plays ya que elimina el sistema plug and perf y es más agresiva en caudales y concentraciones de propante.

Figura 26. Unidad de Coiled Tubing híbrida.



Fuente: McNEIL, Fraser. *Innovate Method of Gas Shale Intervention with Coild Tubing/Jointed Tubing Hybrid String*. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30, octubre – 2, noviembre: Denver, Estados Unidos). Halliburton, 2011. P. 1-14.

### 2.6.3 Beneficios de los sistemas híbridos<sup>22</sup>:

- Reducen el costo de la sarta, ya que necesitan longitudes de cadena CT cortas.
- Disminuyen los tiempos de trabajo y proporciona oportunidades para fracturamientos adicionales. Todo ello gracias a los tubos de mayor diámetro exterior, que permiten velocidades de bombeo más altas.

---

<sup>22</sup> FOWLER, Hampton, et al. *Coiled Tubing Technologies Improve Shale Play Development Efficiencies*. En: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition (6 – 8, septiembre: Aberdeen, Reino Unido). Halliburton, 2011. P. 1-16.

- Economizan los costos de transporte, debido al peso reducido proporcionado por las cortas longitudes de sarta CT.
- Permiten trabajos en pozos verticales y horizontales profundos y sin bloqueos.
- Facilitan la circulación completa hacia adelante y hacia atrás.
- Se pueden utilizar en cualquier pozo, ya que el sistema no se limita a las operaciones de estimulación y completamiento.

#### 2.6.4 Eficiencias de los sistemas híbridos<sup>23</sup>:

- Tubería más grande permite soluciones de remediación más rápidos y más eficientes.
- Facilidad para volver al pozo con la unidad CT y repetir las operaciones de reacondicionamiento y tratamiento cuando sea necesario.

#### 2.6.5 Ventajas de los sistemas híbridos<sup>24</sup>.

- Circulación en ambas direcciones (normal e inversa) para:
  - La perforación con hydrajert y re-perforar
  - Contar el fluido con exactitud
  - Limpieza
- Manejo del riesgo de screenout
  - Permite diseño de fracturas más agresivas
  - Las operaciones remediales pueden ser ejecutadas inmediatamente

---

<sup>23</sup> FOWLER, Hampton, et al. *Coiled Tubing Technologies Improve Shale Play Development Efficiencies*. *En: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition (6 – 8, septiembre: Aberdeen, Reino Unido)*. Halliburton, 2011. P. 1-16.

<sup>24</sup> McNEIL, Fraser. *Innovate Method of Gas Shale Intervention with Coiled Tubing/Joined Tubing Hybrid String*. *En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30, octubre – 2, noviembre: Denver, Estados Unidos)*. Halliburton, 2011. P. 1-14.

- Mezclado en fondo
  - Grandes caudales en fondo
  - Control en tiempo real del caudal y de la concentración de propante en los perforados en respuesta con el yacimiento
- Aislamiento de zonas
  - Aislamiento con tapones de arena
  - Desvío dinámico (Efecto de Bernoulli)
- Interpretación de la “deadleg” permite el monitoreo de la presión de fondo.

### 2.6.6 Válvulas

Teniendo en cuenta la disminución en la tortuosidad del flujo, se han desarrollado sistemas de válvulas especiales para los sistemas híbridos con el propósito de evitar la abrasión y la pérdida temprana de equipos. Estas válvulas presentan las siguientes ventajas<sup>25</sup>:

- Sello real metal - metal en superficie
- Baja presión de sello (menor a 200 psi)
- Puede sellar a altas presiones (mayor a 10.000 psi)
- Las válvulas Flapper aíslan la suciedad de la zona de flujo
- Mecanismo de activación aislado del camino de flujo
- validado por la norma API 14A

### 2.6.7 Sistema Plug and Perf vs DMP

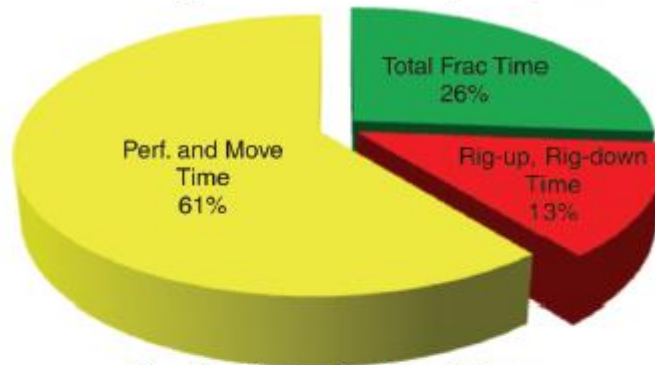
La siguiente figura muestra de qué manera se divide el tiempo que se requiere para una estimulación con la técnica Plug and Perf y con procesos DMP.

---

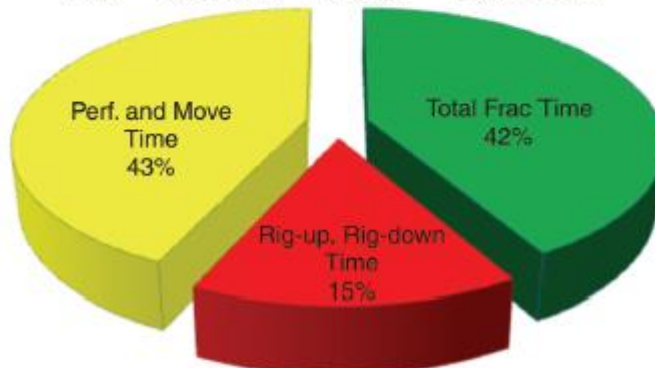
<sup>25</sup> FOWLER, Hampton, et al. *Coiled Tubing Technologies Improve Shale Play Development Efficiencies*. En: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition (6 – 8, septiembre: Aberdeen, Reino Unido). Halliburton, 2011. P. 1-16.

Figura 27. Comparación de un sistema Plug and Perf y un proceso DMP.

Perf. and Plug - 15 fracs - 3.8 days - 24,500 HHP



DMP - 30 fracs - 4.1 days - 15,400 HHP



Fuente: McNEIL, Fraser. *Innovate Method of Gas Shale Intervention with Coiled Tubing/Jointed Tubing Hybrid String*. En: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (30, octubre – 2, noviembre: Denver, Estados Unidos). Halliburton, 2011. P. 1-14.

En un sistema híbrido la proporción de tiempo usada en el fracturamiento como tal con respecto al tiempo total de la estimulación es del 42%; mientras que para el sistema Plug and Perf dicha proporción es del 26%. Esto es un indicador de que el uso de procesos DMP es más eficiente ya que usa una mayor proporción de tiempo para el fracturamiento, requiriendo además, menor caballaje y disminuyendo el tiempo por etapa, además el proceso plug and perf puede ser operacionalmente eficiente y rentable, sin embargo esta técnica es extremadamente ineficiente en cuanto a eventos no planeados como los screenout y cuando el objetivo es maximizar el potencial de producción de los yacimientos. De esta manera la técnica

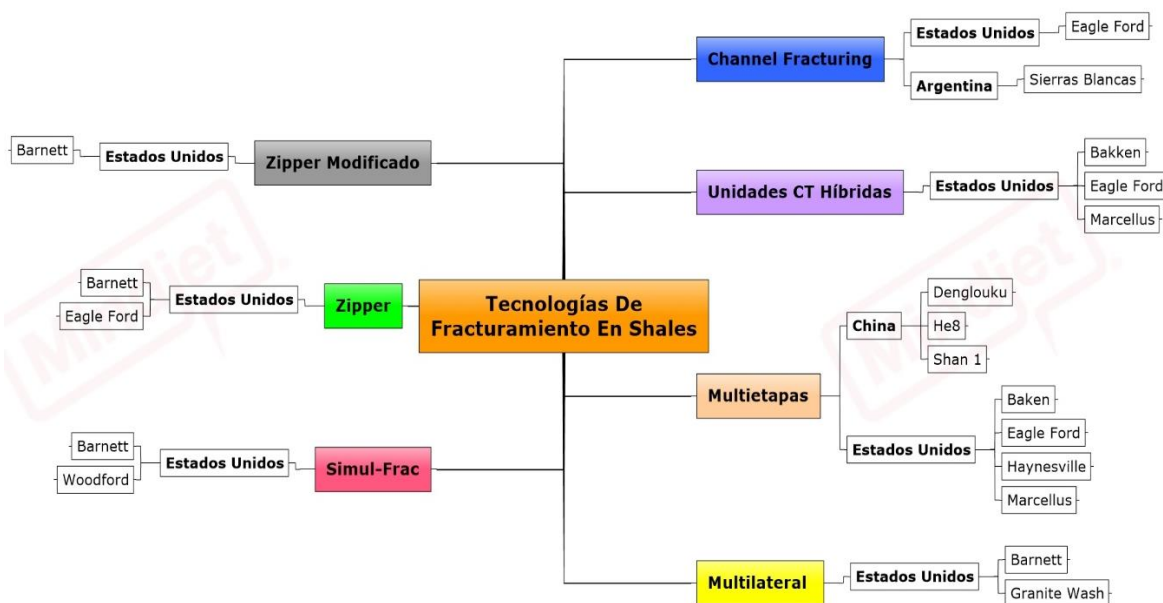
de fracturamiento por medio de procesos DMP y usando unidades de CT híbridas presenta importantes ventajas operacionales sobre el sistema Plug and Perf que es el más usado en la actualidad.

En el Anexo F. Unidades\_CT\_Hibridas.mp4 se muestra de forma didáctica la información referente a la teoría y los casos de aplicación de la técnica anterior.

### 3 ANÁLISIS OPERACIONAL

Para el análisis operacional se tuvieron en cuenta las aplicaciones de las siete técnicas de fracturamiento hidráulico descritas en el capítulo anterior en formaciones de Shale Plays de países como Argentina, China y Estados Unidos. En el siguiente mapa conceptual se exponen cada una de las técnicas con los respectivos países y formaciones que fueron objeto de la investigación.

Figura 28. Tecnologías de fracturamiento objeto de la investigación.



#### 3.1 BASE DE DATOS DE LOS CASOS DE APLICACIÓN

Se construyó una base de datos (ver Anexo G Analisis\_Operacional\_Fracking.xlsx; hoja: Consolidado Operacional) con la recopilación de la información de los casos en los que se aplican las más importantes tecnologías de fracturamiento hidráulico usadas en yacimientos de Shale Plays a nivel mundial, y, además, teniendo en cuenta las principales variables operacionales que afectan a cada una de las técnicas. En esta base de datos es posible filtrar la información dependiendo de la técnica, país yacimiento o formación, mediante botones de segmentación de datos.

Para cada caso de aplicación se registran las propiedades del yacimiento, los datos de cada variable —que hicieron posible la aplicación de la técnica en cada formación— y la fuente de información. Dicha base es una herramienta que permite conocer el escenario bajo el cual se han ido desarrollando los Shales en países como Estados Unidos, Argentina y China.

### 3.2 VALORES PROMEDIO PARA LAS VARIABLES OPERACIONALES POR TÉCNICA.

A partir de la base de datos anterior, se realizó un análisis por técnica de los valores promedio para cada una de las variables operacionales. Es importante tener en cuenta que dependiendo de la cantidad de información disponible se muestran más datos para en una técnica que en otra.

3.2.1 Channel Fracturing: Se tuvieron en cuenta en total tres casos de aplicación distribuidos así: uno en Estados Unidos en la formación Eagle Ford y dos en Argentina en la formación Sierras Blancas. Con la utilización del promedio aritmético se obtiene la información para los datos de los tres escenarios, como se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 18. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Channel Fracturing.*

<b>Channel Fracturing</b>						
<b>Países</b>	<b>Numero de Etapas por Pozo</b>	<b>Volumen de Fluido por Etapa (M* Bbl)</b>	<b>Tipo de Propante</b>	<b>Cantidad de Propante por Etapa (M* lb)</b>	<b>Presión de Inyección (psi)</b>	<b>Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)</b>
<b>Argentina</b> (Sierras Blancas) <b>Estados Unidos</b> (Eagle Ford)	18	5,5	Arena Natural	11	4670	5755

\*M = 10<sup>3</sup>

3.2.2 Unidades de CT Híbridas: Igual que en el caso anterior, la tabla de valores para las aplicaciones de las unidades de Coiled Tubing híbridas se obtiene teniendo en cuenta ocho casos de aplicación distribuidos en tres formaciones de Estados Unidos.

*Tabla 19. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica unidades de Coiled Tubing Híbridas.*

<b>Unidades de Coiled Tubing híbridas</b>				
<b>País</b>	<b>Numero de Etapas por Pozo</b>	<b>Cantidad de Propante por Etapa (Mlb)</b>	<b>Caudal de Inyección (Bbl/min)</b>	<b>Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)</b>
<b>Estados Unidos</b> ( Bakken, Marcellus, Eagle Ford)	19	133	37	4350

\*M = 10<sup>3</sup>

3.2.3 Fracturamiento Multietapas: Para el caso del fracturamiento multietapas por ser la técnica más empleada a nivel mundial para la explotación de Shale Plays; la tabla de valores promedio está basada en nueve casos de aplicación en las formaciones Eagle Ford, Haynesville y Marcellus en Estados Unidos y He8, Shan1 y Dengloulou en China. En total se obtuvo información de doce variables operacionales.

Tabla 20. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica fracturamiento multietapas.

Fracturamiento Multietapas						
País	Numero de Etapas por Pozo	Volumen de Fluido por Etapa (M* Bbl)	Espaciamento Entre Clusters o etapas (ft)	Clusters por Etapa	Tipo de Propante	
<b>Estados Unidos</b> ( Eagle Ford, Haynesville, Bakken, Marcellus) <b>China</b> (He 8, Shan1, Denglouku)	14	6	295	9,00	Arena Natural (100, 20/40, 40/70, 30/50), cerámicos	
Cantidad de Propante por Etapa (M* lb)	Tipo de Fluido	Caudal de Inyección (Bbl/min)	Presión de Inyección (psi)	Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)	Longitud media de la fractura (ft)	Espaciamento entre fracturas (ft)
75	SlickWater, Hybrid, Gel Reticulado, Goma Guar	39	3542	5098	540	342

\*M = 10<sup>3</sup>

3.2.4 Fracturamiento Multilateral: El estudio de las variables operaciones del fracturamiento multilateral incluye la adición de la variable espaciamento entre pozos que para este caso se refiere a la distancia vertical entre los pozos. En la tabla se muestran los valores promedio de seis casos de aplicación distribuidos entre las formaciones Granite Wash y Barnett en Estados Unidos.

Tabla 21. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica fracturamiento multilateral.

