

**ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN LA CUENCA DEL  
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**EVERT JULIÁN RENGIFO ORDOÑEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2017**

**ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN LA CUENCA DEL VALLE  
MEDIO DEL MAGDALENA**

**EVERT JULIÁN RENGIFO ORDOÑEZ**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Ph.D ZULY CALDERÓN CARRILLO**

**Co-director**

**M.Sc. EDGAR RICARDO PÉREZ CARRILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2017**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios y mi familia por la bendición de existir y acompañarme en cada lugar y momento.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme el placer de formarme como profesional en sus aulas de clase.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a sus docentes por compartir sus conocimientos y brindar apoyo en mi formación tanto académica como personal.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto y permitir mostrar mis capacidades investigativas.

A la Dra. Zuly Calderón por sus enseñanzas y conocimientos en la parte técnica y personal.

A ingeniero, Edgar Ricardo Pérez Carrillo por su aporte y acompañamiento durante el trabajo de investigación.

A mis amigos del alma y demás compañeros de clase que, de alguna u otra forma, colaboraron a que este trabajo de investigación fuera una realidad.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	16
1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	16
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	16
2. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	18
2.1 DEFINICIÓN DE SHALE PLAY.....	19
2.1.1 Definición de “Sweet Spots”.....	20
2.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	21
2.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	26
3. ESTUDIO DEL DESARROLLO HISTORICO DE LOS PRINCIPALES SHALE PLAYS DE ESTADOS UNIDOS, ARGENTINA, MÉXICO Y CHINA.....	31
3.1 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE FORMACIÓN.....	31
3.2 PERFORACIÓN.....	35
3.3 NUEVAS TECNOLOGIAS EN PERFORACIÓN.....	40
3.3.1 Sistemas Rotativos Direccionales (RSS):.....	40
3.3.2 Managed Pressure Drilling (MPD).....	41
3.3.3 Geonavegación.....	43
3.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	44
3.5 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO MÁS USADOS EN EL CONJUNTO DE SHALE PLAYS ESTUDIADOS.....	50
3.5.1 Fluido Base (FB):.....	50
3.5.2 Fluido tipo “Slick Water”.....	51
3.5.3 Fluido tipo Gel lineal.....	52
3.5.4 Fluido tipo Gel Entrecruzado ó Cross-linked.....	53
3.5.5 Fracturamiento híbrido.....	54
3.5.6 Ventajas y desventajas de los fluidos “Slick Water”, Gel lineal y Gel crosslinked.....	56
3.6 PROPANTES MÁS USADOS EN EL CONJUNTO DE SHALE PLAYS ESTUDIADOS.....	57
3.6.1 Arenas.....	58
3.6.2 Cerámicos.....	60
4. MONITOREO MICROSISMICO EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN SHALE PLAYS.....	66
4.1 DEFINICION DE MONITOREO MICROSISMICO.....	67
4.2 ADQUISICIÓN DE DATOS PARA EL ESTUDIO MICROSÍSMICO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	69
4.3 EQUIPOS Y EJECUCIÓN DEL MONITOREO MICROSÍSMICO.....	75
4.4 SOFTWARE NETMOD DE LA COMPAÑÍA SCHLUMBERGER EMPLEADO PARA EL MONITOREO MICROSISMICO EN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	81
4.5 CASO DE ESTUDIO EN EL SHALE PLAYS BARNETT.....	85
5. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM).....	89

5.1 FORMACIONES DE INTERÉS PARA EL DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN VMM ...	91
5.1.1 <i>Formación La Luna</i> .....	92
5.1.2 <i>Formación Tablazo</i> .....	93
6. ANALOGIAS POR COMPARACIÓN ENTRE LAS FORMACIONES PROSPECTIVAS DE VMM Y EL CONJUNTO DE SHALE PLAYS ESTUDIADO .....	95
7. ESTRATEGIA DE DESARROLLO PARA SHALE PLAYS EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (FASE PILOTO).....	101
7.1 PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN LA LUNA .....	101
7.1.1 <i>Estado Mecánico</i> .....	101
7.1.2 <i>Fluido de perforación</i> .....	105
7.1.3 <i>Propuesta para la perforación en la formación La Luna en VMM.</i> .....	119
7.2 PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN TABLAZO .....	120
7.2.1 <i>Estado Mecánico</i> .....	120
7.2.2 <i>Fluido de perforación</i> .....	124
7.2.3 <i>Propuesta para la perforación en la formación Tablazo en VMM.</i> .....	131
7.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA FORMACIÓN LA LUNA Y TABLAZO. ....	132
7.3.1 <i>Diseño Conceptual para fracturamiento hidráulico en la formación La Luna.</i> .....	136
7.3.2 <i>Diseño Conceptual para fracturamiento hidráulico en la formación Tablazo.</i> .....	138
7.4 ESQUEMA GENERAL DE LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN LA CUENCA VMM (FASE PILOTO) .....	142
8. CONCLUSIONES .....	144
9. RECOMENDACIONES.....	145
10. BIBLIOGRAFIA.....	146

## TABLA DE FIGURAS

Figura 1: Cuencas Prospectivas Para El Desarrollo De Shale Plays En Colombia .....	19
Figura 2: Secciones Típicas De Un Pozo Horizontal .....	25
Figura 3: Tipos Y Características De Pozos Horizontales .....	26
Figura 4: Diagrama De Un Fracturamiento Hidráulico Típico En El Shale Marcellus. ....	27
Figura 5: Ilustración De Un Sistema Plug-And-Perf .....	30
Figura 6: Composición De Fluidos De Fractura Usados En El Shale Marcellus .....	30
Figura 7: Comparación De La Calidad Del Pozo Entre Un Motor De Desplazamiento Positivo (Arriba) Y Un Rss (Abajo).....	41
Figura 8: Mpd Vs (Ubd &Obd) .....	42
Figura 9: Efecto Del Esfuerzo De Cierre En La Conductividad De La Fractura Para Varios Tipos De Propantes.....	58
Figura 10: Propante Tipo Arena Ottawa .....	59
Figura 11: Propante Tipo Arena Brandy .....	60
Figura 12: Propante Cerámico Bauxita Sinterizada .....	61
Figura 13: Propante Cerámico Isp .....	62
Figura 14: Propantes Cerámico Ligero (Lwc) .....	62
Figura 15: Propantes Recubiertos Con Resina Pre-Curados .....	63
Figura 16: Propantes Recubiertos Con Resina Curados .....	64
Figura 17: Jerarquía De La Conductividad .....	65
Figura 18: Monitoreo Microsísmico De Fracturamiento Hidráulico En Múltiples Etapas A Lo Largo De Un Tramo Lateral.....	68
Figura 19: Flujo De Trabajo De Un Proyecto De Microsísmica.....	69
Figura 20: Microsísmica Generada Durante Un Fracturamiento Hidráulico.....	70
Figura 21: Sismograma Para Un Evento Microsísmico, Con Origen Bajo Los Geófonos. Los Primeros Arribos Son De Las Ondas P. Las Ondas S, Generalmente Tienen Una Amplitud Mayor. ....	70
Figura 22: Tiempos De Llegada De Las Ondas P Y S En Todos Los Geófonos, Se Puede Usar Para Determinar La Distancia Radial Del Evento A Cada Geófono Del Pozo Monitor, Junto Con De La Tvd Del Evento. ....	72
Figura 23: Hodograma Para El Geófono Inferior De La Figura 4, La Línea Negra Es La Mejor Tendencia Y Determina La Dirección Del Evento Al Pozo Monitor. ....	73
Figura 24: Hodograma Para Todos Los Geófonos Del Evento Mostrado En La Figura 5. ....	74
Figura 25: “ <i>Frac Trailer</i> ” Y Sistema De Monitoreo De Fracturamiento.....	76
Figura 26: Diferentes Configuraciones De Geófonos. ....	77
Figura 27: Sensor 3c Wireline, Con Brazo De Fijación Para Sujetarse En El Pozo.....	79
Figura 28: Mapa Esquemático Con Dos Pozos Monitores Y La Correspondiente Detección De Los Límites Del Pozo Horizontal .....	80
Figura 29: Netmod Para Una Ubicación De La Serie De Geófonos Y Un Modelos De Subsuelo Determinado Pronostica La Incertidumbre De La Localización Del Evento (Izquierda) Y La Capacidad De Detección De Un Evento De Magnitud -1.5 (Derecha)...	82
Figura 30: Mapa De La Dependencia Con Respecto A La Frecuencia Y Mapa Netmod.....	83
Figura 31: Volumen De Estimulación Efectiva Vs Eventos Microsísmicos Detectados .....	85

Figura 32: Mapas De Eventos Microsísmicos Del Tratamiento De Estimulación Por Fracturamiento Hidráulico De Cuatro Etapas.....	87
Figura 33: Influencia De Las Fallas Sobre El Tratamiento De Estimulación.....	88
Figura 34: Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Áreas De Potencial De Exploración De Shale.....	90
Figura 35: Pozos Exploratorios De Shale Plays En Vmm.....	91
Figura 36: Comparación De La Porosidad Promedio. ....	95
Figura 37: Comparación De La Permeabilidad Promedio.....	96
Figura 38 Comparación De La Reflectancia A La Vitrinita.....	96
Figura 39: Comparación Del Toc.....	97
Figura 40: Comparación Del Rango De Profundidad.....	97
Figura 41: Comparación Del Espesor.....	98
Figura 42: Resultado De La Analogía Por Comparación Entre El Miembro Salada De La Formación La Luna Y El Conjunto De Shale Plays Estudiado .....	99
Figura 43: Resultado De La Analogía Por Comparación Entre El Miembro Galembo De La Formación La Luna Y El Conjunto De Shale Plays Estudiado .....	99
Figura 44 Resultado De La Analogía Por Comparación Entre La Formación Tablazo Y El Conjunto De Shale Plays Estudiado .....	100
Figura 45: Principales Diseños De Pozos En Eagle Ford.....	102
Figura 46: Ventana Operacional Pozo Tipo.....	102
Figura 47: Estado Mecánico Propuesto Para La Perforación En Vmm Con Objetivo La Formación La Luna (Miembros Salada Y Galembo) .....	104
Figura 48: Distribución De Fluidos De Perforación Para Las Secciones Curva Y Lateral En El Shale Play Eagle Ford De Eua.....	106
Figura 49: Comparación Del Tiempo De Perforación Con El Uso De Hpbdf Y Dobf En El Shale Eagle Ford De Estados Unidos.....	110
Figura 50: Propuesta Para La Perforación En La Cuenca Vmm, Con Objetivo La Formación La Luna.....	119
Figura 51: Diseños Típicos De Pozos En El Shale Play Haynesville.....	121
Figura 52: Ventana Operacional Pozo Tipo.....	121
Figura 53: Estado Mecánico Propuesto Para La Perforación En Vmm Con Objetivo La Formación Tablazo.....	123
Figura 54: Distribución De Los Fluidos De Perforación En La Secciones Curva Y Lateral Del Shale Plays Haynesville En Eua. ....	125
Figura 55: Propuesta Para La Perforación En La Cuenca Vmm, Con Objetivo La Formación Tablazo. ....	132
Figura 56: Consumo De Propantes Para Fracturamiento Hidráulico En Estados Unidos.....	133
Figura 57: Profundidad De Aplicación Para Cada Tipo De Propante. ....	134
Figura 58: Aplicación Según Presión De Poro.....	134
Figura 59: Aplicación Según Presión De Cierre.....	135
Figura 60: Diagénesis Del Propante En El Shale Haynesville. ....	139
Figura 61: Perforación En Vmm.....	142
Figura 62: Fracturamiento Hidráulico En Vmm .....	143