Fracturamiento Multilateral				
País	Número de Etapas por Pozo	Volumen de Fluido por Etapa (M* Bbl)	Tipo de Propante	Cantidad de Propante por Etapa (M* lb)
Estados Unidos (Granite Wash, Barnett)	7	11,25	Arena (100)	264,3
Tipo de Fluido	Caudal de Inyección (Bbl/min)	Presión de Inyección (psi)	Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)	Espaciamiento entre pozos (ft)
SlickWater, Geles lineales	59	5450	2861	233

\*M = 10<sup>3</sup>

3.2.5 Simul-Frac: Para esta técnica, se incluye el espaciamiento entre pozos, que se define como la distancia entre dos o más pozos que se están estimulando. Se determinó el promedio para todas las variables de la misma manera que para las técnicas anteriores.

Tabla 22. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Simul-Frac.

Simul-Frac					
País		Número de Etapas por Pozo	Volumen de Fluido por Etapa (M* Bbl)	Espaciamiento Entre Clusters o etapas	Clusters por Etapa
Estados Unidos (Woodford, Barnett)		8	10	500	5
Tipo de Propante	Cantidad de Propante por Etapa (M* lb)	Tipo de Fluido	Caudal de Inyección (Bbl/min)	Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)	Espaciamiento entre pozos (ft)
Arena (100, 30/50, 20/40)	306	Slickwater	90	2983	740

\*M = 10<sup>3</sup>

3.2.6 Zipper-Frac: En el análisis operacional de la técnica Zipper, se incluyó también la variable espaciamiento entre pozos, debido a que es una modificación de la técnica Simul-Frac. Las variables restantes son expuestas teniendo en cuenta lo realizado en las técnicas anteriores.

Tabla 23. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Zipper.

Zipper
--------

País	Numero de Etapas por Pozo	Tipo de Fluido	Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)	Longitud media de la fractura (ft)	Espaciamento entre pozos (ft)
Estados Unidos (Eagle Ford, Barnett)	16	SlickWater (inicio) y Geles (final)	5500	240	506

3.2.7 Zipper Modificado: Finalmente se muestran los datos de las variables operaciones promedio para la técnica Zipper Modificado. Como su nombre lo indica es una forma de optimizar los resultados obtenidos con la técnica Zipper y Simul-Frac. Los resultados de las variables operacionales promedio son descritos a continuación.

Tabla 24. Valores promedio de las variables operacionales promedio para la técnica Zipper Modificado.

Zipper Modificado					
País	Número de Etapas por Pozo	Volumen de Fluido por Etapa (M* Bbl)	Tipo de Propante	Cantidad de Propante por Etapa (M* lb)	Tipo de Fluido
Estados Unidos (Barnett), México (Pachi B)	12	1,21	Cerámicos y arena (20/40)	256	Gel lineal, Crosslinker, HCl
Caudal de Inyección (Bbl/min)	Presión de Inyección (psi)	Longitud Lateral Promedio de los Pozos (ft)	Longitud media de la fractura (ft)	Espaciamento entre fracturas (ft)	Espaciamento entre pozos (ft)
40,55	2257	3028	407	164	545

\*M = 10<sup>3</sup>

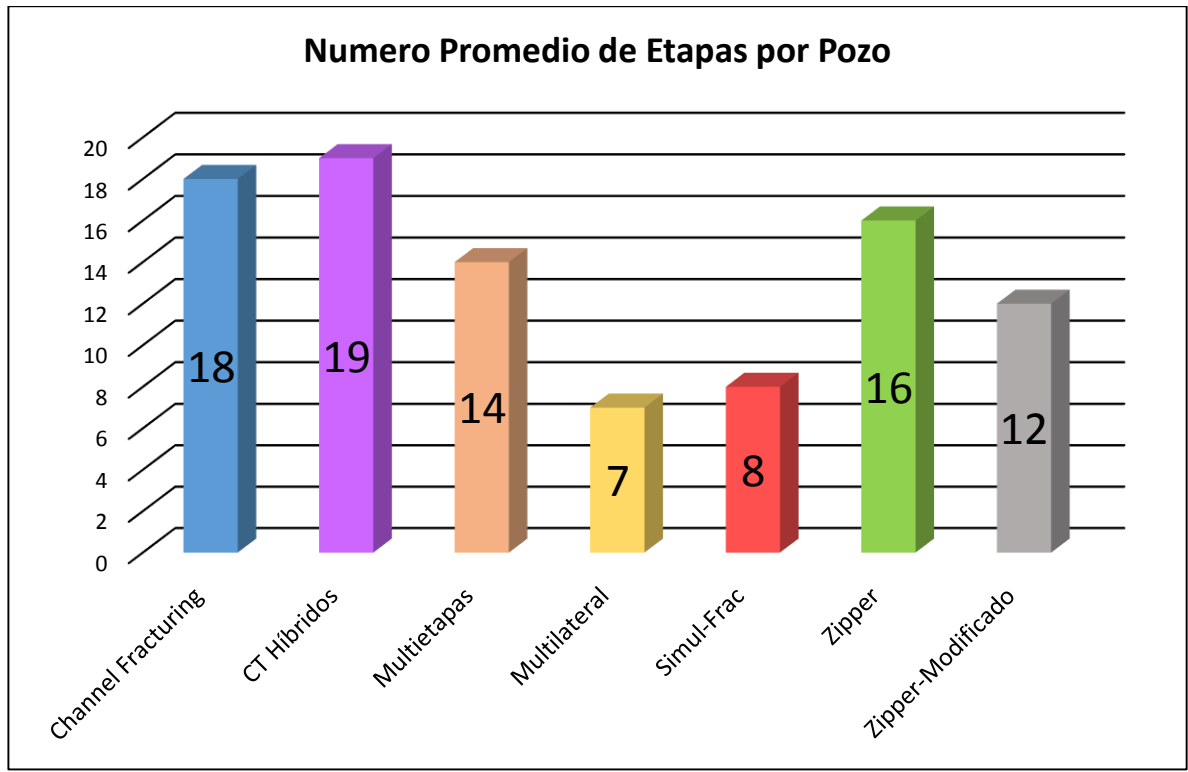
### 3.3 COMPORTAMIENTO GRÁFICO DE LAS VARIABLES POR TÉCNICA

Con base en la información anterior, se realizó un análisis gráfico que permitió entender mucho mejor el comportamiento de las variables operacionales en cada técnica. Así, el análisis gráfico funciona como un modelo o guía para la toma de decisiones. Estos datos se encuentran condensados en el *Anexo G Analisis\_Operacional\_Fracking.xlsx*; hoja: *Tabla General Promedio*.

A continuación se muestra el comportamiento gráfico para cada variable operacional.

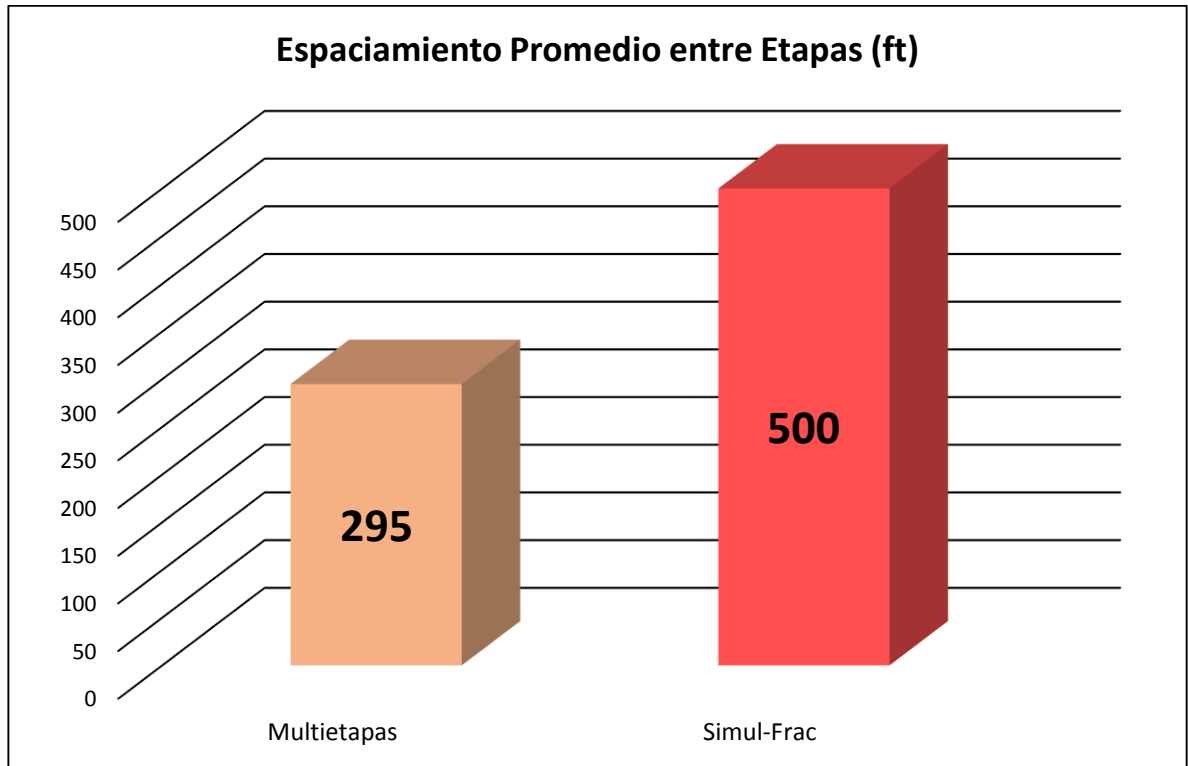
3.3.1 Número promedio de etapas por pozo: A partir de la información disponible, el análisis gráfico evidencia que ha sido posible alcanzar el mayor número de etapas de fracturamiento por pozo en las técnicas: unidades de Coiled Tubing Híbridas (19 etapas), Channel Fracturing (18 etapas) y Zipper (16 etapas). De forma opuesta, la gráfica señala que las aplicaciones de la técnica Multilateral ha presentado un menor número de etapas. A continuación se ilustra el comportamiento gráfico de las siete técnicas de fracturamiento hidráulico analizadas.

Figura 29. Número de etapas promedio por pozo.



3.3.2 Espaciamiento promedio entre etapas: Se obtuvieron datos de espaciamiento entre fracturas para las técnicas Multietapas y Simul-Frac, los cuales varían entre 295 ft y 500 ft respectivamente.

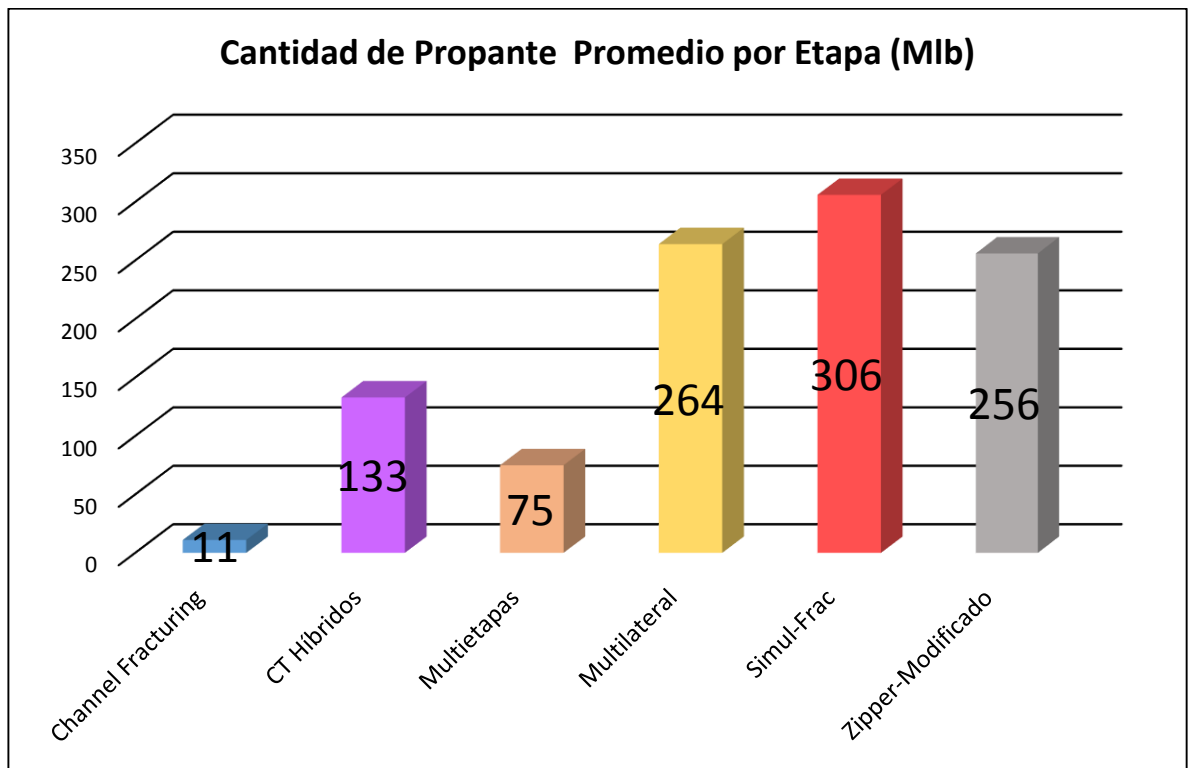
Figura 30. Espaciamiento promedio entre etapas.



3.3.3 Cantidad de propante promedio por etapa: En cuanto a los requerimientos de propante por etapa para cada técnica, las variaciones son muy marcadas, desde las que requieren mayor cantidad como Simul-Frac (306 Mlb), Multilateral (264 Mlb) y Zipper Modificado (256 Mlb) y las que han tenido menor requerimiento de propante como las Unidades de Coiled Tubing

Híbridas (133 Mlb) y Multietapas (75 Mlb). Un caso especial es el de Channel Fracturing, cuyos requerimientos de propante son muy bajos, al punto de que se registran cifras en promedio de 11 Mlb de propante por etapa.

Figura 31. Cantidad de propante promedio por etapa.