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Principales Características Del Conjunto De Shale Plays De Estados Unidos Seleccionado En Este Trabajo. ....	33
Tabla 2: Principales Características De Los Principales Shale Plays De Argentina, México Y China. ....	33
Tabla 3: Características Generales De La Perforación En Los Shale Plays De Estados Unidos Seleccionados. ....	38
Tabla 4: Características Generales De La Perforación En Los Principales Shale Plays De Argentina, México Y China. ....	39
Tabla 5: Características Generales Del Fracturamiento Hidráulico En Los Shale Plays De Estados Unidos Seleccionados. ....	48
Tabla 6: Características Generales Del Fracturamiento Hidráulico En Los Principales Shale Plays De Argentina, México Y China. ....	49
Tabla 7: Productividad De La Fractura .....	53
Tabla 8: Crosslinker Más Usados En Los Fluidos De Fracturamiento Crosslinked .....	54
Tabla 9: Ventajas Y Desventajas De Los Fluidos “ <i>Slick Water</i> ”, Gel Lineal Y Gel Crosslinked .....	56
Tabla 10: Formaciones Prospectivas Para El Desarrollo De Shale Plays En La Cuenca Vmm .....	94
Tabla 11: Formulación Típica Del Fluido De Perforación Hpwbm1 .....	107
Tabla 12: Parámetros Del Fluido En La Perforación De Las Zonas Intermedia, Curva Y Lateral. ....	108
Tabla 13: Pozos Perforados En El Condado De Newtonville Con Hpbdf .....	109
Tabla 14: Efecto Del Producto Alternativo A La Bentonita Y El Potenciador De Rop En La Lubricidad Del Fluido. ....	112
Tabla 15: Formulación De Los Sistemas Para Los Ensayos De Laboratorio. ....	113
Tabla 16: Efectos Comunes De Contaminantes En El Fluido De Perforación .....	113
Tabla 17: Formulaciones De Referencia Para El Ensayo En Campo .....	115
Tabla 18: Pruebas Piloto Que Muestran El Efecto Del Uso Del Producto Alternativo A La Bentonita En Un Wbm Reciclado .....	116
Tabla 19: Concentración De Los Productos En La Perforación. ....	117
Tabla 20: Propiedades Del Fluido. ....	118
Tabla 21: Formulación Lodo Base Agua (Wbm) Personalizado .....	126
Tabla 22: Paralelo Entre El Nuevo Wbm Y El Obm En El Shale Play Haynesville .....	130
Tabla 23: Relación Entre Fragilidad Y Tipo De Propante. ....	135
Tabla 24: Diseño De Fracturamiento Hidráulico Propuesto Para El Desarrollo Del Shale Play De La Formación La Luna En El Vmm .....	138
Tabla 25: Diseño De Fracturamiento Hidráulico Propuesto Para El Desarrollo Del Shale Play De La Formación La Luna En El Vmm .....	141

## NOMENCLATURA

HPHT= High Pressure High Temperature

HPWBM= Fluidos base agua de alto rendimiento

LWD= *“Logging While Drilling”*

M= miles

NPT= Tiempos no productivos

OBD=Perforación Sobre Balance (Overbalanced Drilling)

OBM= fluido de perforación base aceite

ROP= Tasa de perforación (*“Rate Of Penetration”*)

RSS= *“Rotary Steerable Systems”*

SBM= fluido de perforación sintéticos

SVR= Volumen de yacimiento estimulado (*“Stimulation Volume Reservoir”*)

TRR= Recurso técnicamente recuperables

UBD= Perforación Bajo Balance (Underbalanced Drilling)

VMM= Valle Medio del Magdalena

WBM= fluido de perforación base agua

## RESUMEN

**TITULO:** ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA<sup>1</sup>

**AUTOR:** Evert Julián Rengifo Ordoñez.<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Recursos técnicamente recuperables, fracturamiento hidráulico.

La revolución energética actual a nivel mundial ocasionada por el rápido crecimiento de la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales conocidos como “Shale plays”, indica que el potencial de este tipo de yacimientos contribuirá de manera sustancial a la prospectiva de energía interna de Colombia, como ocurrió en Estados Unidos, donde la producción de gas aumentó aproximadamente en un 23%, los recursos técnicamente recuperables (TRR) de gas aumentaron en un 21% y los TRR de petróleo aumentaron en un 64%, con el desarrollo de los shale plays (EIA., 2011). Con el fin de conocer y evaluar la prospectividad de exploración y explotación en Colombia, es necesario profundizar e investigar en el desarrollo de este tipo de yacimientos.

En este trabajo se presenta un estudio de las analogías y posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena (VMM), una de las cuencas prospectivas para el desarrollo de shale plays en Colombia, a partir del análisis histórico del desarrollo de shale plays en Estados Unidos, Argentina, México y China; para lo cual se realizó un estudio minucioso referente a los desafíos significativos llevados a cabo en la etapa temprana de la curva de aprendizaje de las operaciones de perforación y fracturamiento hidráulico en los principales campos de shale plays de los países anteriormente mencionados.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenieras Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directora: Ph.D Zuly Calderón Carrillo. Co – director: M.sc. Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

## ABSTRACT

**TITLE:** STRATEGY FOR THE DEVELOPMENT OF SHALE PLAYS IN MIDDLE VALLEY OF MAGDALENA BASIN<sup>3</sup>

**AUTHOR:** Evert Julián Rengifo Ordoñez.<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** Technically Recoverable Resources, hydraulic fracturing.

### DESCRIPTION:

The current global energetic revolution developed by the rapid growth of the exploration and exploitation of unconventional reservoirs called “Shale plays” means that the potential of this kind of reservoirs will contribute to a large extent in the Colombian Energetic prospective, as it happened in the United States where the gas production increased approximately 23%, the gas technically recoverable resources (TRR) increased 21% and the Oil TRR increased 64% with the Shale development (EIA, 2011). With the objective to know and evaluate the exploration and exploitation prospects in Colombia is necessary to deepen and investigate in the development of this type of deposits.

This research presents a study of the analogies and possible applications in the formations of the Magdalena Middle Basin, one of the most important basins to the shale development in Colombia from the historical analysis of the shale development of the United States, Argentina, Mexico and China, for which a detailed study was carried out concerning to the significant challenges in the early stage of the learning curve of drilling and hydraulic fracturing operations in the main shale fields in the countries mentioned above.

---

<sup>3</sup> Degree Project

<sup>4</sup> Physico-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.  
Advisor: Ph.D Zuly Calderón Carrillo, M.sc. Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

## INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos constituyen la fuente de energía de mayor importancia a nivel mundial, ya que aportan aproximadamente el 57% de la demanda de energía global<sup>5</sup>, por tanto su abastecimiento es vital para el sustento energético del mundo, sin embargo los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales están disminuyendo de manera constate, especialmente en Colombia, un país donde la relación reservas-producción es aproximadamente 6.3 años para petróleo y 12.2 años para el gas<sup>6</sup>, por tanto se puede pensar que una crisis energética se avecina, por lo que es necesario enfocarse en el aumento de la relación anterior, adicionando reservas probadas.

Con el fin de aumentar reservas, el avance y desarrollo de tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico se han llevado a cabo con el objetivo de poder explotar los yacimientos no convencionales (YNC) como los Shale Plays, los cuales hace no más de una década se consideraban recursos prospectivos, por presentar características particulares como la gran heterogeneidad de sus propiedades y composición mineralógica, permeabilidad baja y ultra baja (<1mD <sup>7</sup>), compuesto por partículas muy finas (< 4µm) <sup>8</sup>, entre otras características que hacen de este tipo de yacimientos un prospecto de difícil explotación. Es importante destacar que la estimulación con fracturamiento hidráulico es el único método conocido hasta el momento para explotar shale plays con tasas económicamente rentables, ya que permite crear el yacimiento mediante fracturas hidráulicas que conectan la formación de interés (shale) con el pozo.

Los recursos técnicamente recuperables (TRR) asociados a shale plays en el mundo son de aproximadamente 345MM barriles de petróleo y 7.299 Tpc de gas<sup>9</sup>, los cuales con el desarrollo de tecnologías para la explotación de estos recursos se podrían considerar como reservas, de ser así representarían un aumento de las reservas actuales de petróleo (1.697,6MMM <sup>10</sup>) en aproximadamente un 20% y las reservas actuales de gas (6.599,4 Tpc <sup>10</sup>) en un 110%.

---

<sup>5</sup> BRITISH PETROLEUM, BP. [En línea]. BP Statistical Review of World Energy 2016 [Consulta: 17 marzo 2017] Disponible en: [http://www.bp.com/es\\_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html](http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2016/bp-statistical-review-world-energy-2016.html)

<sup>6</sup> BRITISH PETROLEUM, BP. Statistical Review of World Energy June 2016.

<sup>7</sup> BOYER, Chuck., et al. "Gas de Lutitas: Un recurso global. Schlumberger". 2011.Oilfield review Volumen 23,no.3.

<sup>8</sup> PASSEY, Quinn, et al. "From oil-prone source rock to gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of unconventional Shale-Gas Reservoirs". 2010.Exxon Mobil. SPE-131350.

<sup>9</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA. Shale oil and shale gas resources are globally abundant. 2013

<sup>10</sup> BRITISH PETROLEUM, BP. Statistical Review of World Energy June 2016.

El desarrollo la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico generaron una revolución energética en materia de hidrocarburos ya que permitieron la explotación de shale plays en la década pasada en países como Estados Unidos y Argentina, sumado a los recursos técnicamente recuperables estimados en las formaciones colombianas y la necesidad de aumentar la relación reservas/producción en Colombia, han fomentado la iniciativa de iniciar el estudio de la prospectividad de la exploración y explotación de este tipos de yacimientos en Colombia.

El presente trabajo de investigación busca hacer un estudio minucioso del desarrollo de los principales shale plays de Estados Unidos, Argentina, México y China, con el fin de proponer una estrategia de desarrollo conceptual para los shale plays en la cuenca VMM para la fase piloto a partir del desarrollo de analogías entre las formaciones de interés de VMM y los shale plays estudiados. El resultado de este trabajo servirá de punto de partida para el desarrollo de los shale plays en Colombia, principalmente en la cuenca VMM, ya que el estudio de analogías y las posibles aplicaciones en las formaciones Colombianas se considera parte de la iniciativa anteriormente expuesta, y se hace con el fin de tener un punto de partida en el momento en que se inicie el desarrollo de este tipo de yacimientos en el país, teniendo en cuenta las principales lecciones aprendidas y experiencias de éxito en las operaciones de perforación y fracturamiento hidráulico, en la curva de aprendizaje del desarrollo de los shale plays seleccionados en este trabajo.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La revolución energética actual a nivel mundial ocasionada por el rápido crecimiento de la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales conocidos como “Shale plays”, indica que desarrollar un proceso similar en Colombia contribuirá de manera sustancial a la prospectiva de energía interna de Colombia, como ocurrió en Estados Unidos, donde la producción de gas aumentó aproximadamente en un 39% <sup>11</sup>, los recursos técnicamente recuperables (TRR) de gas aumentaron en un 21% y los TRR de petróleo aumentaron en un 64%, con el desarrollo de los shale plays<sup>12</sup>. En Colombia es necesario aumentar la relación reservas/producción, y este tipo de yacimientos pueden contribuir de manera sustancial a este propósito, con este fin es importante conocer y evaluar la prospectividad de exploración y explotación de shale plays en Colombia, los cuales han despertado gran interés como prospectos energéticos que en años atrás no se consideraban, pues los yacimientos convencionales del país ha empezado a agotarse; por lo tanto se debe profundizar e investigar en el desarrollo de este tipo de yacimientos e identificar las principales lecciones aprendidas en el desarrollo de shale plays en el mundo para que cuando llegue el momento del desarrollo de este tipo de yacimiento se tenga un estudio completo que optimice las operaciones y reduzca al máximo los posibles problemas de desarrollo de shale plays en Colombia.

### 1.2 JUSTIFICACIÓN

La demanda de energía, autosuficiencia energética y la disminución en los descubrimientos convencionales de hidrocarburos en Colombia, conllevan a la necesidad del desarrollo de los Shale Plays como un medio para satisfacer la demanda energética del país, sin embargo, actualmente se considera un verdadero desafío su explotación, debido a contingencias como la rentabilidad económica, impactos ambientales y la prematura experiencia en el desarrollo de este tipo de yacimientos en Colombia. El desarrollo de tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico han posibilitado el desarrollo de shale plays en países como Estados Unidos, Argentina, México y China.

Teniendo en cuenta las necesidades en materia de hidrocarburos que afronta el país y el éxito que han tenido los países anteriormente mencionados en el desarrollo de shale plays, es

---

<sup>11</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA. 2014.

<sup>12</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA. Julio 2011 “Review of Emerging Resources U.S. shale gas and shale oil play”.

relevante y necesario iniciar la investigación desde la academia para un pronto desarrollo de shale plays en Colombia. Por medio de esta investigación se quiere definir una estrategia de desarrollo, con tecnologías apropiadas para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia, en las operaciones de perforación y completamiento con el objetivo proponer un punto de partida para la industria en el momento del inicio del desarrollo de shale plays en Colombia.

El inicio del desarrollo de shale plays en Colombia está en una etapa de temprana, puesto que a pesar de que ya están identificados y caracterizados los prospectos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), la experiencia técnica es prematura. Los shale plays se considera de gran importancia para el abastecimiento energético del país por las cantidades considerables de hidrocarburos asociados a estos yacimientos, sin embargo es importante identificar las posibles contingencias en cada operación de su desarrollo con el fin de mitigarlas en el momento de iniciar la explotación, en este orden de ideas los grandes beneficiados con esta investigación será la población en general, ya que este trabajo hace parte de los estudios necesarios para disminuir los costos optimizando operaciones, ganar experiencia en el tema y disminuir los impactos ambientales y sociales que pueda conllevar el desarrollo de estos yacimientos.

## 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

Los shale son las rocas sedimentarias más abundantes que existen en el planeta, desde hace poco tiempo un tipo de shale se consideraron como prospectos para la explotación de hidrocarburos (Shale ricos en materia orgánica), generando una revolución energética con los grandes descubrimientos concentrados inicialmente en Estados Unidos, en donde en el año 1981 se perforó el primer pozo de producción de shale gas en el shale Barnett, el cual es de gran importancia en Estados Unidos, sin embargo después de 20 años de avances tecnológicos en perforación y fracturamiento, sumado a la situación de bonanza de la industria en la época hicieron de este play un yacimiento de viabilidad comercial. Cabe resaltar que el fracturamiento hidráulico es la tecnología que permite explotar este tipo de yacimientos ya que se genera un aumento de la capacidad de flujo y una conexión entre el shale y el pozo. En la curva de aprendizaje de desarrollo de shale plays los operadores aplicaron la perforación horizontal con el fracturamiento hidráulico con el fin de aumentar el volumen del yacimiento en contacto y evitar declinaciones rápidas de producción, como ocurrió en pozos verticales, abriendo la posibilidad de explotación de otros shale plays<sup>13</sup>.

A medida que la innovación en perforación y fracturamiento hidráulico avanzaba otros shale plays en Estados Unidos se desarrollaban, como fue el caso de Eagle Ford, Bakken, Haynesville, entre otros, generando así un aumento sustancial de las reservas y producción de hidrocarburos en este país. Posteriormente influenciados por el éxito norteamericano países como Argentina, México y China iniciaron el desarrollo de este tipo de yacimientos hace no más de siete años, teniendo como base la curva de aprendizaje de Estados Unidos, partiendo de analogías fundamentadas en la comparación de propiedades y características de las formaciones de interés y los shale plays de Estados Unidos ya desarrollados, con el fin de tener un punto de partida para el inicio del desarrollo de sus plays y optimizando las operaciones de perforación y completamiento.

En Colombia se estiman unos recursos técnicamente recuperables (TRR) asociados a shale plays de 6,8 MMM barriles de petróleo y 55 Tcf de gas<sup>14</sup> distribuidos en cinco cuencas sedimentarias, Valle Medio del Magdalena (VMM), Cesar Ranchería, Catatumbo, Caguan-Putumayo y Cordillera las cuales se encuentran ubicadas como se observa en la Figura 1. Con el desarrollo de shale plays en Colombia estos recursos significarían un crecimiento significativo de las reservas, aproximadamente un aumento de 2,9 veces las reservas actuales de petróleo (2,3 MMM barriles<sup>15</sup>) y 11,4 veces las reservas actuales de gas (4,8 Tcf<sup>15</sup>); el

---

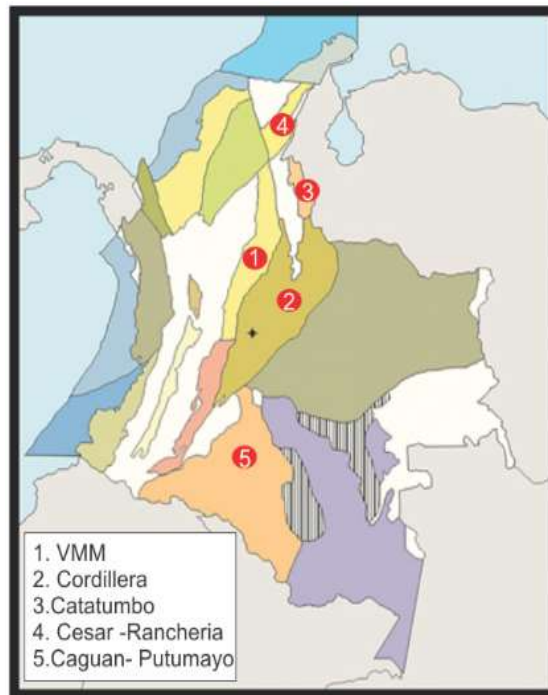
<sup>13</sup> BOYER, Chuck., et al. "Gas de Lutitas: Un recurso global. Schlumberger". 2011.Oilfield review Volumen 23,no.3.

<sup>14</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration. Junio 2013.

<sup>15</sup> BRITISH PETROLEUM, BP. Statistical Review of World Energy June 2016.

conocimiento del potencial de este tipo de yacimientos en Colombia, los convierte en un prospecto atractivo para el sustento energético del país y un reto para la industria petrolera local, quienes apoyados con la academia debe adoptar y generar nuevas estrategias de desarrollo de shale plays.

**Figura 1:** Cuencas Prospectivas para el desarrollo de Shale plays en Colombia



**Fuente:** Barrero D., 2007. Colombian Sedimentary Basins. ANH

En este orden de ideas para iniciar con el planteamiento de la estrategia de desarrollo de un shale play es necesario en primer lugar conocer los conceptos que se definen a continuación:

## 2.1 DEFINICIÓN DE SHALE PLAY

El termino shale describe una variedad de rocas sedimentarias detríticas, fisibles, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables, las cuales pueden contener cantidades relativamente grandes de material orgánico, en comparación con otros tipos de rocas, por consiguiente, poseen el potencial para convertirse en rocas generadoras ricas en hidrocarburos, el tamaño de grano fino típico y la baja permeabilidad, que son consecuencia de la alineación de sus granos laminares o escamosos, permiten que los shale formen buenas rocas de cubierta para trampas

de hidrocarburos<sup>16</sup>. A pesar de ser la roca sedimentaria más abundante en la tierra, pocos shale pueden ser explotados como yacimientos de hidrocarburos, puesto que no todos presentan un alto contenido de materia orgánica, la cual es la materia prima para la generación de hidrocarburos. Adicionalmente este tipo de roca se caracteriza por presentar alta heterogeneidad vertical y horizontal de sus propiedades, puesto que presentan mezclas complejas de minerales.

Los shale plays son esas rocas con alto contenido de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que permitieron cumplir condiciones de madurez térmica para la generación de hidrocarburos<sup>17</sup> y gran parte de estos por la baja y ultra baja permeabilidad (del orden de  $1\mu\text{D}$  y  $1\text{nD}$ ) de los shale quedaron atrapados en esta roca. Cabe destacar que no todos los shale que han pasado por proceso de maduración son yacimientos prospectos, por tanto, es necesario hacer un análisis geoquímico, petrofísico y geomecánico para determinar la viabilidad de seguir o no con la exploración del shale. En este orden de ideas la calidad de un shale play depende de diversos tipos y volúmenes de arcilla, el espesor, la extensión, su contenido orgánico, madurez térmica, presión, saturación de fluidos, permeabilidad, profundidad, propiedades mecánicas, mineralogía, entre otros factores.

### 2.1.1 Definición de “*Sweet Spots*”

Los shale plays son yacimientos que no producen hidrocarburos uniformemente, por lo tanto, existen zonas que producen a tasas más altas y económicamente más atractivas, estas zonas son llamadas “*sweet spots*”, son tridimensionales, ocupando un volumen limitado de roca, generalmente dentro de una sola unidad estratigráfica. Otros ejemplos típicos de utilización del término son<sup>18</sup>:

- La zona de mayor economía del yacimiento.
- Mejor porción del yacimiento.
- La porción más somera del yacimiento (lo que implica pozos de menor costo).
- Más cercano a la infraestructura y por lo tanto fácilmente desarrollable.
- Óptima gama madurez térmica de gas y/o líquidos.

---

<sup>16</sup>Schlumberger Oilfield Glossary [fecha de consulta: 17 de noviembre de 2015] disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shale.aspx>>

<sup>17</sup>ALEXANDER, Tom et al. “Revolución del gas de lutitas”. Schlumberger. 2011. Oilfield review Volumen 23,no.3.

<sup>18</sup>GILES M., et al. “Sweet Spots: What are they, Where are they, How are they created and they important anyway?”.2014. Shell E&P. SPE-167760

- Otros factores tales como la más alta TOC, la mayor presión, espesor, de mayor potencial de fracturas naturales ó varios otros atributos.

Los “*sweet spots*” de plays no convencionales vienen en dos grandes categorías: simples y compuestos. Los primeros son más comúnmente formados por anomalías estratigráficas (tales como un inusual espesor ó facies bien desarrollados de yacimiento), ó a lo largo de la cresta de grandes trampas estructurales. Los “*sweet spots*” compuestos son el resultado de una serie de diferentes factores que coinciden en el espacio y pueden incluir la riqueza orgánica de rocas generadoras, la madurez térmica óptima para el tipo específico de hidrocarburos, la capacidad de almacenamiento de los embalses, la energía del sistema (sobrepresión) y posiblemente otros factores<sup>19</sup>.

## 2.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL

La perforación horizontal ó "perforación direccional" es una operación de perforación en la cual la desviación del pozo respecto de la vertical excede los 80 grados, en shale plays inicialmente se perforaron la mayoría de los pozos con una desviación de más de 90 grados con el fin de facilitar el drenaje de los fluidos de fractura y ayudar a descargar los fluidos más rápido, hoy en día una trayectoria con esta desviación, con la menor cantidad de cavernas y “*Dog legs*” y permaneciendo siempre en la zona de interés, es la ideal<sup>20</sup>. Dado que un pozo horizontal generalmente penetra una mayor longitud de yacimiento, puede ofrecer un mejoramiento significativo de la producción con respecto a un pozo vertical.