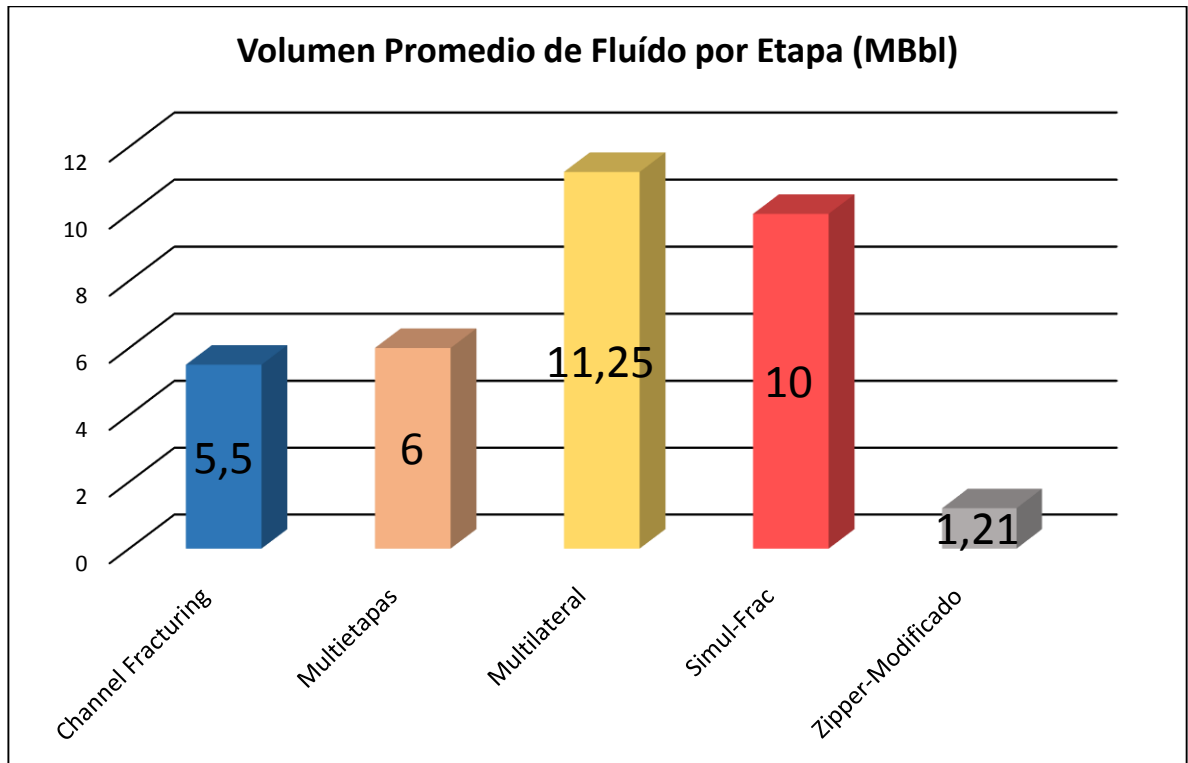


\*M = 10<sup>3</sup>

3.3.4 Volumen promedio de fluido por etapa: la siguiente figura muestra variaciones entre los 1.000 y los 11.000 barriles de fluido por etapa, dejando ver mayores valores para las técnicas Multilateral (11,25 Mbl) y Simul-Frac (10 Mbl) y valores más bajos para las técnicas Channel Fracturing (5,5 Mbl)

y Multietapas (6 Mbl). Dichas tendencias demuestran la proporcionalidad que hay entre la cantidad de fluido y la de propante que es requerido por etapa.

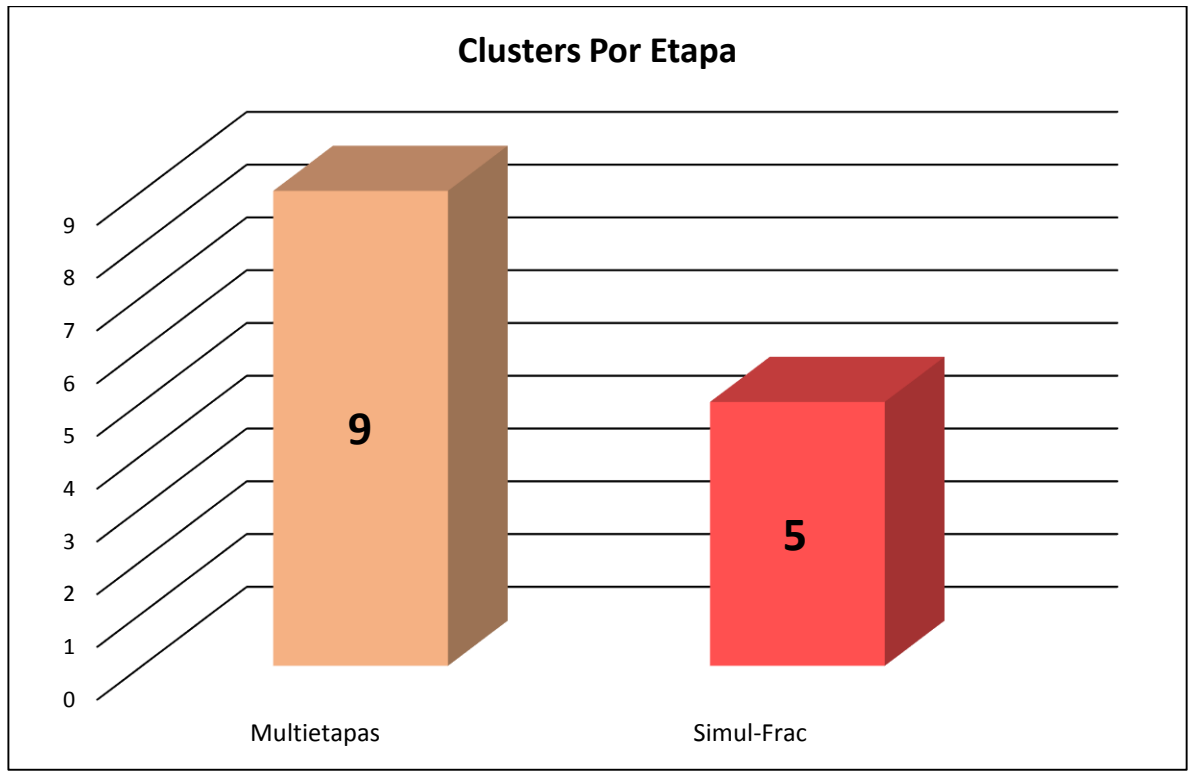
Figura 32. Volumen promedio de fluido por etapa.



\*M = 10<sup>3</sup>

3.3.5 Clusters por etapa: Para el caso del número de Clusters por etapa, se registran datos para las técnicas Multietapas (9 clusters) y Simul-Frac (5 clusters).

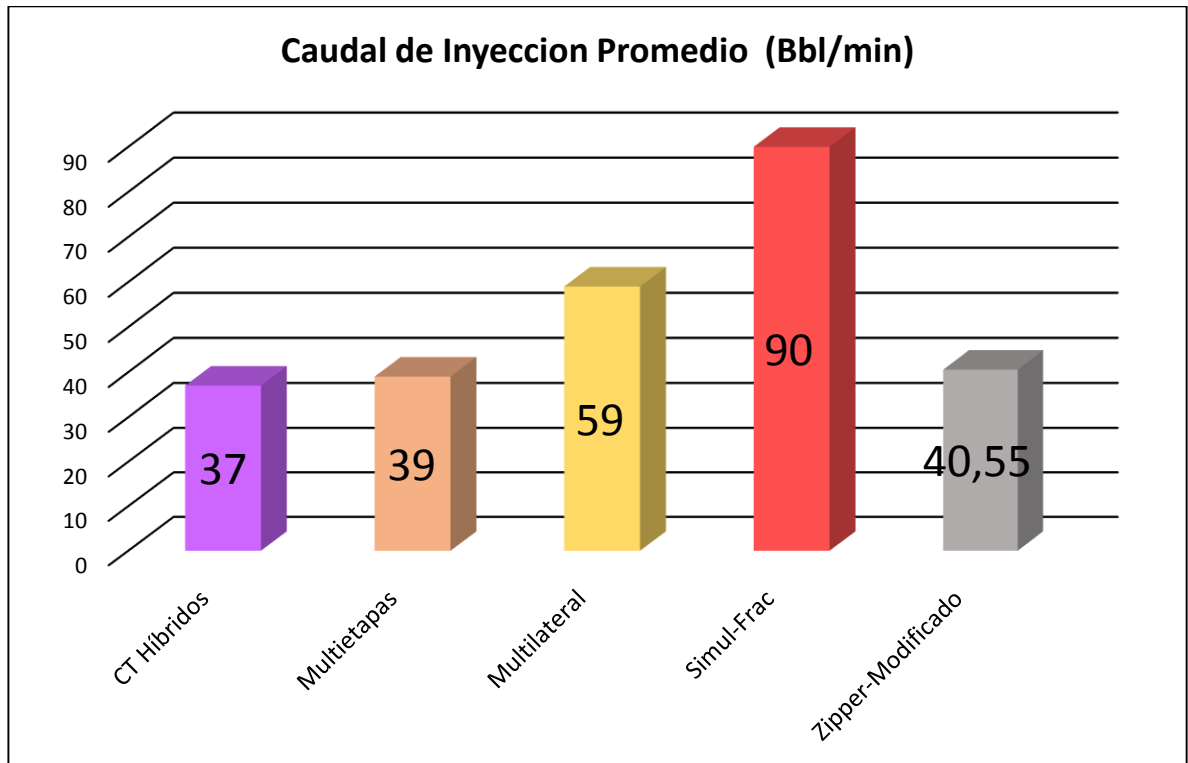
Figura 33. Clusters promedio por etapa.



3.3.6 Caudal de inyección: El caudal de inyección varía entre 37 y 90 barriles por minuto; las técnicas que presentaron mayores caudales de inyección son Simul-Frac (90 Bbl/min) y Multilateral (59 Bbl/min). También se observan las

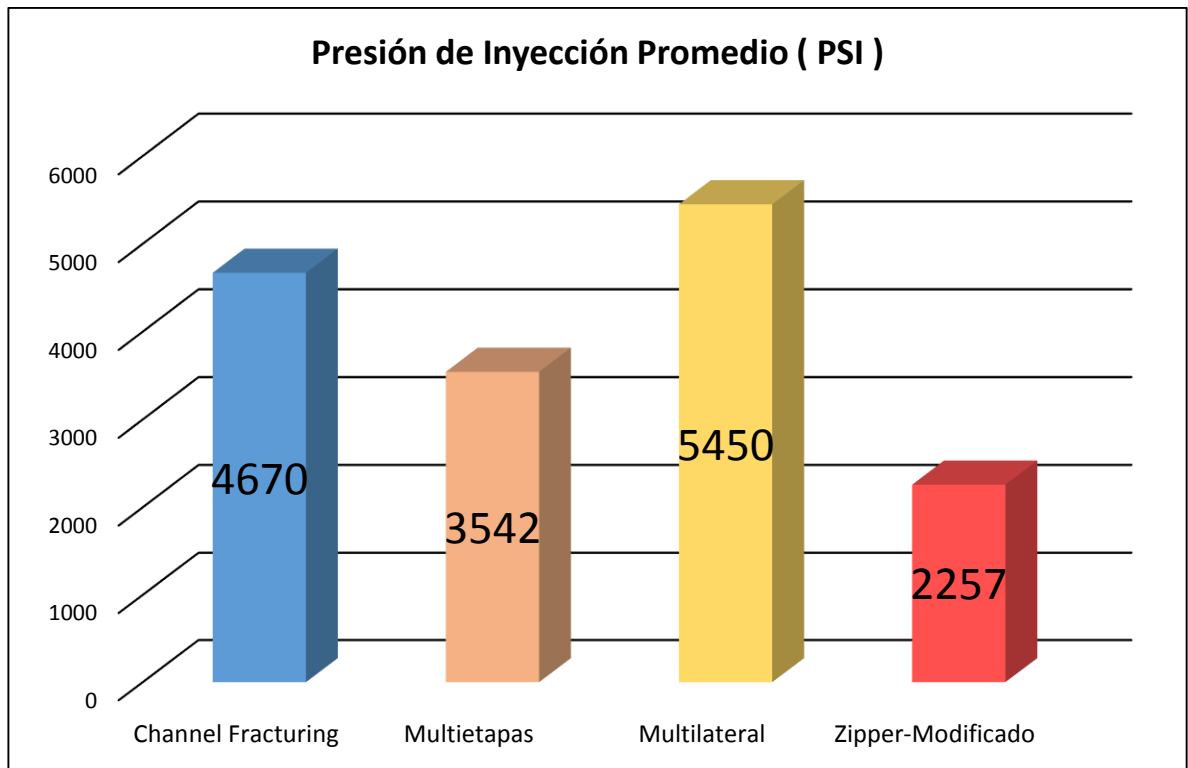
técnicas con menores caudales de inyección las cuales son Multietapas (39 Bbl/min) y las Unidades de Coiled Tubing Híbridas (37 Bbl/min).

Figura 34. Caudal de inyección promedio.



3.3.7 Presión promedio de inyección: Para la técnica Channel Fracturing se han alcanzado presiones promedio de 4670 psi. Dicha técnica registra los valores más altos, mientras que la técnica Zipper-Modificado presenta las presiones de inyección más bajas (2257 psi).

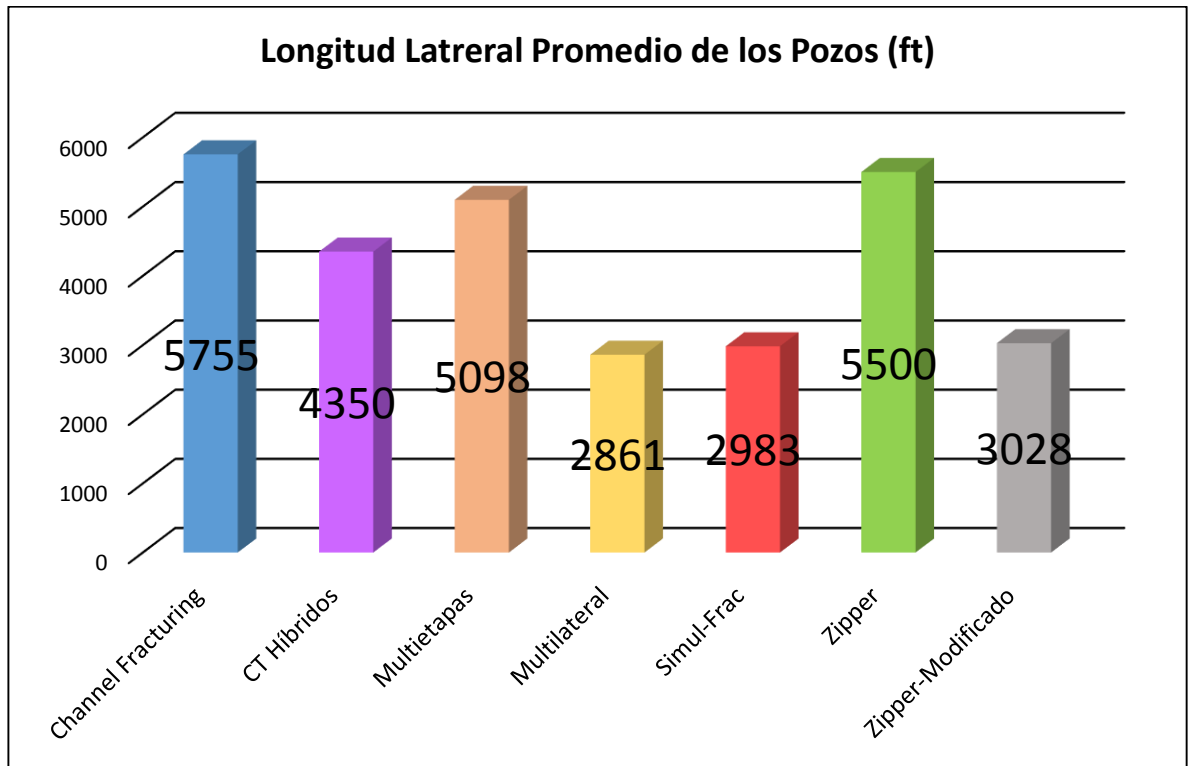
Figura 35. Presión de inyección promedio.