Los tramos laterales horizontales se pueden diseñar para cruzar fracturas naturales o simplemente para lograr más contacto con la formación productiva. La perforación horizontal se logra a través del uso de guías sonda, configuraciones de conjuntos de fondo de pozo (BHA), instrumentos para medir la trayectoria del pozo en espacio tridimensional, enlaces de datos para comunicar a la superficie mediciones tomadas en el fondo del pozo, motores de lodo y componentes especiales del BHA, incluso sistemas direccionales giratorios y brocas de perforación. Si bien muchas técnicas pueden lograr esto, el concepto general es simple: orientar la broca en la dirección en que se desea perforar. Al colocar una curva cerca de la broca en un motor de lodo direccional de fondo de pozo, la curva apunta la broca en una dirección diferente al eje del pozo cuando toda la sarta de perforación no está girando. Al bombear lodo a través del motor de lodo, la broca gira mientras que la sarta de perforación no gira, lo que permite que la broca perfora en la dirección hacia la que apunta. Cuando se logra

---

<sup>19</sup> GILES M., et al. “Sweet Spots: What are they, Where are they, How are they created and they important anyway?”.2014. Shell E&P. SPE-167760

<sup>20</sup> ALEXANDER Tom., et al. “Revolución del gas de lutitas”. Schlumberger.2011. Oilfield review Volumen 23,no.3.

una dirección particular del pozo, esa dirección se puede mantener haciendo girar toda la sarta de perforación (incluida la sección curva), de manera que la broca no perfora en una única dirección que no sea el eje del pozo, la broca barre alrededor y su dirección neta coincide con el pozo existente. Las herramientas direccionales giratorias permiten cambiar de dirección mientras giran; en general, logran tasas de penetración más altas y en última instancia pozos más uniformes<sup>21</sup>.

El concepto de perforación horizontal es relativamente nuevo, se remonta al 8 de septiembre de 1891, cuando la primera patente de los Estados Unidos de América (EUA) para el uso de ejes flexibles para rotar brocas de perforación fue emitida a John Campbell Smalley (número de patente 459152). Los ejes flexibles o cables que se emplean habitualmente en perforaciones petrolíferas verticales no se pueden doblar para hacer curvas de radio corto. El primer registro de un verdadero pozo de petróleo realizado mediante perforación horizontal, se tiene cerca de Texon, Texas, y se completó en 1929. Otro pozo perforado con este sistema fue en 1944, en el campo de crudo pesado Franklin, Venango County, Pennsylvania, a una profundidad de 500 pies. China probó la perforación horizontal en 1957 y más tarde la Unión Soviética también probó la técnica, sin embargo, se produjeron pocas aplicaciones prácticas hasta la década de 1980, cuando se mejoraron los motores de fondo y la invención de otros equipos de fondo que hicieron que la tecnología fuera comercialmente viable<sup>22</sup>.

Las pruebas de que la perforación horizontal podía realizarse con éxito se llevaron a cabo entre 1980 y 1983 por la empresa francesa Elf Aquitaine en cuatro pozos horizontales perforados en el suroeste de Francia e Italia en campos costa afuera. La perforación de pozos utilizando técnicas horizontales se llevó a cabo posteriormente por British Petroleum en el campo Prudhoe Bay de Alaska, en un intento exitoso para reducir al mínimo el agua no deseada y la producción de gas<sup>22</sup>. Siguiendo el ejemplo de estos éxitos iniciales, la primera generación de perforación horizontal moderna se expandió rápidamente en formaciones naturalmente fracturadas, tales como las de tiza de Texas en Austin y el shale Bakken de Dakota del Norte.

La segunda generación de perforación horizontal es un resultado de la mejora del desplazamiento horizontal, los operadores y los contratistas de perforación y servicios han diseñado, probado y perfeccionado sus procedimientos, de manera que la innovación ha sido creciente en esta operación, los desplazamientos horizontales alcanzables rápidamente pasaron de 393 pies a más de 7,870 pies. La segunda generación de aplicaciones de la tecnología de perforación horizontal han incluido la perforación de trampas estratigráficas,

---

<sup>21</sup> Schlumberger Oilfield Glossary [Fecha de consulta: 19 de noviembre de 2015] disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/horizontal\\_drilling.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/horizontal_drilling.aspx)>

<sup>22</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION EIA. "Drilling sideways-A review of horizontal well technology and its domestic application". Abril 1993.

depósitos heterogéneos, yacimientos de carbón (para producir su contenido de metano) y pozos de inyección de fluidos para aumentar las tasas de producción<sup>23</sup>.

La etapa más reciente de las técnicas de perforación horizontal permiten alcanzar longitudes horizontales mucho mayores, a mayores profundidades y la colocación más precisa de múltiples orificios horizontales para explotar fuentes de roca fracturada (donde se acopla con la nueva tecnología de fracturación hidráulica) y pozos de inyección de calor (las arenas petrolíferas canadienses de drenaje por gravedad asistida por vapor de agua) destinados a impulsar las tasas de producción y los factores de recuperación.

A continuación, en la Figura 2 se muestra las secciones típicas de un pozo horizontal, la cuales son:

- **Punto de comienzo de la desviación:** Es el punto ubicado a determinada profundidad a partir del cual se desvía el trayecto del pozo mediante el incremento de su inclinación respecto a la sección vertical, con el fin de dar comienzo a la sección de incremento angular (Radio de curvatura).
- **Build-UP:** Hace referencia al ángulo de giro o cambio de inclinación, expresado en grados por pie (°/pie), esta sección conecta la sección vertical con una sección recta o de ajuste hasta alcanzar la sección horizontal.
- **Sección de ajuste:** En esta sección se ajusta el ángulo y se construyen posibles tangentes.
- **Sección Horizontal:** Esta sección inicia en el punto de asentamiento ó aterrizaje y termina en el punto objetivo (toda en la zona de interés), es la encargada de alcanzar los objetivos (“*targets*”) y drenar el pozo.

Existen tres tipos de pozos horizontales, estos son:

- **De radio corto:** su principal característica es la muy alta tasa de “*Build-Up*” entre 60-150 °/100 pies, con un rango de radio entre 40 y 100 pies, este tipo requiere motores articulados especiales para la construcción de altos ángulos, como se puede observar en la Figura 3. Las principales desventajas son la necesidad de equipos y herramientas especiales, pobre control direccional y la extensión limite es de aproximadamente 1.200

---

<sup>23</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION EIA. “Drilling sideways-A review of horizontal well technology and its domestic application”. Abril 1993.

pies<sup>24</sup>. Este tipo de pozos permite construir varias secciones horizontales desde un único pozo vertical y también es utilizado para construir una zona horizontal en un pozo ya existente con el fin de aumentar productividad<sup>25</sup>.

- **De radio medio ó de tramos multilaterales:** La tasa de “*Build-Up*” es usualmente entre 8 y 30 °/100 pies, con un rango de radio entre 200 y 700 pies, la longitud horizontal está entre 1.000 y 3.500 pies<sup>24</sup>. Es empleada en yacimientos con presencia de fracturas naturales, con capas adyacentes de gas y subsecuentes de agua que requieren un hueco horizontal dentro de los límites verticales estrechos; se deben construir con motores de fondo puesto que la sarta no puede rotar en la sección de levantamiento<sup>26</sup>.
- **De radio largo ó alcance extendido (ERD):** Este tipo es el más común en pozos horizontales, especialmente en “*Offshore*”, la tasa de “*Build-Up*” usualmente es entre 2 y 6 °/100 pies<sup>25</sup>. Los operadores los ha utilizado para acceder a yacimientos marinos desde locaciones terrestres, eliminando en ocasiones el uso de plataformas marinas, al 2013 el pozo, el pozo ERD más largo del mundo era de 40.502 pies en Rusia, perforado desde la isla de Sakhalin hasta el campo “*Offshore*” Odoptu<sup>27</sup>. Este tipo de pozo permite minimizar los impactos ambientales y reducir costos en campos en desarrollo, se utilizan sargas direccionales alternadas con rotación desde superficie para hacer correcciones de trayectoria y mejorar la tasa de penetración<sup>28</sup>.

---

<sup>24</sup> HUSSAIN, Rabia. “Well Engineering & Construcción”. 2002. P517-566

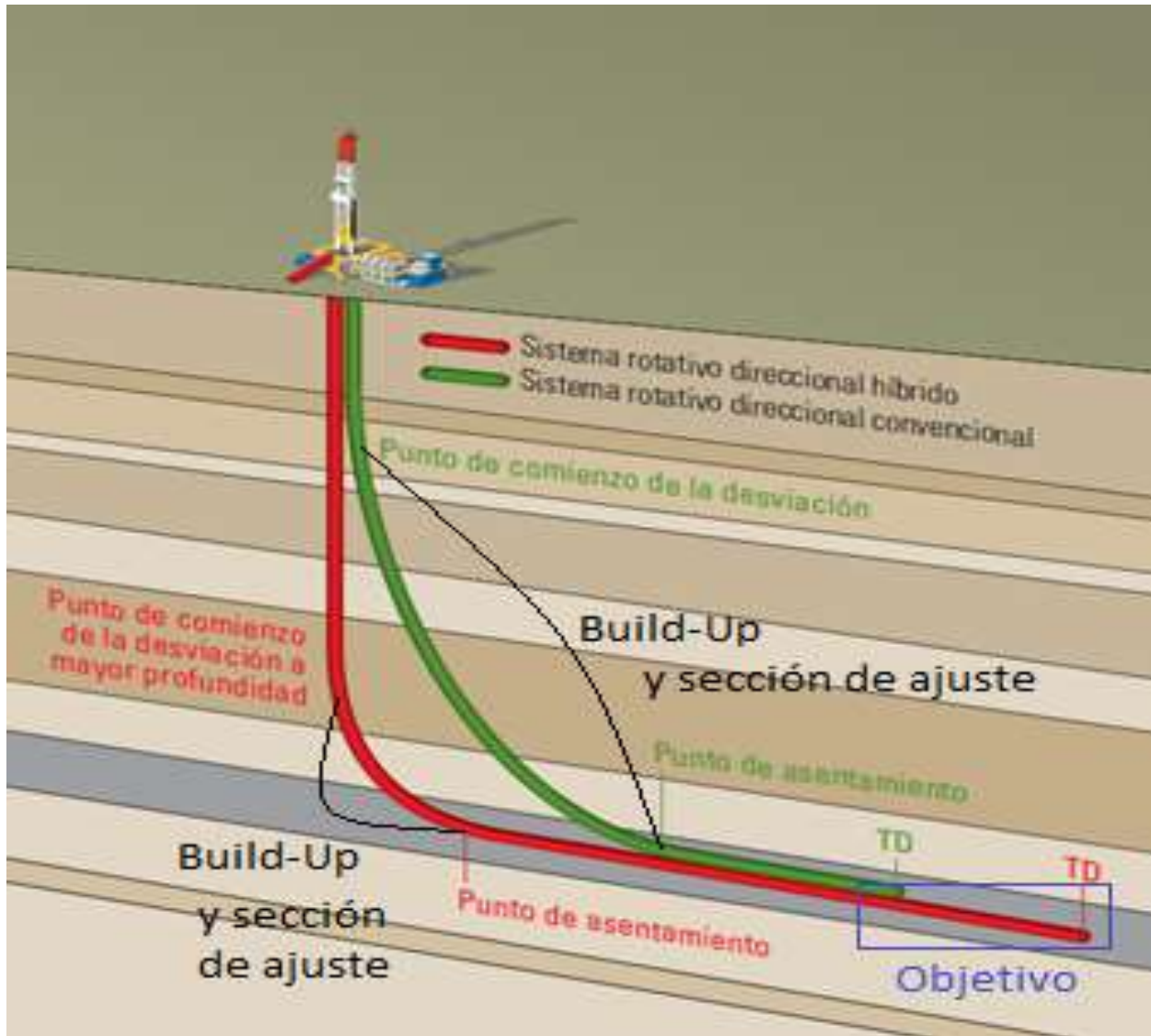
<sup>25</sup> GRANADAS, Camila. et al. “Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil”. Trabajo de grado facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander UIS. Noviembre 2014.