3.3.8 Longitud Lateral Promedio De Los Pozos: A partir de las aplicaciones de las técnicas en pozos horizontales, se analizó la variación en la longitud de la sección lateral de los pozos. Los resultados arrojaron que las técnicas Channel Fracturing (5755 ft), Zipper (5500 ft) y Multietapas (5098 ft) se han

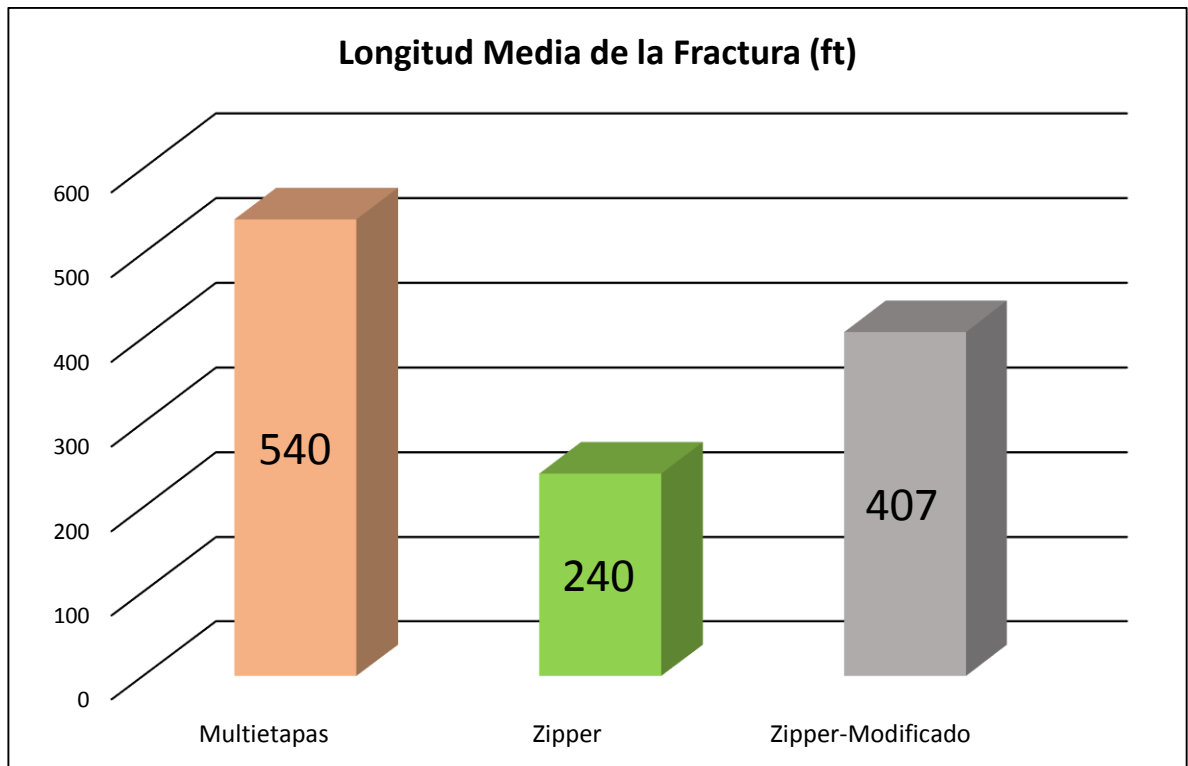
aplicado en secciones más largas. Por su parte, las secciones horizontales más cortas corresponden a las técnicas Multilateral (2861 ft) y Simul-Frac (2983 ft).

Figura 36. Longitud lateral promedio de los pozos.



3.3.9 Longitud media de la fractura: Para el análisis de la longitud media promedio de la fractura, solo se contó con datos de las técnicas Multietapas, Zipper y Zipper-Modificado, los cuales varían entre 540 ft, 240 ft y 407 ft respectivamente.

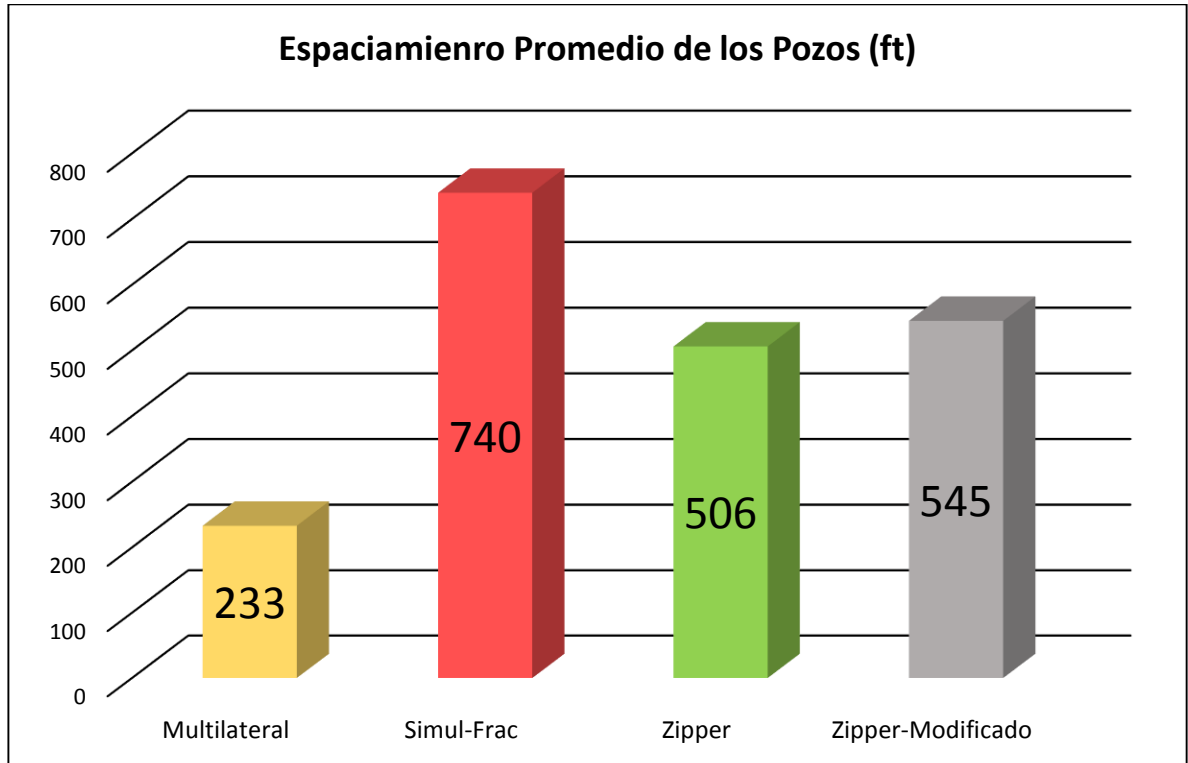
Figura 37. Longitud media de la fractura.



3.3.10 Espaciamiento promedio de los pozos: El espaciamiento entre los pozos aplica únicamente para las técnicas de fracturamiento simultáneo y secuencial. Dicho espaciamiento corresponde a la distancia vertical entre los pozos para el caso de fracturamiento Multilateral (233 ft), y la distancia lateral

para las técnicas Simul-Frac (740 ft), Zipper (506 ft) y Zipper-Modificado (545 ft).

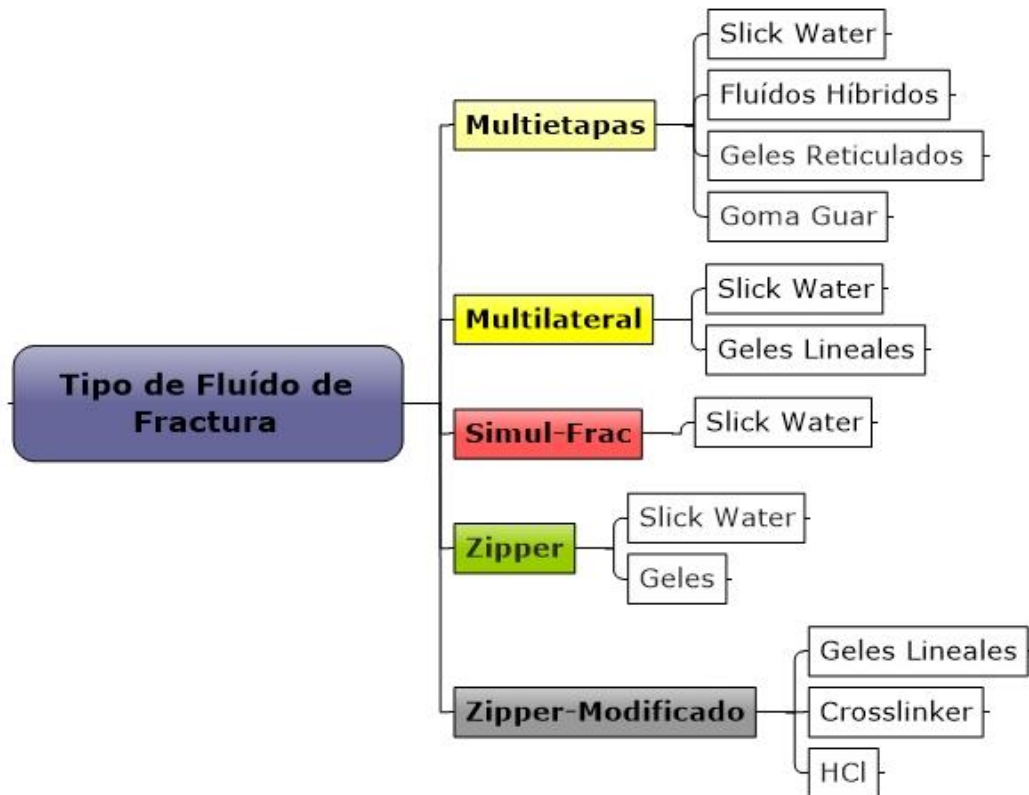
*Figura 38. Espaciamiento promedio entre pozos.*



3.3.11 Fluidos de fractura: Los fluidos de fractura son parte fundamental dentro de un fracturamiento hidráulico, una misma técnica puede haber sido exitosa con fluidos diferentes dependiendo de las condiciones de cada estimulación. De forma general, los fluidos más utilizados son: fluidos base geles y fluidos SlickWater. El fracturamiento multietapas es la técnica que más tipos de

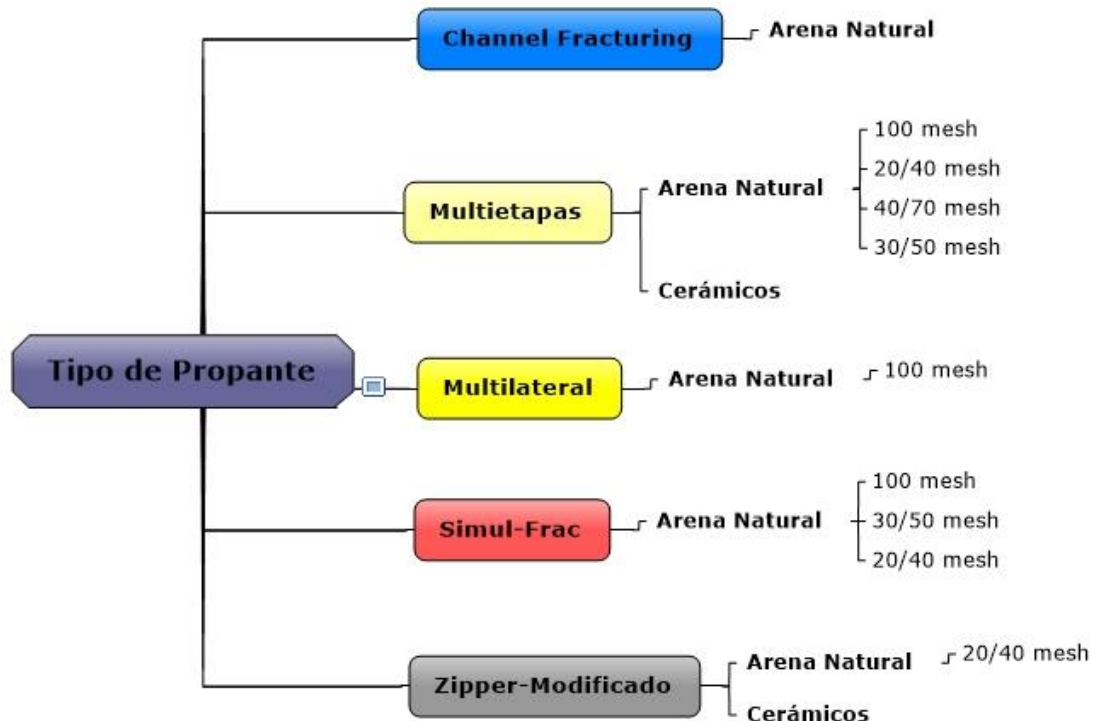
fluidos ha empleado en sus diversas aplicaciones, como se muestra a continuación.

Figura 39. Tipos de fluidos de fractura



3.3.12 Propantes: En el caso de los propantes se ha usado arena natural de diversos tamaños en la mayoría de los casos de las técnicas estudiadas. Aunque nuevas tecnologías en propantes cerámicos livianos se han hecho populares, (lo cual se observa en la figura siguiente). La arena natural sigue aplicándose combinada con los propantes cerámicos en las técnicas Multietapas y Zipper-Modificado.

Figura 40. Tipos de propantes.



### 3.4 CLASIFICACIÓN POR TÉCNICA BASADA EN DATOS DE PRODUCCIÓN

La información de producción para los casos de aplicación es muy variada, lo que dificulta una estandarización general. Por tal motivo, la clasificación se hace por cada técnica y basada en condiciones específicas, como se presenta a continuación.

3.4.1 Channel Fracturing: En la formación Sierras Blancas, se analizó el aumento de la producción inicial y la producción acumulativa para 18 y 24 meses con respecto a un fracturamiento convencional. En el caso de Eagle Ford se estudiaron los aumentos de la producción acumulativa para 90 días con referencia a fluidos híbridos y SlickWater, también se muestran los resultados de producción acumulativa normalizada para 180 días por cada 1000 ft de

longitud lateral del pozo para una zona rica en gas y para una zona rica en condensados.