<sup>26</sup> GRANADAS, Camila. et al. “Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil”. Trabajo de grado facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander UIS. Noviembre 2014.

<sup>27</sup> MANTLE, Kate. “El arte de controlar la trayectoria de los pozos”. Schlumberger.2014. Oilfield Review Volumen 25, no 4.

<sup>28</sup> EIA. Drilling sideways-A review of horizontal well technology and its domestic application. Abril 1993.

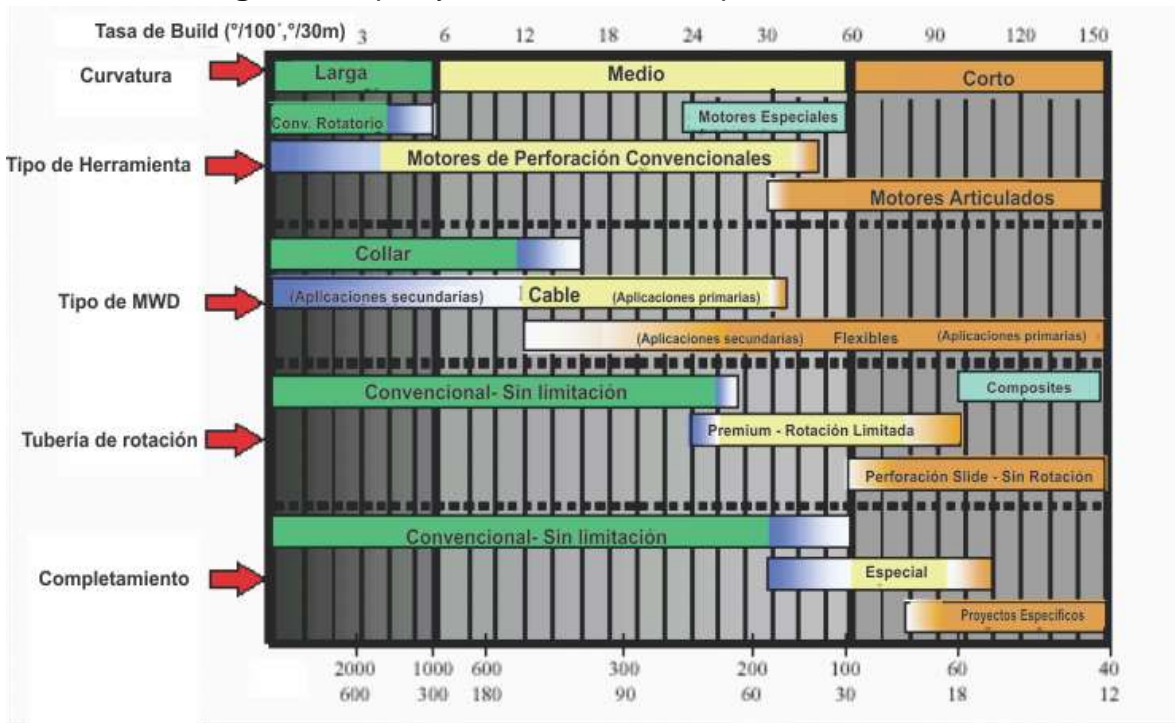
**Figura 2:** Secciones típicas de un pozo horizontal



**Fuente:** MANTLE, Kate. "El arte de controlar la trayectoria de los pozos. Schlumberger". Oilfield Review otoño 2013/2014.

A continuación, en la Figura 3 se muestran algunas características de cada tipo de pozo horizontal definidos anteriormente.

**Figura 3: Tipos y características de pozos horizontales**



**Fuente:** HUSSAIN, Rabia. "Well Engineering & Construcción". 2002. P517-5662.3  
**FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

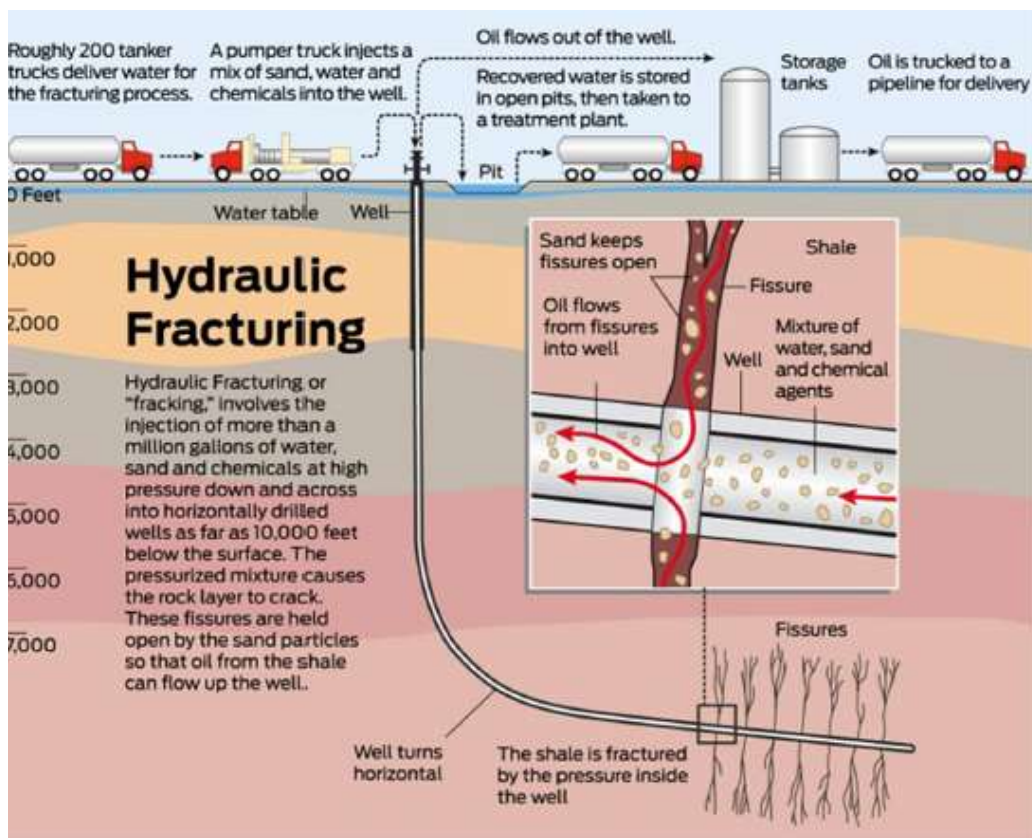
### 2.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El éxito en el desarrollo de shale plays se atribuye a la innovación constante de los métodos de fracturamiento hidráulico, que hicieron de esta operación un tratamiento rentable para la producción de shale gas y shale oil. El fracturamiento hidráulico es un método usado para incrementar la tasa de flujo de gas y petróleo de los pozos, básicamente consiste en bombear fluido de fractura dentro del pozo a una tasa suficiente para incrementar la presión de fondo y exceder la presión de fractura de la formación, generalmente el fluido de fractura está compuesto por agua (más del 90%) y aditivos químicos; una vez la fractura hidráulica es generada se introduce un fluido con propante con el fin de mantener el ancho de la fractura e impedir que esta se cierre cuando se detiene el bombeo y la presión del fluido se reduzca, el propante es suficientemente permeable para que el fluido de formación fluya al pozo. Una vez la operación termina la presión de formación hace que los fluidos inyectados regresen a superficie, donde son almacenados en tanques para su posterior tratamiento para el

vertimiento o el re uso, estos fluidos pueden ser flowback y/o agua de producción<sup>29</sup>. El primer fracturamiento hidráulico se llevó a cabo en el año 1947 en el campo de gas Hugoton en Estados Unidos en el cual se aplicó un tratamiento ácido<sup>30</sup>, a partir de esta fecha se ha venido innovando con el desarrollo de diferentes técnicas que permiten obtener un mayor rendimiento de los pozos en cuanto a producción con menores inversiones.

El fracturamiento hidráulico es una operación que integra la geomecánica, perforación, ingeniería de yacimientos, mecánica y química de los fluidos, entre otros departamentos, para garantizar una operación exitosa. La Figura 4 muestra un diagrama típico de una operación de fracturamiento hidráulico en un shale play, en la cual se puede identificar fácilmente las partes del proceso anteriormente descritas.

**Figura 4:** Diagrama de un fracturamiento hidráulico típico en el shale Marcellus.



**Fuente:** WANG., Qiang. et al. "Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States". Elsevier Ltd. 2013.

<sup>29</sup> WANG, Qiang. et al. "Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States". 2013. Elsevier Ltd. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

<sup>30</sup> ECONOMIDES, Michael. et al. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production" 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

El éxito de un fracturamiento depende de la cantidad de datos que se tienen del play, por ejemplo en un estudio realizado en el año 2007 en pozos del shale plays Barnett el 30% de las etapas de fracturamiento aportaron el 70% de la producción de gas y en algunos el 50% de las etapas no estaban produciendo en el momento del registro, en general se dice que en Estados Unidos cerca del 30% de las etapas no contribuyen a la producción<sup>31</sup>, las estadísticas anteriores indican que no es óptima una estrategia de desarrollo cuando se perfora sin datos de registros suficientes y se distribuyen las etapas geométricamente con espaciamentos iguales.

Debido a lo anterior es importante identificar las secciones con mejores características geomecánicas y de yacimiento para perforar la sección horizontal y una óptima ubicación de las etapas de fracturamiento con el fin de construir modelos del yacimiento con mayor detalle e identificar las zonas de mejor calidad para la ubicación de las etapas de fracturamiento, cabe resaltar que estos modelos se van perfeccionando en la medida que se perforan más pozos y se obtienen más datos.

Para la planificación de los pozos y la determinación del estado de esfuerzos inicial es muy utilizado el software PETREL de la compañía Schlumberger, el cual incluye desde la sísmica hasta simulación dinámica de los yacimientos e integra datos de simulación de yacimientos ECLIPSE, adicionalmente combinando la simulación 3D de ECLIPSE con el simulador VISAGE, los geofísicos pueden crear un modelo 4D que simula los cambios de magnitud y orientación de los esfuerzos de fondo de pozo que ocurren con el tiempo<sup>31</sup>.

Para el desarrollo de este trabajo es importante definir los siguientes conceptos:

- **Volumen de yacimiento estimulado SVR:** Este concepto es ampliamente usado en fracturamientos hidráulicos de shale para hacer referencia al volumen del yacimiento estimulado, correspondiente a la zona que se ha fracturado de manera hidráulica, apuntalada y que se estima aportará a la producción del pozo.
- **Etapas de fracturamiento:** Es la sección del pozo que va a ser estimulada, cabe resaltar que cada etapa se estimula de manera aislada, y se inicia desde la etapa más cercana al “*Toe*” del pozo hasta la más cercana al “*Heel*” del pozo, como se puede observar en la Figura 5.
- **Cluster:** En una operación de fracturamiento hidráulico se le llama cluster a cada perforado, como se observa en la Figura 5, en este ejemplo se tienen tres clusters por

---

<sup>31</sup> ALEXANDER Tom., et al. “Revolución del gas de lutitas”. Schlumberger.2011. Oilfield review Volumen 23,no.3.

etapa. Es común encontrar entre 3 y 6 clusters por etapa, en los fracturamientos de shale.

- **Presión de inyección:** También conocida como la presión en cabeza (WHP) ó presión de tratamiento<sup>32</sup>, es la presión a la cual están operando las bombas durante la operación de fracturamiento hidráulico.
- **Fluido de fractura:** Es uno de los componentes de mayor importancia en una operación de fracturamiento hidráulico exitosa, puesto que su función es generar la red de fracturas y transportar el propante en el interior de ellas. Generalmente están compuestos aproximadamente por un 95% de agua, y el 5% restante por aditivos químicos como surfactantes, gelificantes, reductores de fricción, biocidas, entre otros. La Figura 6 muestra un ejemplo de la composición del fluido de fractura utilizado en el shale Marcellus.
- **Propante:** Es el agente encargado de mantener la fractura hidráulica abierta una vez finalice el bombeo de fluido de fractura y proporcionar conductividad a la red de fracturas generada en la operación. Es un material granular que puede ser arena, cerámica ó arena recubierta con resina. El uso de cada tipo depende del esfuerzo de cierre de cada formación.

---

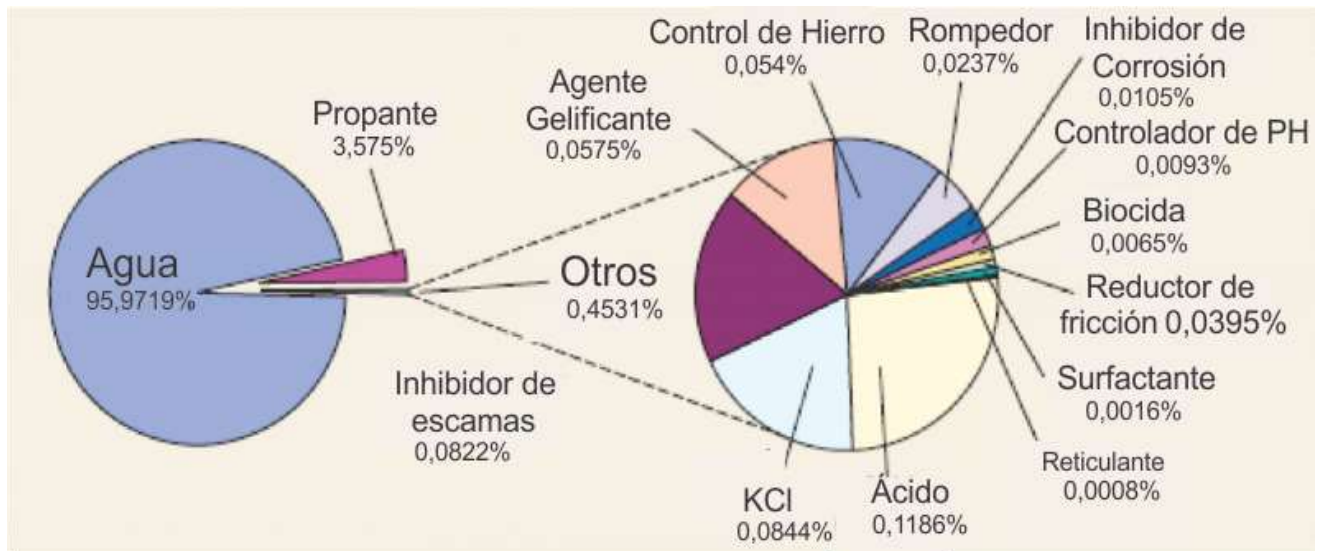
<sup>32</sup> ECONOMIDES, Michael. et al. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production" 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

**Figura 5:** Ilustración de un sistema Plug-and-perf



**Fuente:** XIE, Wei. et al. "Global Cross Application of Shale Gas Development Work Flows Revealed". 2014. PetroChina, & Schlumberger. SPE-JFES-2014-A.

**Figura 6:** Composición de fluidos de fractura usados en el shale Marcellus



**Fuente:** VAZQUEZ O. et al. "Post-frac flowback wáter chemistry matching in a shale development". 2014. Heriot Watt University & Nalco-Champion. SPE-169799-MS.

### **3. ESTUDIO DEL DESARROLLO HISTORICO DE LOS PRINCIPALES SHALE PLAYS DE ESTADOS UNIDOS, ARGENTINA, MÉXICO Y CHINA.**

A continuación, se muestran los resultados de un estudio minucioso referente a las lecciones aprendidas y experiencias de éxito en los principales shale plays de Estados Unidos, Argentina, México y China. Cabe resaltar que se seleccionaron seis shale plays de Estados Unidos (Marcellus, Eagle Ford, Bakken, Barnett, Haynesville y Fayetteville), el shale play Vaca Muerta en Argentina, dos shale plays en Mexico (Pimienta y Eagle Ford) y el shale play Longmaxi en China.

#### **3.1 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE FORMACIÓN**

Las Tabla 1 y 2 muestran una recopilación de las principales características y propiedades del conjunto de shale plays seleccionado, a partir de la cual se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Marcellus es el shale play con mayores TRR de gas (410 Tcf) y es el que presenta menor rango de temperatura de formación (110-160 °F).
- Eagle Ford es el único del conjunto de shale plays de Estados Unidos estudiados que posee depósitos de gas seco, gas húmedo/condensado y petróleo, en áreas bien definidas, debido al aumento de la maduración termica de la formación en sentido N-S.
- Bakken es el shale play con mayores TRR de petróleo (4 MMM barriles), además al observar el rango de permeabilidad promedio del shale Bakken (<100  $\mu$ D), se puede notar que en contraste con los otros shale plays, esta formación presenta una permeabilidad bastante heterogénea en el yacimiento.
- Haynesville a diferencia de los otros shale plays presenta temperaturas mayores a 350°F y el menor rango de TOC (0.5-4 %), del conjunto de shale plays estudiado.
- Fayetteville es el shale play de menor extensión (2.500.000 acres), menor gradiente de presión (entre 0.4 y 0.5 psi/pie) en relación con el conjunto de shale plays estudiados y el rango de valores de Ro (1-5) del shale play Fayetteville es amplio en relación con el conjunto, por lo que se estima que esta característica es bastante heterogénea en este shale play.

- Los espesores de los shale plays Barnett y Fayetteville son aproximadamente el doble, en comparación con los espesores de los shale plays de Estados Unidos estudiados, sin embargo, poseen unos recursos técnicamente recuperables (TRR) menores en comparación con los TRR del conjunto (43 Tcf y 32 Tcf respectivamente).
- Observando la mineralogía promedio de los shale plays Haynesville y Marcellus, se puede notar que son los que tienen un mayor contenido de arcillas, 57% y 40% respectivamente, teniendo en cuenta el estudio de Pedlow J., en el 2013, se puede decir que en estos dos yacimientos debido a este alto contenido de arcilla, el embedment de los propanes en la cara de las fracturas hidráulicas es significativamente mayor respecto a las formaciones con contenido de arcilla bajo, en el caso de Haynesville puede estar entre 0.8 y 0.9 mm y en el caso de Marcellus entre 0.6 y 0.7 mm, para un esfuerzo de cierre de 10.000 Psi.
- Se puede considerar que el shale play Vaca Muerta es análogo al shale play Eagle Ford ya que son muy similares en características como porosidad promedio, TOC, profundidad promedio, Ro y tipo de Kerógeno; Adicionalmente presenta una similitud con el shale play Haynesville en características como las altas presiones (0.6-1.1 psi/pie y 0.85-0.93 psi/pie, respectivamente), las cuales son mayores a lo demás shale plays estudiados.
- Los shale plays Vaca Muerta y Longmaxi se caracterizan por su gran espesor (entre 82 y 1.476 pies y entre 65 y 1.380 pies respectivamente), el cual es significativamente mayor a los espesores promedio de los shale plays de estudiados (EUA, México, y China).
- Los shale plays Vaca Muerta, Eagle Ford de EUA, Eagle Ford de México y Pimienta, poseen depósitos de petróleo, gas húmedo/condensado y gas seco, los cuales se dividen dependiendo de los valores de Ro a lo largo de la formación.
- Las formaciones mexicanas Eagle Ford y Pimineta, son similares a los shale plays de Estados Unidos Eagle Ford y Haynesville en características como tipo de hidrocarburos, profundidad y espesor, cabe resaltar que esta similitud se tomó como punto de partida para el diseño de perforación y fracturamiento de los pozos perforados en las formaciones mexicanas.

**Tabla 1:** Principales características del conjunto de Shale plays de Estados Unidos seleccionado en este trabajo.

Formación	Marcellus	Eagle Ford (USA)	Bakken	Barnett	Haynesville	Fayetteville
<b>Edad</b>	Devónico medio	Cretacico	Devónico-carbonífero temprano	Mississipian	Jurásico Superior	Mississipian
<b>Área aproximada (acres)</b>	15.000.000 <sup>3</sup>	3.000.000 <sup>3</sup>	192.000.000 <sup>6</sup>	3.200.000 <sup>7</sup>	5.760.000 <sup>3</sup>	2'500.000 <sup>13</sup>
<b>Cuenca</b>	Appalachian	Appalachian	Williston	Fort Worth	Salado	Arkoma
<b>Composición Minerología <sup>5</sup></b>	CUARZO 38% CALCITA 14% DOLOMITA 3% ARCILLA 40% OTROS 5%	CUARZO 3% CALCITA 77% DOLOMITA 2% PIRITA 6% ARCILLA 8% OTROS 4%	CUARZO 51% CALCITA 3% DOLOMITA 30% ARCILLA 14% OTROS 2%	CUARZO 59% CALCITA 12% DOLOMITA 1% PIRITA 3% ARCILLA 21% OTROS 4%	CUARZO 28% CALCITA 2% PIRITA 5% ARCILLA 57% OTROS 8%	CUARZO 40% CALCITA 1 % ARCILLA 46% OTROS 13%
<b>Porosidad (%)</b>	4-10 <sup>1</sup>	4-10 <sup>10</sup>	4-8 <sup>10</sup>	4-8 <sup>10</sup>	8-14 <sup>3</sup>	2-8 <sup>1</sup>
<b>Permeabilidad (µD)</b>	0,2-0,9 <sup>3</sup>	1-1,5 <sup>10</sup>	<100 <sup>1</sup>	0,05-2 <sup>10</sup>	0,5-400 <sup>3</sup>	1-4 <sup>3</sup>
<b>Espesor (Pies)</b>	50-300 <sup>1</sup>	100-330 <sup>10</sup>	23 (Superior), 85 (medio) y 50 (Inferior) <sup>10</sup>	100-600 <sup>3</sup>	200-300	50-550 <sup>16</sup>
<b>TOC (%)</b>	3-12 <sup>1</sup>	2-9 <sup>1</sup>	5-10 <sup>6</sup>	4-8 <sup>1</sup>	0,5-5 <sup>1</sup>	4-9,5 <sup>3</sup>
<b>Rango de Profundidad promedio (Pies)</b>	3.300 – 8.800 <sup>3</sup>	5.500-14.400 <sup>3</sup>	10.000-12.000 <sup>1</sup>	6.500-8.500 <sup>7</sup>	10.000-14.000 <sup>11</sup>	1.200-8.000 <sup>15</sup>
<b>Gradiente de presión (Psi/pie)</b>	0,4-0,6 <sup>1</sup>	0,4 – 0,65 <sup>1</sup>	0,5-0,7 <sup>1</sup>	0,52 <sup>1</sup>	0,85-0,93 <sup>1</sup>	0,4-0,5 <sup>14,3</sup>
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	Gas Condensado	Gas seco, Gas humedo/condensado y petróleo con un API entre 33° y 50°.	Gas condensado Petróleo con un API promedio entre 39-46°	Gas seco y Gas húmedo	Gas seco	Gas seco y gas húmedo
<b>TRR</b>	410 Tcf <sup>2</sup>	3.35MM Barriles <sup>2</sup> 21Tcf de gas <sup>2</sup>	4MMM Barriles <sup>2</sup> 1.85 Tcf <sup>1</sup>	43 Tcf <sup>2</sup>	75Tcf <sup>2</sup>	32 Tcf <sup>2</sup>
<b>Temperatura (°F)</b>	110-160 <sup>3</sup>	170-231 <sup>3</sup>	158-280 <sup>1</sup>	205 <sup>3</sup>	300-400 <sup>4</sup>	120 -220 <sup>8</sup>
<b>Tipo de kerogeno</b>	I,II yIII	I y II	I y II	I, II y III	II	II
<b>Ro (%)</b>	0,8 – 3 <sup>1</sup>	0,68 – 1,5 <sup>9</sup>	N/A	0,6 – 1,6 <sup>12</sup>	1,7– 2,5 <sup>3</sup>	1- 5 <sup>3</sup>