*Tabla 25. Análisis de producción para Channel Fracturing.*

<b>Sierras Blancas</b>			
Aumento en la producción inicial con respecto a fracturamiento convencional.	Aumento en la producción con respecto a fracturamiento convencional.		
	18 meses	24 meses	
34,5 %	48,6 %	22,2 %	
<b>Eagle Ford</b>			
Aumento en la producción acumulativa para 90 días		Aumento producción acumulativa por cada 1000 ft para 180 días	
Con respecto a fluidos híbridos	Con respecto a fluidos SlickWater	Zona de gas	Zona de condensados
32%	68 %	83 %	54 %

3.4.2 Fracturamiento Multi-etapas: El análisis de producción se basó en la variación de la relación producción inicial con respecto al número de etapas para las formaciones Haynesville, Bakken, He8 y Dengloulou.

*Tabla 26. Análisis de producción fracturamiento multi-etapas.*

Formación	Producción inicial (*MMSCFD)	Número de etapas	Relación PI / # etapas
<b>Haynesville</b>	20	4	5
<b>Bakken</b>	0,7	27	0,03
<b>He8</b>	10,59	5	2,1
<b>Dengloulou</b>	0,74	12	0,06

\*MM = 10<sup>6</sup>

3.4.3 Fracturamiento Multilateral: En este caso, solo se cuenta con información de producción de la formación Barnett en cuanto a la producción promedio por pozo y la producción acumulativa de un año.

*Tabla 27. Análisis de producción fracturamiento multilateral.*

<b>Formación</b>	<b>Producción inicial (M* SCFD)</b>	<b>Producción acumulativa para 1 año (*MMSCF)</b>
<b>Barnett</b>	4417	522

\*M = 10<sup>3</sup>

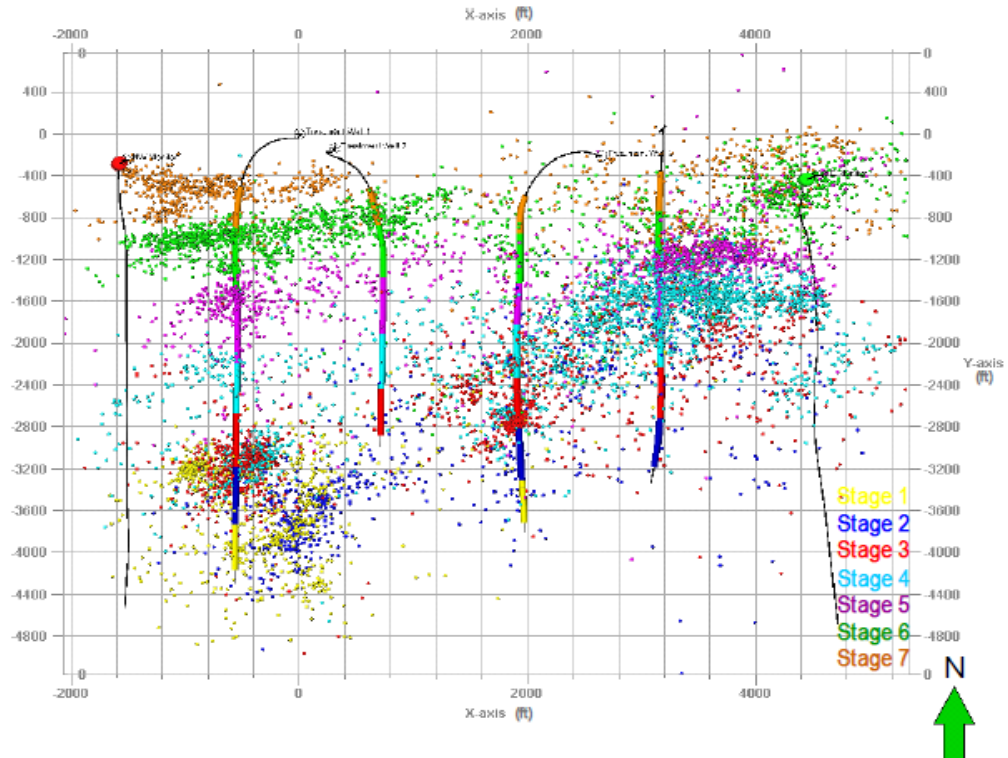
3.4.4 Zipper y Zipper Modificado: Se obtuvo información de producción de las formaciones Eagle Ford y Pechi-B (México). Los datos de Eagle Ford son producto de simulación por tal motivo solo se exponen para el análisis los datos de producción acumulativa de un año de la formación Pechi-B, que alcanzan 10MMBbl de condensados.

3.4.5 Simul-Frac: Se analizaron datos de producción de la formación Woodford en tres zonas de la misma formación. Se estudiaron, asimismo, las variaciones de la técnica Simul-Frac en la formación Barnett.

Seguidamente se detalla el análisis realizado en cada zona.

3.4.5.1 Zona 1: Aquí se analizan los resultados de producción de la aplicación de la técnica Simul-Frac en 4 pozos horizontales, estimulados de forma simultánea en grupos de dos pozos. A partir de imágenes de microsísmicas, en la figura siguiente se muestran los resultados de la estimulación en la figura siguiente.

Figura 41. Zona de análisis 1.



Fuente: WATERS, George, et al. *Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale*. En: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* (19 – 21, enero: The Woodlands, Estados Unidos). Schlumberger, 2009. P. 1-22.

En las dos figuras siguientes se estudia la producción acumulativa y el caudal de producción de la técnica Simul-Frac frente a una estimulación convencional.

Figura 42. Producción acumulativa por etapa zona 1.

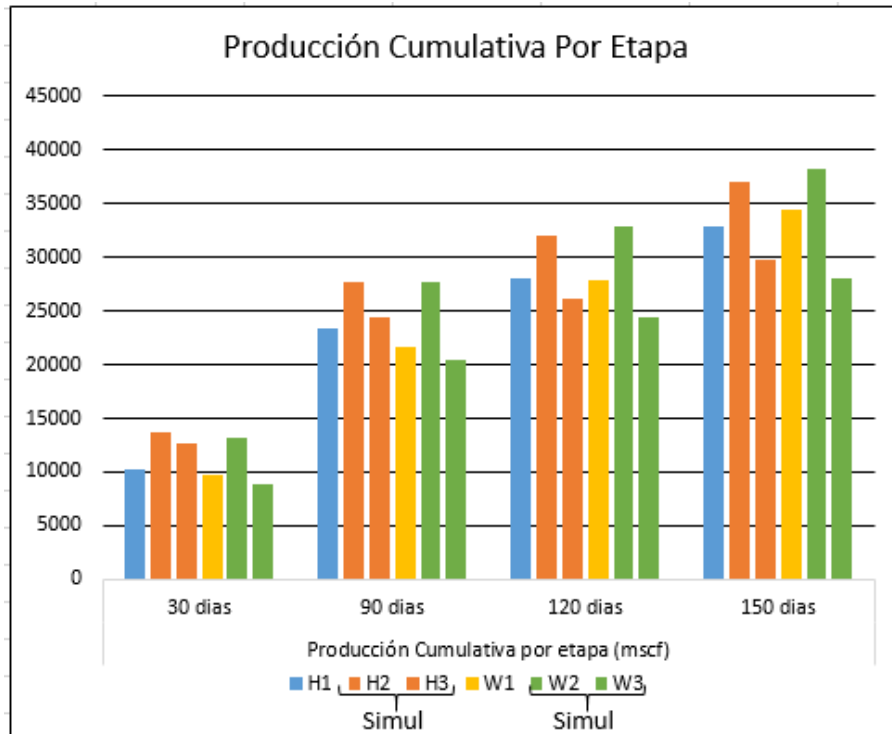
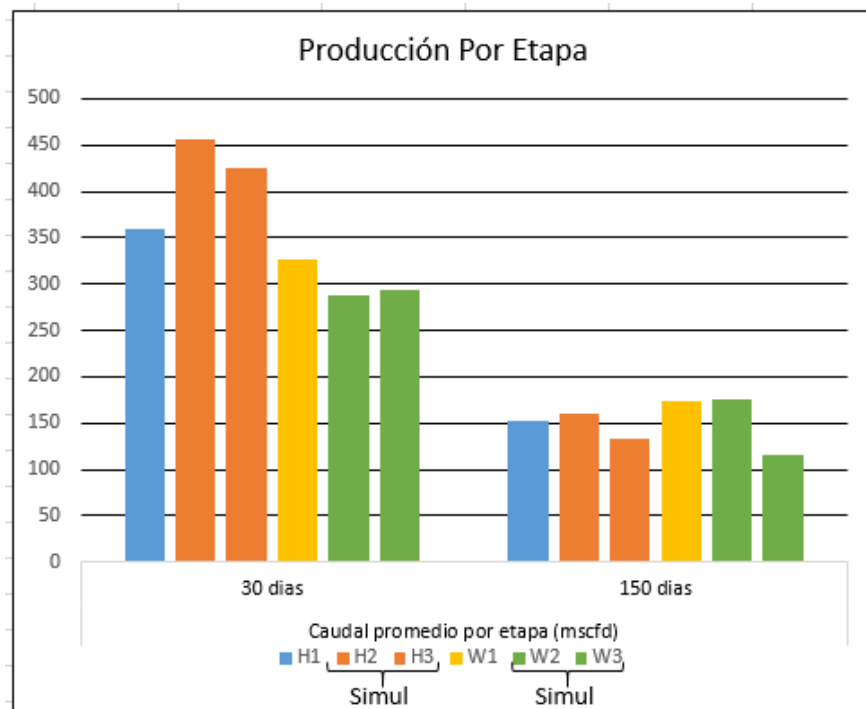
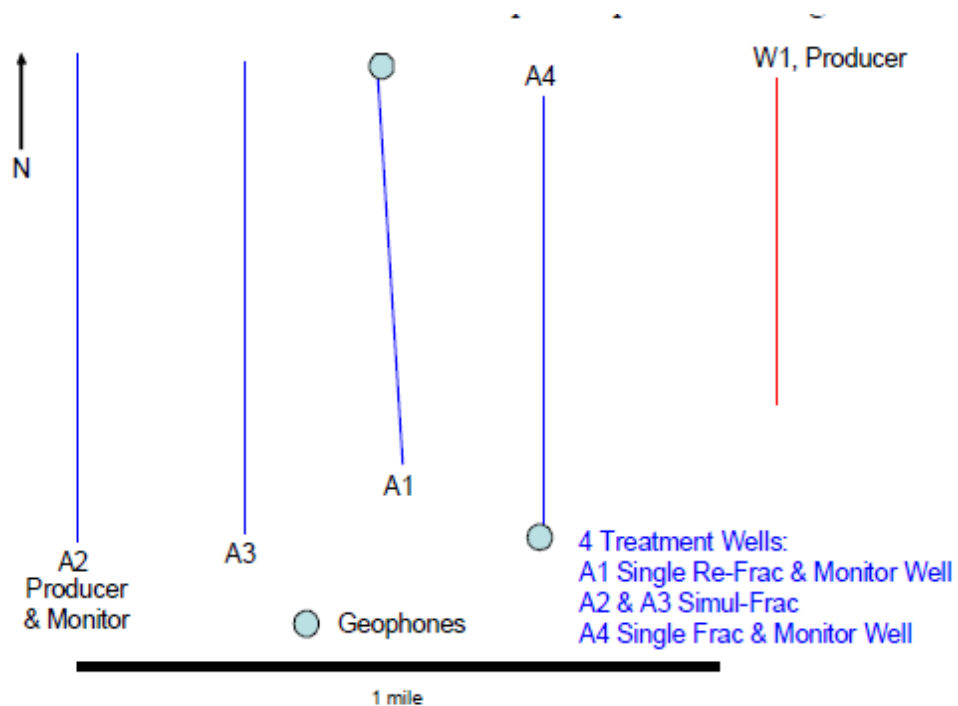


Figura 43. Producción por etapa zona 1.



3.4.5.2 Zona 2: La figura siguiente muestra un esquema de los pozos estimulados. El pozo A1 y el pozo A4 fueron re-fracturados de forma convencional. Los pozos A2 y A3 fueron estimulados con la técnica Simul-Frac. Las siguientes dos figuras evidencian, por su parte, el comportamiento de la producción acumulativa y el caudal de producción de la técnica Simul frente a los pozos estimulados de forma convencional.

Figura 44. Zona de análisis 2.



Fuente: WATERS, George, et al. *Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale*. En: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* (19 – 21, enero: The Woodlands, Estados Unidos). Schlumberger, 2009. P. 1-22.

Figura 45. Producción acumulativa por etapa zona 2.

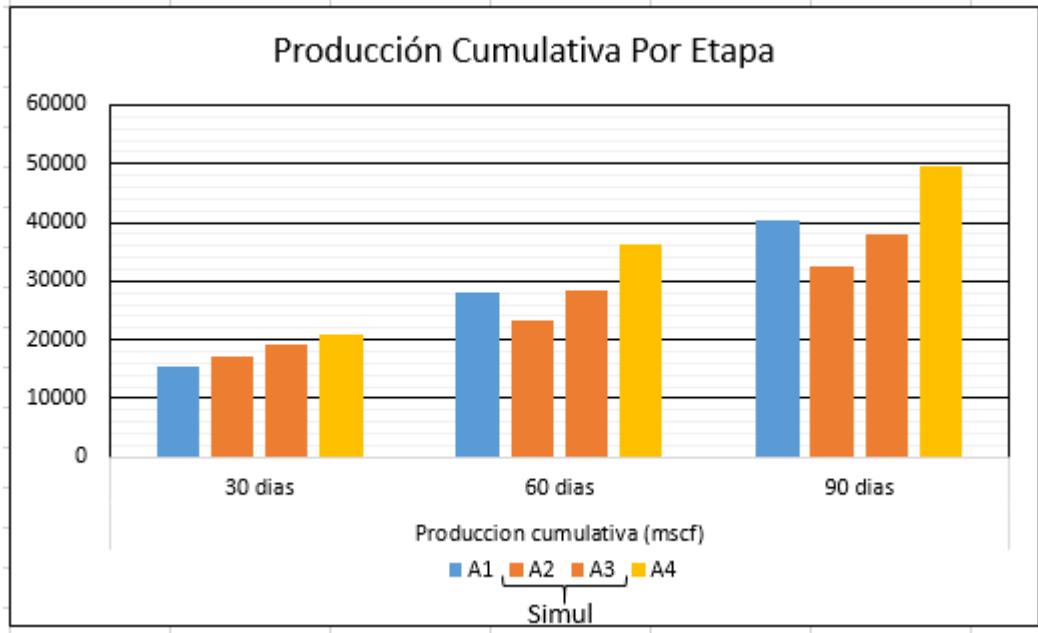
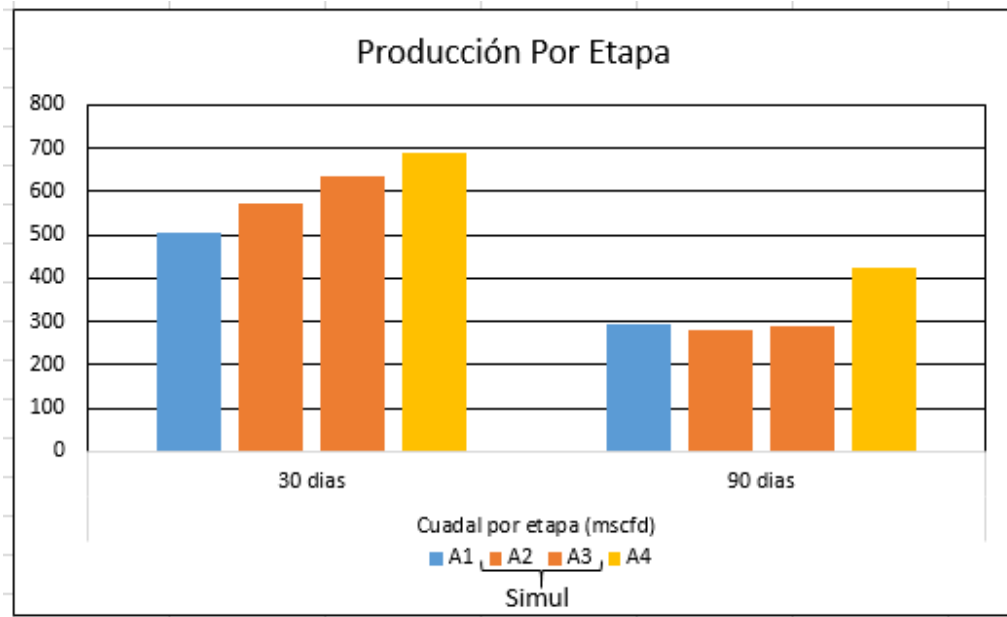
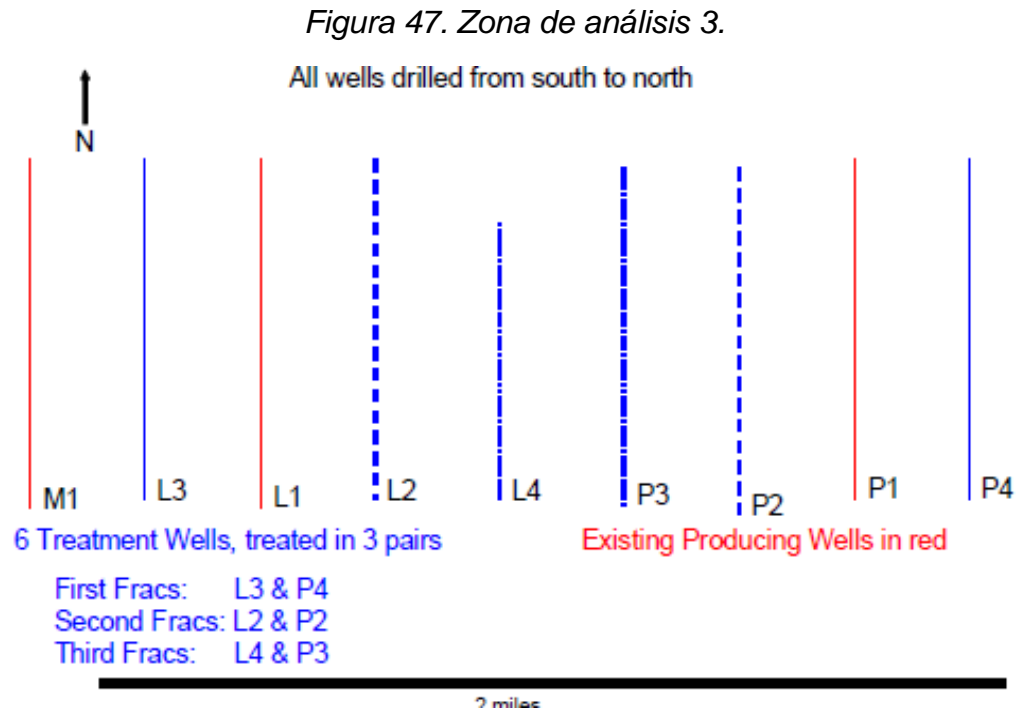


Figura 46. Producción por etapa zona 2.

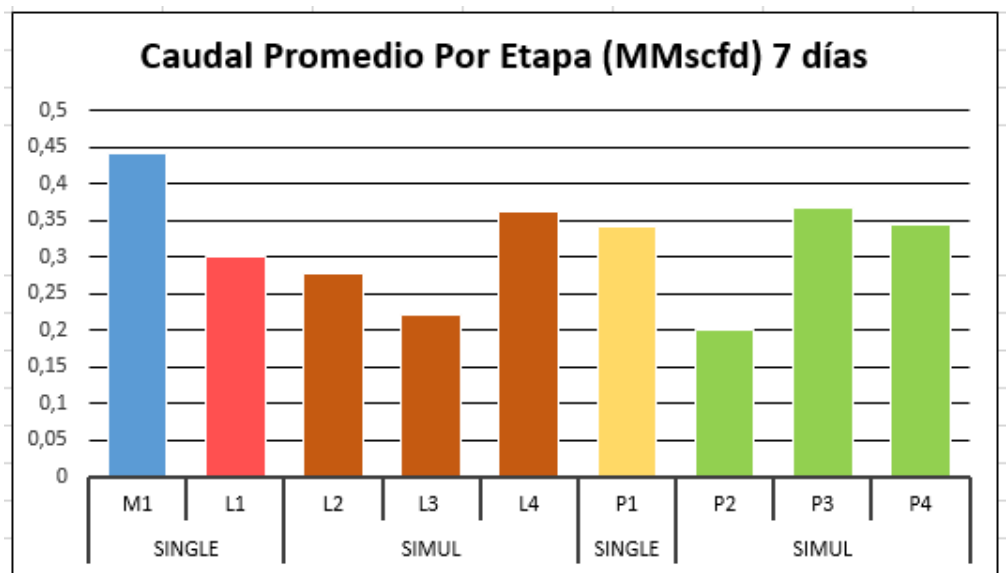


3.4.5.3 Zona 3: En esta zona se aplicaron estimulaciones simultáneas secuenciales en medio de pozos ya existentes, los cuales se identifican con el color rojo en la figura siguiente. Los pozos que se muestran de color azul se estimularon en grupos de dos así: primero los pozos L3 y P4, después los pozos L2 y P2, terminando con los pozos L4 y P3. Para este caso solo se obtuvieron datos de caudal de producción promedio para 7 días tanto para los pozos estimulados de forma simultánea como para los pozos estimulados de forma convencional (single).



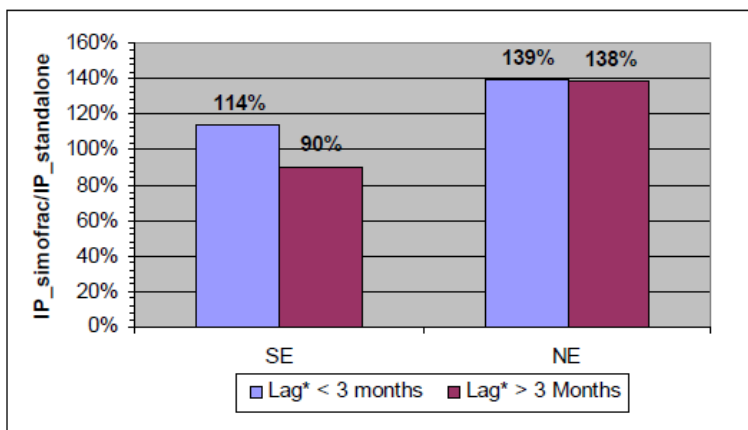
*Fuente: WATERS, George, et al. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (19 – 21, enero: The Woodlands, Estados Unidos). Schlumberger, 2009. P. 1-22.*

Figura 48. Producción por etapa zona 3.



3.4.5.4 Variaciones de la técnica en Barnett: En este caso se analizó la influencia en producción que tiene un periodo de espera, mayor o menor a tres meses, entre la estimulación de dos pozos paralelos. Para el caso del condado de Parker en los pozos ubicados en la zona SE y NE se analizó el aumento en la producción inicial (IP) con respecto a un fracturamiento convencional. Con el análisis se determinó que es mayor el aumento en producción cuando el tiempo entre estimulaciones es menor a tres meses.

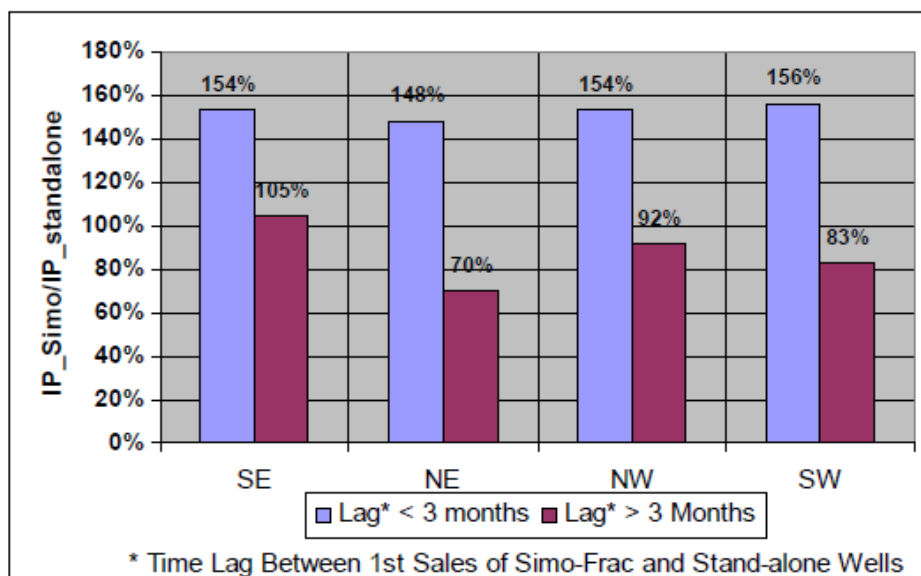
Figura 49. Variación en la producción inicial en el condado de Parker.



Fuente: MUTALIK, PN y GIBSON, Bob. Case History of Sequential and Simultaneous Fracturing of the Barnett Shale in Parker County. *En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (21-24, septiembre: Denver, Estados Unidos). Williams Companies, 2008. P. 1-7.*

También se analizaron las mismas variaciones para pozos ubicados en el condado de Johnson. Estas reflejaron aumentos marcados en la producción inicial cuando las estimulaciones de los dos pozos se realizan en menos de tres meses.

Figura 50. Variación en la producción inicial en el condado de Johnson.



Fuente: MUTALIK, PN y GIBSON, Bob. Case Histroy of Sequential and Simultaneous Fracturing of the Barnett Shale in Parker Country. *En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (21-24, septiembre: Denver, Estados Unidos). Williams Companies, 2008. P.1-7.*

Teniendo en cuenta todos los datos de producción anteriores y el análisis de los mismos, se realiza el siguiente escalafón que muestra los lugares donde cada técnica ha tenido mejores resultados.

Tabla 28. Escalafón en Producción Por Técnica

Técnica	Variables Analizadas en Producción.	Escalafón
<b>Channel Fracturing</b>	Aumento en la producción inicial	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Eagle Ford</li> <li>2. Sierras Blancas (Argentina)</li> </ol>
<b>Multietapas</b>	Producción inicial por etapa	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Haynesville</li> <li>2. He8 (China)</li> <li>3. Denglouku (China)</li> <li>4. Bakken</li> </ol>
<b>Multilateral</b>	Producción Cumulativa	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Barnett</li> </ol>
<b>Zipper y Zipper Modificado</b>	Producción Cumulativa para un año	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pechi B (México)</li> </ol>

	Resultados de simulación	1. Eagle Ford
<b>Simul-Frac</b>	Producción acumulativa y Caudal de producción	Woodford 1. Zona 1 2. Zona 2 3. Zona 3

\* Para algunas aplicaciones estudiadas no se obtuvieron datos de producción por tal razón no hacen parte de la tabla pero si del análisis operacional anterior.

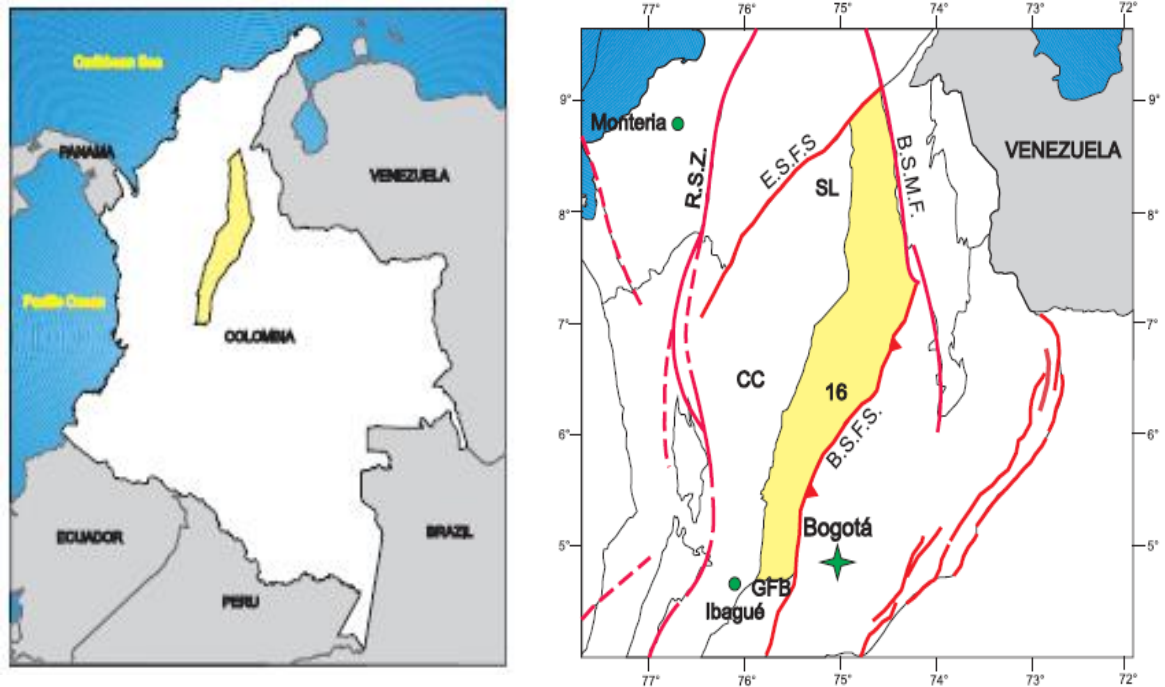
#### 4 RECOMENDACIONES PARA LAS FORMACIONES COLOMBIANAS LA LUNA Y TABLAZO

Las formaciones La Luna y Tablazo hacen parte de las rocas generadoras de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, que posee una extensión de 32949<sup>26</sup> Km<sup>2</sup>. Está ubicada entre las cordilleras central y oriental de los Andes Colombianos. *“Estas rocas generadoras se depositaron durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a calizas y lutitas”*<sup>27</sup>. El contenido de materia orgánica (TOC) está entre el 1% y el 6%, la reflectancia a la vitrinita (Ro) es de 1,1% a 1,2% y el Kerógeno es de tipo II. La ubicación geográfica de la cuenca se puede apreciar en la siguiente figura.