1. Lesar D., 2011      2. EIA., 2011      3. Dong Z. et al., 2014      4. Guo Q. et al., 2012      5. Ali M. et al., 2015      6. Pathank M. et al., 2014      7. Hayden et al., 2005      8. Fritz B. et al., 2012      9. Quirein J., 2013      10. Ecopetrol, 2014      11. Wang et al., 2010  
12. Jarvie et al., 2010      13. Ford R. et al., 2011      14. Olusola S. et al., 2014      15. Janwadkar et al., 2010      16. Ramakrishnan H. et al., 2011

**Fuente:** Autor

**Tabla 2:** Principales características de los principales shale plays de Argentina, México y China.

Formación	Vaca Muerta (Argentina)	Eagle Ford Shale (México)	Pimienta (México)	Longmaxi (China)	
<b>Edad</b>	Jurásico Tardío	Cretáceo Medio-Superior	Jurásico	Cámbrico inferior	
<b>Área aproximada (acres)</b>	6'177500 <sup>1</sup>	15'488.000 <sup>2</sup>	17'216.000 <sup>2</sup>	47'680.000 <sup>2</sup>	
<b>Cuenca</b>	Neuquina	Burgos	Tampico	Sichuan	
<b>Composición Mineralógica (%)</b>	CUARZO 15-75 CARBONATO 10-80 ARCILLA 10- 35 <sup>(3)</sup>	Cuarzo 5-20 Arcilla 15-25 Carbonato 65-80 (1)	Cuarzo 20-40 Arcilla 25-45 Carbonato 20-40 (1)	Cuarzo+ Feldespato 25-75 Arcilla 8- 30 Calcita 10-20 <sup>(7,8)</sup>	
<b>Porosidad (%)</b>	4 – 12 % <sup>3</sup>	1-8 <sup>5</sup>	6 <sup>5</sup>	1-5 <sup>9</sup>	
<b>Permeabilidad (μD)</b>	0,1-1 <sup>4</sup>	0,225 <sup>5</sup>	0,05 <sup>5</sup>	0,2 – 0,24 <sup>9</sup>	
<b>Espesor (Pies)</b>	82- 1476 <sup>1</sup>	160 (P) 160 (G.H) 210 (G.S) <sup>2</sup>	80-500 <sup>6</sup>	65 – 1380 <sup>7,10</sup>	
<b>TOC (%)</b>	3 – 8 <sup>1</sup>	1-6 <sup>5</sup>	3-4 <sup>5</sup>	1,6 – 3,6 <sup>9</sup>	
<b>Rango de Profundidad promedio (Pies)</b>	6561 – 11482 <sup>3</sup>	3.300-4.000(P) 4.000-16.400 (G.H) 6.500-16.400 (G.S) <sup>2</sup>	3.300-8.500(P) 4.000-8.500 (G.H) 7.000-10.000 (G.S) <sup>2-6</sup>	9.000-15.500 <sup>2</sup>	
<b>Gradiente de presión (Psi/pie)</b>	0,6 – 1,1 <sup>3</sup>	N/R	N/R	0,866 <sup>8</sup>	
<b>Tipo de hidrocarburo (²)</b>	Petróleo, Gas Húmedo/Condensado y Gas seco	Petróleo (P) Gas Húmedo/Condensado (G.H) Gas Seco (G.S)	Petróleo (P) Gas Húmedo/Condensado (G.H) Gas Seco (G.S)	Gas Seco	
<b>TRR</b>	16,2MMMBIs - 308 Tcf <sup>2</sup>	6,3MMMBIs 343 Tcf <sup>2</sup>	5,5 MMMBIs 23 Tcf <sup>2</sup>	286,5 Tcf <sup>2</sup>	
<b>Temperatura (°F)</b>	N/R	N/R	N/R	149 <sup>7</sup>	
<b>Tipo de kerogeno</b>	I – II	I y II	II y III	II y III	
<b>Ro (%)</b>	0,8– 2 <sup>1</sup>	0,85 (P) 1,15 (G.H) 1,60 (G.S) <sup>2</sup>	0,85 (P) 1,15 (G.H) 1,40 (G.S) <sup>2</sup>	2,0 – 3,6 <sup>8,9</sup>	
1. Stinco L. et al., 2014		2. EIA., 2013.	3. Askenazi A. et al., 2013.	4. Fantín M. et al., 2014.	5. Parra P. et al., 2013.
6. Araujo O. et al., 2014.		7. Yuan F. et al., 2014.	8. Zonggang L. et al., 2013.	9. Claudia J. et al., 2011.	10. Xie W. et al., 2014.

**Fuente:** Autor

### 3.2 PERFORACIÓN

En perforación los problemas que hacen referencia a estabilidad del pozo están asociados a los shale en aproximadamente un 90%, por tanto, en perforación de shale plays estos problemas se agudizan considerablemente. Los principales retos identificados en el estudio del desarrollo histórico de shale plays en Estados Unidos, Argentina, México y China en la perforación están asociados generalmente a la inestabilidad del hueco, dificultades en la conservación de la trayectoria planeada del pozo y el aterrizaje del KOP a la profundidad planeada, como es el caso de algunos pozos perforados en el shale play Vaca Muerta en Argentina, donde se inició la desviación a una TVD menor a la planeada por el difícil manejo de las presiones en algunas zonas. Las contingencias encontradas en este estudio se dividieron según las principales secciones del pozo, como se muestra a continuación:

- **Sección vertical del pozo:** se registraron problemas de pérdidas de circulación excesivas, influjos de gas controlables, y en general dificultad en el mantenimiento y seguridad de esta sección (numerosos “*washouts*” y derrumbamientos) lo que obligó en algunos casos a operaciones de reperforación, “*sidetrack*” y problemas en la cementación (escurrimiento del cemento).
- **Sección curva y lateral:** se registraron problemas de inestabilidad del hueco, fragmentación de los estratos con el uso de fluidos base agua en algunos shale plays, pegas de tubería, problemas asociados a ventanas de lodo bastante estrechas y altas desviaciones en la perforación de la sección lateral, se registran dificultades frecuentes en la estabilidad del hueco especialmente en la sección curva, en la mayoría del conjunto de shale plays estudiado. Las altas pérdidas de circulación en la sección lateral de los pozos en algunos shale plays del conjunto estudiado se debe a que el gradiente de fractura en la sección lateral no varía considerablemente, por el contrario, las pérdidas de presión por fricción aumentan, por lo que se requiere aumentar la presión de bombeo con el fin de mantener la velocidad de circulación y llevar los recortes a superficie en secciones horizontales considerables, en este orden de ideas la ECD llega a valores iguales o superiores a la presión de iniciación de fractura.

Las Tabla 3 y 4 muestran una recopilación de las principales características de la perforación en el conjunto de shale plays seleccionado, a partir de las cuales se pueden hacer las siguientes observaciones:

- En Marcellus y Fayetteville la fase de superficie en la mayoría de los pozos incluidos en el estudio se perforaron con aire, por lo tanto se estima que en estos campos las

formaciones someras son muy competentes, adicional a la baja presión de formación, también se observa que la zona de interés es perforada con un fluido a base de polímeros (SBM) en el caso de Marcellus; en contraste con las perforaciones en los demás shale plays, en los cuales se perfora con fluidos base agua (WBM) la fase de superficie e intermedia y en la mayoría de los casos con fluidos base aceite (OBM) la zona de interés.

- Se puede notar que la mayoría de los problemas asociados a la perforación en la etapa de curva de aprendizaje están ligados a la estabilidad de pozo, que ocasionan costos adicionales de la operación. Sin embargo, actualmente estas dificultades se dan con menor frecuencia debido a la experiencia que han ganado las operadoras en cada campo.
- El problema de pérdidas de circulación a profundidades entre 5.000 y 10.000 pies en el shale play Haynesville, fue superado con la utilización de píldoras que contiene un material grueso y fibroso (con una concentración de 25 a 55 lb/bbl) que cubre y cura la zona de pérdida de circulación con ayuda de una herramienta especial en el BHA que ayuda a circular las píldoras y ubicarlas en la zona afectada. Algunos de los problemas de pérdida de circulación se solucionaron con limpieza del hueco con carbonato de calcio en concentraciones de 5 a 15 lb/bbl, cuando no se obtuvo resultado reduciendo el peso del lodo<sup>33</sup>.
- Los problemas de patadas de pozo en el shale Haynesville se deben a que las formaciones son sobrepresionadas y la presión de la formación cambian muy rápido en intervalos pequeños, lo que dificulta la predicción de la presión, convirtiéndose en un gran desafío en el shale Haynesville<sup>33</sup>.
- Los pozos perforados en el shale Haynesville y Longmaxi tienen mayores TVD (entre 10.000 a 17.000 pies), en comparación con el conjunto de shale plays estudiados, esto debido a que son las formaciones que se encuentran a mayores profundidades.
- Se observa que el tiempo de perforación de los pozos en el shale play Fayetteville es menor en comparación con los otros shale plays del conjunto estudiado, debido a que el rango de MD de los pozos es menor.

---

<sup>33</sup> GUO, Quanxin. et al. "Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned". 2012. SPE-158894.

- El shale play Vaca Muerta se caracteriza por la presencia de pozos productores verticales, en contraste con el conjunto de shale plays seleccionado para este estudio, debido principalmente a que el espesor neto de la formación Vaca Muerta (82 – 1476 pies) es mucho mayor que los espesores del conjunto, los cuales a excepción de la formación Longmaxi, no superan los 600 pies.
- En el shale play Vaca Muerta el principal fluido de perforación son los fluidos base aceite (OBM) en todas las secciones, igual que en los shale plays de México, debido a la calidad de la formación y las altas presiones de poro, por lo que los OBM garantizan mayor estabilidad del hueco, se pueden manejar pesos de lodo mayores en comparación con los lodos base agua (WBM), tienen mayor lubricidad, mejor estabilidad térmica y por qué se esperan influjos con frecuencia, especialmente en la zona de hidrocarburos líquidos<sup>34</sup>, cabe resaltar que se ignora el por qué se prefirió los fluidos OBM en México.
- Se puede notar que en las operaciones de perforación en el shale play Vaca Muerta fue frecuente no alcanzar las TVD planeadas debido a las zonas altamente sobrepresionadas, esta contingencia no es común en el conjunto de shale plays de Estados Unidos seleccionado.
- Se puede notar que en los shale plays de Argentina, México y China, el rango de longitud horizontal de los pozos está entre 3.100 y 5.000 pies, longitudes que son menores en comparación con las longitudes horizontales del conjunto de shale plays de Estados Unidos estudiados (>5.000 pies).
- En la formación Longmaxi se destaca el uso de fluidos de perforación base aceite (OBM), polímeros SBM y aire, igual que el shale plays Marcellus, adicionalmente si se analiza el tiempo promedio de la perforación de los pozos (35-55 días) con una MD aproximada entre 11.500 y 15.000 pies, se concluye que es mayor al tiempo promedio de los pozos perforados con igual MD en Estados Unidos (18-29 días aproximadamente), por lo que algunos autores argumentan que en China se esan centrandó en la optimización del tiempo de perforación de los pozos con el fin de igualar el tiempo promedio de Estados Unidos.