<sup>26</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Catalogo open round tipo 1 Español, Colombia, Noviembre, 2009. P. 1-24.

<sup>27</sup> Ibit. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Catalogo open round tipo 1 Español.

Figura 51. Ubicación cuenca del valle medio del Magdalena.



Modificado: Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Catalogo open round tipo 1 Español, Colombia, Noviembre, 2009. P. 1-24.

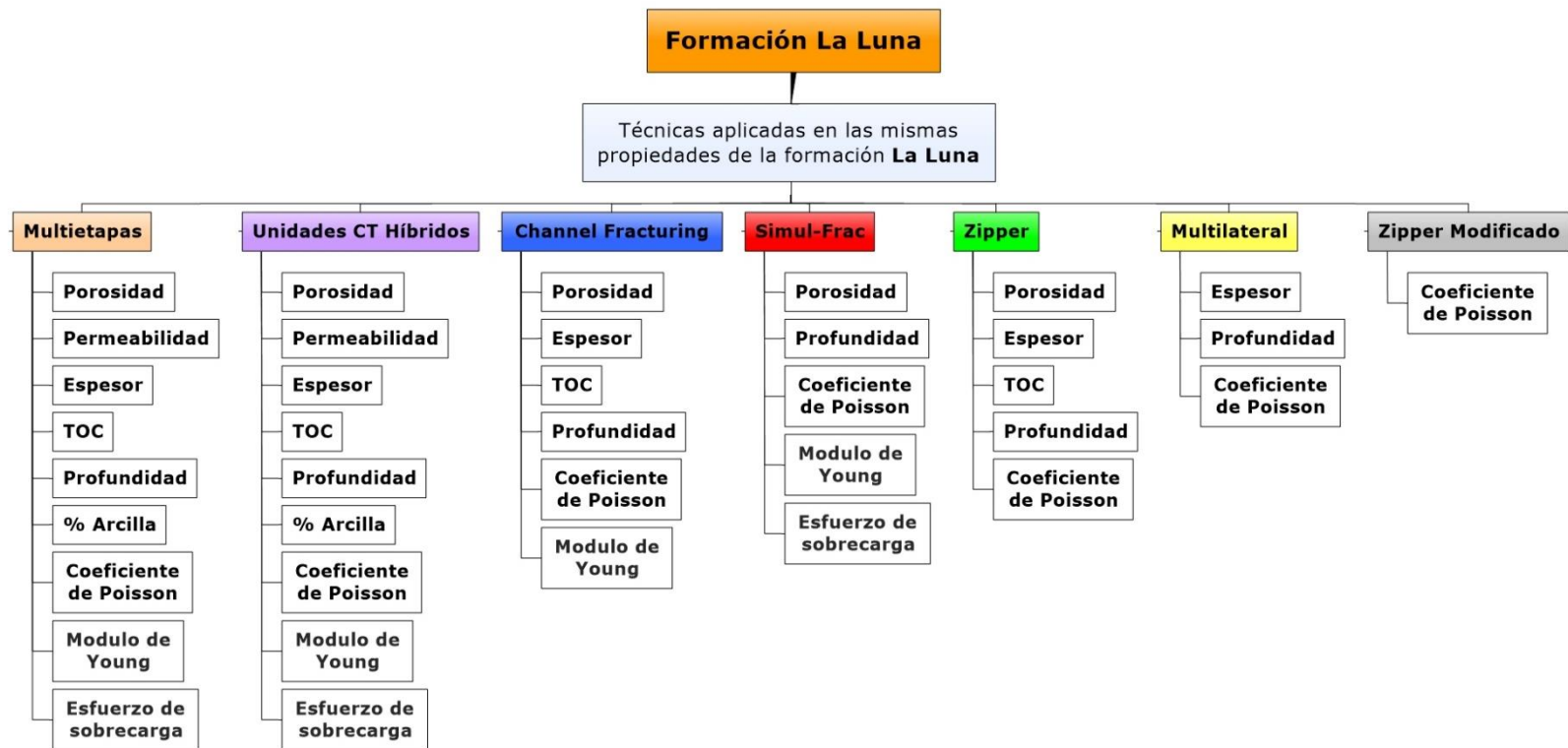
#### 4.1 FORMACION LA LUNA

La formación La Luna es uno de los prospectos más importantes de Colombia en Shale Plays. La selección de las técnicas se realiza con base en las propiedades de la formación. El objetivo es proponer una serie de recomendaciones para el desarrollo de dicha formación en el país.

4.1.1 Comparación con los casos de aplicación estudiados: Para seleccionar aquellas técnicas que se adapten mejor a la formación Colombiana La Luna, se realizó en primer lugar una relación de las siete técnicas de fracturamiento hidráulico a partir de su aplicación en las formaciones de Argentina, China y Estados Unidos. En segundo lugar, se llevó a cabo una comparación de dichas formaciones con las propiedades de la formación La Luna. Las propiedades comparadas fueron: porosidad, permeabilidad, espesor neto, TOC, profundidad, % de arcilla, % de carbonatos, módulo de Young,

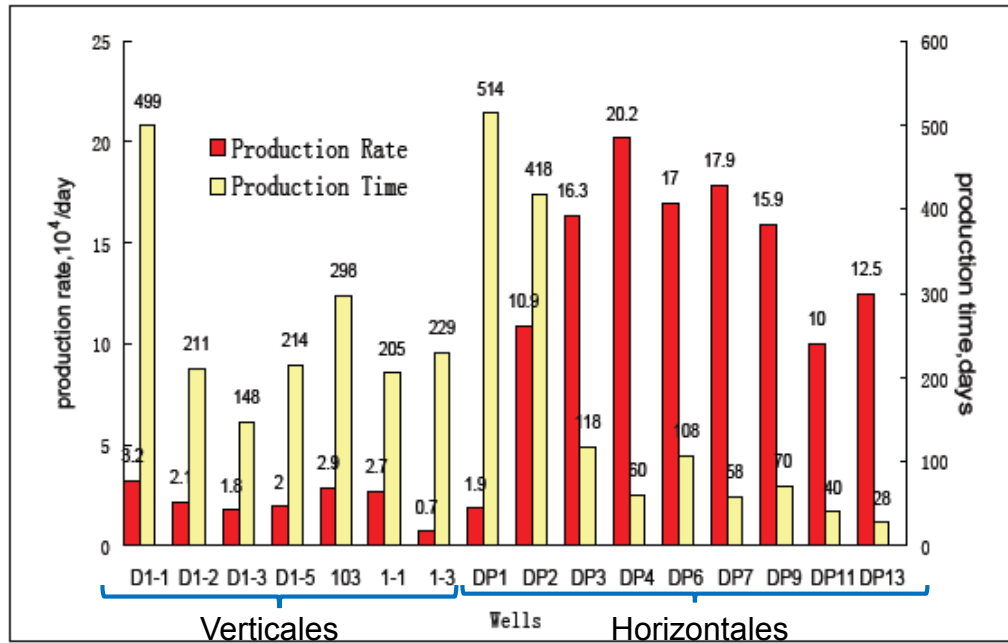
coeficiente de Poisson y esfuerzo de sobre carga. La información obtenida se presenta en el siguiente mapa conceptual que especifica las propiedades que coinciden con la formación La Luna para los casos en los que se aplica cada técnica.

Figura 52. Analogías de las tecnologías de fracturamiento hidráulico con la formación La Luna.



- 4.1.2 Sugerencias: El mapa conceptual anterior deja entrever que, de las siete técnicas analizadas, las técnicas Multietapas y Unidades de Coiled Tubing son las más adecuadas y pertinentes para el desarrollo del Shale Plays La Luna, ya que han sido aplicadas en yacimientos que poseen nueve (9) propiedades coincidentes con las propiedades de la formación colombiana La Luna.
- 4.1.2.1 Pozos Verticales: para la técnica multietapas, se registran aplicaciones en pozos verticales de China en el campo South Sulige. Allí se analizaron 6 pozos que han sido estimulados en un promedio de 16 etapas cada uno. El fluido utilizado es gel reticulado de borato con propano de resistencia intermedia. En cuanto al completamiento se usaron tuberías de revestimiento de 3,5 pulgadas. Los resultados en producción alcanzan un promedio de 918 MSCFD por pozo. Las estimulaciones fueron llevadas a cabo por PetroChina y Schlumberger. En la formación China Dengloulou también se ha aplicado la técnica multietapas en pozos horizontales. En la siguiente figura se muestra la comparación entre los pozos horizontales y verticales.

Figura 53. Comparación de producción de pozos verticales contra pozos horizontales en el campo Changling, China.



Modificado de: WANG, Feng, et al. *The Horizontal Massive Multistage Fracturing Meet the Changling Tight Gas Field Development Strategy*. *En: Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (9-11, julio: Tianjin, China)*. Research Institute of Jilin Oilfield Company, 2012. P. 1-5.

Para el caso de las unidades de Coiled Tubing Híbridas no se encontraron datos de aplicación de estimulación de Shale Plays en pozos verticales.

4.1.2.2 Pozos Horizontales: Para la técnica de fracturamiento multietapas en pozos horizontales, se tuvieron en cuenta las aplicaciones realizadas en las formaciones Haynesville, Bakken y Marcellus en Estados Unidos y He8, Shan1 y Denglouku en China. Las variables promedio del fracturamiento hidráulico multietapas se encuentran en la tabla 20; las estimulaciones han sido desarrolladas por Schlumberger, PetroChina, BP América, Epsilon Energy USA.

En el caso de las Unidades de Coiled Tubing Híbridas se analizaron las aplicaciones en las formaciones Bakken, Eagle Ford y Marcellus,

desarrolladas por las compañías Halliburton y Schlumberger. Las variables promedio del fracturamiento se encuentran en la tabla 19.

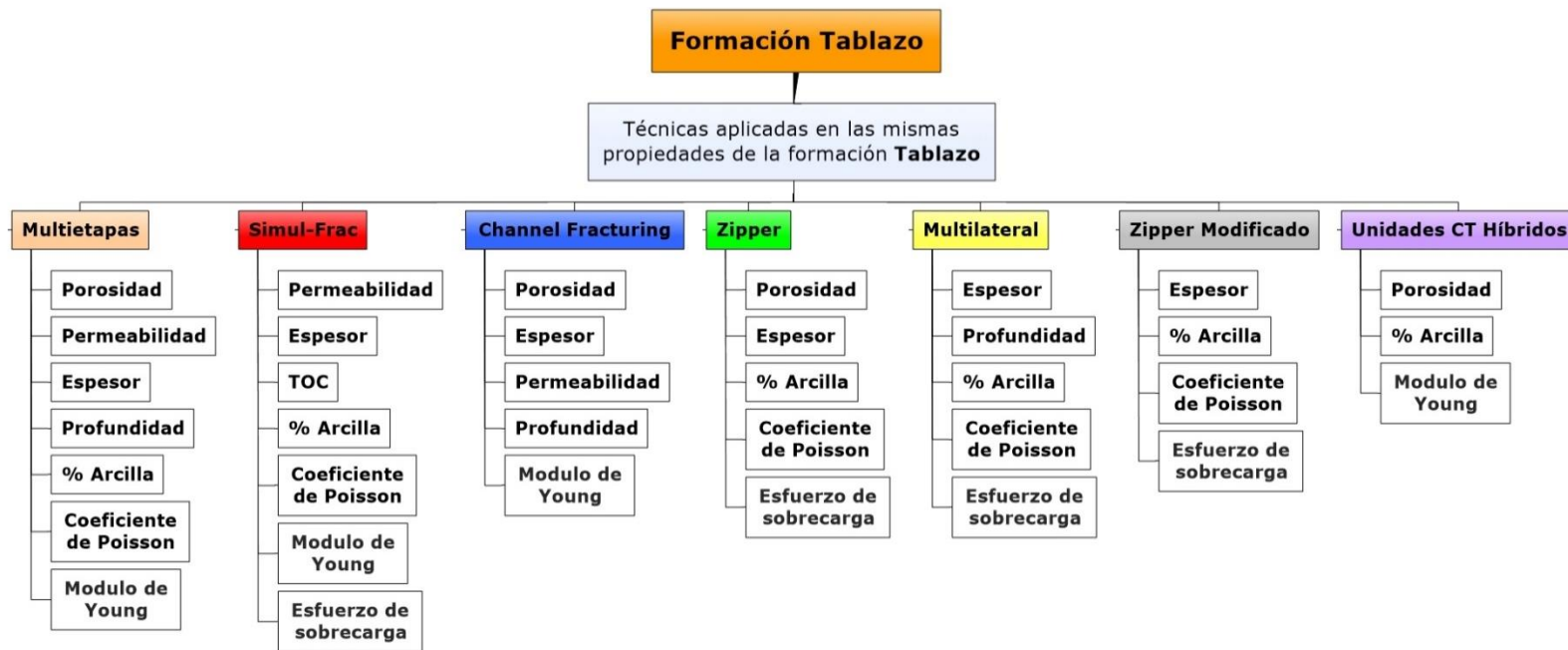
También es importante tener en cuenta la técnica multilateral ya que debido al espesor de la formación La Luna esta técnica podría ser aplicada también en dicha formación, las variables operacionales se encuentran en la tabla 21, las estimulaciones han sido desarrolladas por las compañías Schlumberger y Halliburton.

## 4.2 FORMACIÓN TABLAZO

La formación Tablazo es otro de los prospectos más significativos de Colombia en Shale Plays. A continuación se realiza la selección de las técnicas de fracturamiento hidráulico más adecuadas de acuerdo a las propiedades de la formación. El propósito es proponer una serie de recomendaciones para el desarrollo del Shale Play Tablazo.

4.2.1 Comparación con los casos de aplicación estudiados: Para seleccionar las técnicas que se adapten mejor a la formación Colombiana Tablazo se realizó el mismo procedimiento que el de la formación La Luna, es decir, se relacionaron cada una de las siete técnicas de fracturamiento hidráulico con las formaciones en las cuales se ha aplicado, posteriormente se hizo la comparación de dichas formaciones de Argentina, China y Estados Unidos con las propiedades de la formación Tablazo. Las propiedades comparadas fueron: porosidad, permeabilidad, espesor neto, TOC, profundidad, % de arcilla, % de carbonatos, módulo de Young, coeficiente de Poisson y esfuerzo de sobre carga. La información obtenida se muestra en el siguiente mapa conceptual, que especifica las propiedades que coinciden con la formación Tablazo para los casos de aplicación de cada técnica.

Figura 54. Analogías de las tecnologías de fracturamiento hidráulico con la formación Tablazo.



4.2.2 Sugerencias: teniendo en cuenta el mapa conceptual, se concluye que de las siete técnicas analizadas, las que presentan mayores similitudes son multietapas y Simul-Frac. Por tal razón, se proponen para el desarrollo del Shale Play de la formación Tablazo.

4.2.2.1 Pozos Verticales: La técnica multietapas es aplicada en pozos verticales de China en campo South Sulige. Allí se analizaron 6 pozos los cuales han sido estimulados en un promedio de 16 etapas cada uno. El fluido utilizado es gel reticulado de borato con propante de resistencia intermedia. En cuanto al completamiento, se usaron tuberías de revestimiento de 3,5 pulgadas. Los resultados en producción alcanzan un promedio de 918 MSCFD por pozo. Las estimulaciones fueron llevadas a cabo por PetroChina y Schlumberger. En la formación China Denglouku también se ha aplicado la técnica multietapas en pozos horizontales, en la figura 53 muestra una comparación entre los pozos horizontales y verticales.

Para el caso de la técnica Simul-Frac, las aplicaciones se limitan a pozos horizontales.

4.2.2.2 Pozos Horizontales: Para la técnica de fracturamiento multietapas en pozos horizontales, se tuvieron en cuenta sus aplicaciones en las formaciones Haynesville, Bakken y Marcellus en Estados Unidos y He8, Shan1 y Denglouku en China. Las variables promedio del fracturamiento hidráulico multietapas se encuentran en la tabla 20.

En el caso de la técnica Simul-Frac en pozos horizontales, se estudiaron sus aplicaciones en las formaciones Barnett y Woodford de Estados Unidos. Todos estos trabajos – los de las técnicas multietapas y Simul-Frac - han sido llevados a cabo por la compañía Schlumberger. La tabla 22 muestra los valores de las variables operacionales promedio en cada técnica.

También es importante tener en cuenta la técnica multilateral ya que debido al espesor de la formación Tablazo esta técnica podría ser aplicada en dicha formación, las variables operacionales se encuentran en la tabla 21, las estimulaciones han sido desarrolladas por las compañías Schlumberger y Halliburton.

## 5 CONCLUSIONES

- Las técnicas de fracturamiento hidráulico Multietapas y las unidades de Coiled Tubing Híbridas se han aplicado en formaciones que poseen nueve coincidencias con las propiedades de la formación Colombiana La Luna. De esta manera, se convierten en una posible alternativa para el desarrollo de los Shale Plays de dicha formación.
- Teniendo en cuenta las formaciones en las que se han aplicado las técnicas de fracturamiento hidráulico Multietapas y Simul-Frac, estas coinciden con siete propiedades de la formación Colombiana Tablazo. Por tal razón estas dos técnicas constituyen una posibilidad para el desarrollo de los Shale Plays de la formación Tablazo.
- En cuanto a las variables de producción, la técnica Channel Fracturing ha mostrado mejores resultados en la formación Eagle Ford. Por su parte, el fracturamiento multietapas ha sido más eficiente en Barnett. En las técnicas Zipper y Zipper modificado los resultados están basados en simulación para la formación Eagle Ford. La técnica Simul-Frac mostró la mayor producción en la zona 1 del Woodford Shale.
- Cada una de las variables operaciones se comporta de manera diferente dependiendo de la técnica. Un análisis gráfico de los valores promedio de cada variable, a partir de sus casos de aplicación a nivel mundial, permitió entender las diferencias entre cada técnica. Dicho estudio se convierte en una herramienta para la toma de decisiones operacionales.

## **6 RECOMENDACIONES**

- Complementar el estudio técnico con un análisis económico tanto en los lugares donde fueron aplicadas las técnicas como en las proyecciones para las formaciones Colombianas.
- Realizar evaluaciones de cada una de las técnicas a partir de simulación para establecer con mayor certeza su aplicabilidad en las formaciones Colombianas.
- Ampliar el estudio hacia técnicas emergentes como Plasma Pulse Technology, entre otras.
- Llevar a cabo procesos de optimización para cada técnica con el fin de obtener mejores resultados en la estimulación; minimizando tiempo, cantidad de aditivos, agua y emisiones.

## **BIBLIOGRAFÍA**

AHMED, U. Optimized Shale Resource Development: Balance Between Technology and Economic Considerations. En: SPE Biennial Energy Resources Conference (9-11, junio: Port of Spain, Trinidad). Baker Hughes, 2014. P. 1-39.

AJANI, Ayantayo, et al. Interence Study in Shale Plays. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (6-8 Febrero: The Woodlands, Estados Unidos). University of Tulsa, 2012. P. 1-15.

ASAFA, Kolapo, et al. Improving Post-Stimulation Coiled Tubing Drillout. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition (25 – 26, marzo: The Woodlands, Estados Unidos). Marathon Oil Corporation, 2014. P. 3-24.  
BRITT, Larry. Fractura Stimulation Fundamentals. En: Journal of Natural Gas Science and Engineering. Agosto, 2012. P-34-51.

CASERO, Alberto, et al. Open Hole Multi-Stage Completion System in Unconventional Plays: Efficiency, Effectiveness and Economics. En: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition (28-30, enero: Muscat, Oman). BP America Inc, 2013. P. 1-13.

CAVENDER, Travis, et al. Interfacing Fracturing and Sand Control Completion Strategies into Multilateral Technology; Considerations and Solutions. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (15-17, abril, Jakarta, Indonesia). Halliburton Energy Services, 2003. P. 1-14.

CHRON, Larry; STEGENT, Neil y YARUS, Jeffrey. Optimizing Lateral Lengths in Horizontal Wells for a Heterogeneous Shale Play. En: SPE/EAGE Unconventional Conference and Exhibition (25-27, febrero: Vienna, Austria). Halliburton, 2014. P. 1-12.

DOUG, G, et al. Discrete Fracturing of a Deep, Unconventional Shale Play Using Multilateral Technology. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (6-8,

febrero, The woodlands, Estados Unidos). Halliburton Energy Services, 2012. P. 1-14.

DOUG, G, et al. Unconventional Shale Play Selective Fracturing Using Multilateral Technology. En: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition (28-30, enero, Muscat, Oman). Halliburton, 2013. P. 1-12.

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.  
EIA, U.S Energy Information Administration. Review of Emerging Resources: U.S Shale Gas and Oil Plays. Estados Unidos, U.S. Department of Energy, julio, 2011. P. 1-105.

FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

FAN, W, et al. Open Hole Multistage Completion Exceeds Production Expectations from South Sulige Gas Field in China. En: International Petroleum Technology Conference (26 -28, marzo: Beijing, China). Schlumberger, PetroChina, 2013. P. 1-7.

FOWLER, Hampton, et al. Coiled Tubing Technologies Improve Shale Play Development Efficiencies. En: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition (6 – 8, septiembre: Aberdeen, Reino Unido). Halliburton, 2011. P. 1-16.  
GILLARD, M, et al. A New Approach To Generating Fracturing Conductivity. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (20 – 22, septiembre: Florencia, Italia). Schlumberger, 2010. P. 1-14.

GILLARD, Matt, et al. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: una vía rápida para la producción. En: Oilfield Review, marzo, 2012. Vol. 23, no. 3, p. 4-17.

GUTIERREZ, Guillermo, et al. Successful Alternating Sequential Hydraulic Multifrac in Two Parallel Horizontal Wells in a Low-Permeability Turbidite Oil Reservoir. En: SPE/EAGE Unconventional Conference and Exhibition (25-27, febrero: Vienna, Austria). Halliburton, 2014. P. 1-13.

JOHNSON, J, et al. Channel Fracturing – A Paradigm Shift In Tight Gas Stimulation. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition (24 – 26, Enero: The Woodlands, Estados Unidos). Schlumberger, 2011. P. 1-9.

KENNEDY, Robert, et al. Optimized Shale Resource Development: Proper Placement of Wells and Hydraulic Fracture Stages. En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (11-14, noviembre: Abu Dhabi: Emiratos Arabes Unidos). Baker Hughes, 2012. P. 1-24.

KETTER, A.A, et al. A Field Study Optimizing Completion Strategies For Fracture Initiation In Barnett Shale Horizontal Wells. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (24-27, septiembre: San Antonio, Texas). Devon Energy, Schlumberger, 2006. p. 1-6.

LALEHROKH, M. y BOUMA, J. Well Spacing Optimization in Eagle Ford. En: SPE/CSUR Unconventional Resources Conference (30, septiembre – 2 octubre: Calgary, Canadá). Talisman Energy, 2014. P. 1-11.

LINDSAY, S.; ABLES, C Y FLORES, D. Downhole Mixing Fracturing Method Using Coiled Tubing Efficiently: Executed in the Eagle Ford Shale. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition (27 – 28, marzo: The Woodlands, Estados Unidos). Halliburton, 2012. P. 1-14.

McNEIL, Fraser. Innovate Method of Gas Shale Intervention with Coiled Tubing/Joined Tubing Hybrid String. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30, octubre – 2, noviembre: Denver, Estados Unidos). Halliburton, 2011. P. 1-14.

McNERLIN, B, et al. Open Hole Fluid Displacement Analysis-Forward vs. Reverse Circulations. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30, septiembre – 2, octubre: New Orleans, Estados Unidos). BP Exploration – Angola, 2013. P. 4-17.

MUTALIK, PN y GIBSON, Bob. Case History of Sequential and Simultaneous Fracturing of the Barnett Shale in Parker County. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (21-24, septiembre: Denver, Estados Unidos). Williams Companies, 2008. P.1-7.

NEUHAUS, Carl y ZEYNAL, Asal. Completions Evaluation in the Eagle Ford Shale. En: Unconventional Resources Technology (25-27, agosto: Denver, Estados Unidos). MicroSeismic, 2014. P. 2-9.

PROCTOR, Robert, et al. Entering Multilateral Wells Using Coiled Tubing. En: SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition (1 – 2, abril: The Woodlands, Estados Unidos). Occidental Petroleum of Qatar, 2008. P. 1-16.

RAFIEE, M. SOLIMAN, M. PIRAYESH, E. Hydraulic Fracturing Design and Optimization: A Modification to Zipper Frac. En: SPE Eastern Regional Meeting (3-5, octubre: Lexington, Estados Unidos). Universidad de Texas, 2012. P. 1-16.

RAMAKRISHNAN, H, et al. Real-Time Completion Optimization of Multiple Laterals in Gas Shale Reservoirs: Integration of Geology, Log, Surface Seismic, and Microseismic Information. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference

and Exhibition (24-26, enero, The Woodlands, Estados Unidos). Schulumberger, Devon Energy Corporation, 2011. P. 1-15.

RHEIN, T, et al. Channel Fracturing in Horizontal Wellbores: the Ner Edge of Stimulation Techniques in the Eagle Ford Formation. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30, octubre – 2, noviembre: Denver, Estados Unidos). Schulumberger, 2011. P. 1-15.

ROUSSEL, N.P, et al. Optimizing Frcature Spacing and Sequencing in Horizontal Well Fracturing. En: SPE International Symposium and Exhibition (10-12, febrero: Lafayette, Estados Unidos). Universidad de Austin, 2010. P. 2-16.

SAMUELSON, M, et al. Field Development Study: Channel Fracturing Achieves Both Operational and Productivity Goals in the Barnett Shale. En: Americas Unconventional Resources Conference (5 – 7, junio: Pittsburgh, Estaos Unidos). Schulumberger, 2012. P. 1-15.

SANCHEZ, Marisela, et al. Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fractura “Complexity”. En: International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing (mayo: Brisbane, Australia), 2013. P. 1-34.

SEPELTA, E, et al. A New Intregrated Workflow to Characterize and Model Shale Gas Fields. En: International Technology Conference (10-12, diciembre: Kuala Lumpur, Malaysia). 2014. P. 1-16.

SHELLEY, Robert, et al. Understanding Multi-Fractured Horizontal Marcellus Completions. En: SPE Eastern Regional Meeting (21-23, octubre: Charleston, Estados Unidos). Epsilon Energy, 2014. P. 1-14.

SHEN, Xinpu. Numerical Analysis on the Interaction between Two Zipper Frac Wells Using The Continuum Damage Method. En: offshore Technology Asia (25-28, mayo: Kuala Lumpur, Malaysia). Halliburton, 2014. P. 1-13.

SIERRA, Leopoldo y MAYERHOFER, Mike. Evaluating the Banefits of Zipper Fracs in Unconventional Reservoirs. En: SPE Unconventional Resources Conference (1-3, abril: The Woodlands, Estados Unidos). Halliburton, 2014. P. 3-13.

SIERRA, Leopoldo; JIN, C y MAYERHOFER, Mike. A production Optimization Approach to Completion and Fracture Spacing Optimization for Unconventional Shale Oil Exploitation. En: Unconventional Resources Technology COncference (12-14, agosto: Denver, Estados Unidos). Halliburton, 2013. P. 1-12.

SUN, Jianlei, et al. Investigating the Effect of Improved Fracture Conductivity on Production Performance of Hydraulic Fractured Wells through Field Case Studies and Numerical Simulations. En: SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium (19-20, mayo: Houston, Estados Unidos). Universidad A&M, 2014. P. 1-14.

U.S. Deparment of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Estados Unidos, Advanced Resources International. Inc., junio, 2013. P. 1-107.

WANG, Feng, et al. The Horizontal Massive Multistage Fracturing Meet the Changling Tight Gas Field Development Strategy. En: Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (9-11, julio: Tianjin, China). Research Institute of Jilin Oilfield Company, 2012. P. 1-5.

WATERS, George, et al. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (19 – 21, enero: The Woodlands, Estados Unidos). Schlumberger, 2009. P. 1-22.

YUAN, Feng, et al. Single-Size-Ball Interventionless Multi-Stage Stimulation System Improves Stimulated Reservoir Volume and Eliminates Milling Requirements: Case Studies. En: SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (14 – 16, octubre: Moscú, Rusia). Weatherford, 2014. P. 1-13.

ZHOU, Desheng y HE, Pei. Major Factors Affecting Simultaneous Frac Results. En: SPE Production and Operations Symposium (1 – 5, mayo: Oklahoma, Estados Unidos). Xian Petroleum University, 2015. P. 1-14.

## **ANEXOS**

*Nota: Los anexos de este proyecto pueden ser consultados en la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander: sala base de datos.*