---

<sup>34</sup> GARCÍA, Mariano. et al. "Vaca Muerta Shale Reservoir Characterization and Description: The Starting Point for Development of a Shale Play with Very Good Possibilities for a Successful Project". 2013. Halliburton. SPE 168666/URTeC 1508336.

**Tabla 3:** Características generales de la perforación en los shale plays de Estados Unidos seleccionados.

Formación	Marcellus	Eagle Ford (US)	Bakken	Barnett	Haynesville	Fayetteville
<b>TVD (Pies)</b>	5.000 a 8.500 <sup>1</sup>	6.000 a 13.000 <sup>2</sup>	7.500 a 11.010 <sup>3</sup>	7.000-8.000 <sup>2</sup>	10.000-14.000 <sup>1</sup>	1.500-6.500 <sup>4</sup>
<b>Longitud Horizontal (Pies)</b>	4.000 - 6.500 <sup>1</sup>	3.000- 6.000 <sup>1</sup>	4.000-10.000 <sup>3</sup>	3.000-5.000 <sup>2</sup>	4.000-7.600 <sup>3</sup>	1.800 – 8.000 <sup>2,5</sup>
<b>Problemas asociados más frecuentes</b>	Fragmentación a lo largo de los planos de estratificación y mala limpieza de la zona horizontal.  Pega de tubería, en sección curva y horizontal.	Hueco estrecho, “ <i>packoffs</i> ” y atascamiento de la tubería.  Excesiva cantidad de tiempo adicional en la reperforación, ampliación del hueco y en algunos casos costosas operaciones de pesca.  Perdidas excesivas de lodo e influjos de gas.	“ <i>Sidetracks</i> ”, por pegas de las tuberías en la sección lateral de los pozos.  Escurrecimiento del cemento, en el completamiento.	Pega de tubería, en sección horizontal.  Problemas con la calidad de la cementación de los pozos.	Bajo rendimiento en la perforación de la sección horizontal cuando se usó WBM por las condiciones extremas de presión y temperatura.  Perdidas de circulación y patadas a profundidades entre 5.000 y 10.000 pies (sección vertical)  washouts y derrumbamiento en la sección intermedia (al perforar Fm. Shale Glen Rose)	Dificultad en mantener la trayectoria diseñada del pozo.  Tiempo excesivo en la perforación y completamiento, lo que conlleva a costos adicionales de las operaciones.  La transferencia ineficiente de peso a la broca y bajas tasas de perforación.  Alta fricción durante la perforación de la sección lateral.
<b>Tipo de fluido más usado.</b>	Zona de superficie: <b>Aire</b> Zona intermedia: <b>WBM</b> Zona de interés: <b>SBM</b> (1) ( <b>HPWBM</b> )	Zona de superficie e intermedia: <b>WBM</b> Zona de interés: <b>OBM</b> (1) ( <b>HPWBM</b> )	Zona de superficie e intermedia: <b>WBM</b> Zona de interés: <b>OBM (+)</b>	Zona de superficie e intermedia: <b>WBM</b> Zona de interés: <b>OBM (+)</b> ( <b>HPWBM</b> )	Zona de superficie e intermedia: <b>WBM</b> Zona de interés: <b>OBM</b> (1) ( <b>HPWBM</b> )	Zona de superficie e intermedia: <b>Aire</b> Zona de interés: <b>Aire</b> ó <b>OBM</b> <sup>4,6</sup> ( <b>HPWBM</b> )
<b>Tiempo promedio (días)</b>	16-24 (*)	15-31 (*)	N/A	20-28 (+)	30-45 (*)	6-15 (+)

1. Guio Q. et al., 2012 2. Olusa S. et al., 2014 3. Haroun M., 2013 4. Ford R. et al., 2011. 5. Azizov A. et al., 2012 6. Fritz B., 2012  
 (\*) Estimados por el autor a partir del análisis estadístico presentado por Guio Q., en el año 2012. (+) Datos estimados por el autor a partir de los datos encontrados en el estudio del desarrollo histórico realizado en este trabajo.

**Fuente:** Autor

**Tabla 4:** Características generales de la perforación en los principales shale plays de Argentina, México y China.

Formación	Vaca Muerta (Argentina)	Eagle Ford (México)	Pimienta (México)	Longmaxi (China)
<b>TVD (Pies)</b>	Pozos Verticales 8.530 – 9.840 <sup>2,3</sup> Pozos Horizontales < 7.870 <sup>3</sup>	5.085 – 6.772 <sup>5</sup>	8.660 <sup>6</sup>	7.709 – 17.000 <sup>6,7</sup>
<b>Longitud Horizontal del pozo (Pies)</b>	2.000-5.000 <sup>1,3</sup>	4.300- 4.900 <sup>5</sup>	3.150 <sup>6</sup>	3280 – 4900 <sup>7</sup>
<b>Problemas asociados más frecuentes</b>	Problemas de inestabilidad, patadas de pozo, pérdidas de circulación y daños en la formación ocasionados por un alto peso del fluido de perforación.  No se alcanzaban las TVD planeadas por la sobrepresión y Colapso de casing.  Ventanas de lodo muy estrechas.	N/R	N/R	Geología Estructural muy compleja, que genera problemas de estabilidad de pozo, por lo que ha sido necesario hacer con frecuencia “ <i>side-tracks</i> ” Alta probabilidad de perforar la sección horizontal fuera de la zona de interés. Ventanas de lodo muy estrechas, en algunas zonas.
<b>Tipo de fluido más usado.</b>	<b>OBM (*)</b>	<b>OBM<sup>5</sup></b>	<b>OBM (*)</b>	Zona de superficie: <b>Aire</b> Zona intermedia y horizontal: <b>SBM y OBM</b>
<b>Tiempo promedio (días)</b>	Pozos Verticales 8.6 – 13 (*) Pozos Horizontales 45 <sup>4</sup>	N/R	N/R	18-90 <sup>7</sup>

1. Ejofodoni E. et al., 2014 2. Medina J. et al., 2015 3. García M. et al., 2013 4. Shale Seguro., 2014 (En Línea, disponible en: <http://shaleseguro.com/ypf-redujo-us-10-millones-los-costos-por-pozo-de-shale/>) 5. Parra P. et al., 2013. 6. Zonggang L.et al., 2013. 7.Xie W. et al., 2014  
(\*) Datos estimados por el autor a partir de datos encontrados en el estudio del desarrollo histórico realizado en este trabajo.

**Fuente:** Autor

### 3.3 NUEVAS TECNOLOGIAS EN PERFORACIÓN

En este estudio se encontraron nuevas tecnologías de perforación desarrolladas con el fin de mejorar la planeación de la trayectoria del pozo, el control direccional, monitoreo de propiedades de formación para realizar cambios en la trayectoria en tiempo real y la evaluación de las propiedades de la formación mediante registros LWD con el fin de mejorar la distribución de las etapas de fracturamiento en la sección lateral de los pozos; las tecnologías encontradas fueron las siguientes:

#### 3.3.1 Sistemas Rotativos Direccionales (RSS):

En esta tecnología a diferencia de los motores direccionales la sarta se mantiene en rotación continua durante la perforación, evitando el arrastre producto del deslizamiento de la tubería de perforación en las secciones curva y lateral. Debido a lo anterior el alcance de la sección horizontal del pozo es mayor y adicionalmente se mejora la limpieza y calidad del pozo y la ROP<sup>35</sup> como se puede observar en la Figura 7.

Las principales ventajas de esta tecnología están asociadas a un mejor perfil del pozo con menor tortuosidad, menor arrastre y mayores longitudes laterales<sup>36</sup>. Adicionalmente esta tecnología permite cambios de trayectoria sin paradas de la operación reduciendo NPT y las herramientas de registro se puede ubicar cerca a la broca, obteniendo así mejor data para la operación<sup>35</sup>.

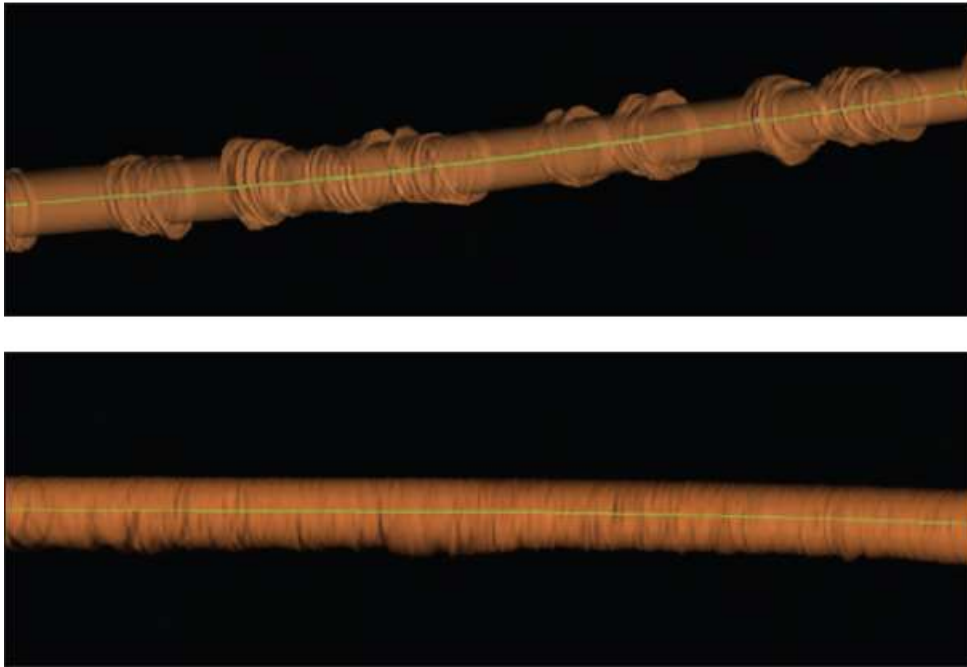
Este sistema permite construcción angular hasta 16°/100 pies, longitudes laterales mayores a 5.000 pies, es aplicable en ambientes de alta temperatura y presión y datan reducciones de costos de aproximadamente un 40%. Se ha aplicado en la perforación de pozos en shale plays como Eagle Ford, Barnett y Haynesville.

---

<sup>35</sup> XINJUN, Guang. et al. "Research on Application of Steering Drilling Technologies in Shale Gas Development". 2014. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing. ELSEVIER.

<sup>36</sup> JEREZ, H. et al. "Advancements in Powered Rotary Steerable Technologies Result in Record-Breaking Runs" 2014. Halliburton. SPE-169348-MS.

**Figura 7:** Comparación de la calidad del pozo entre un motor de desplazamiento positivo (arriba) y un RSS (abajo).



**Fuente:** GODWIN, Neil. et al. “Lo Mejor de Ambos Mundos: Un Sistema Rotativo Direccional Híbrido” 2012. Schlumberger, Oilfield Review.

### 3.3.2 Managed Pressure Drilling (MPD)

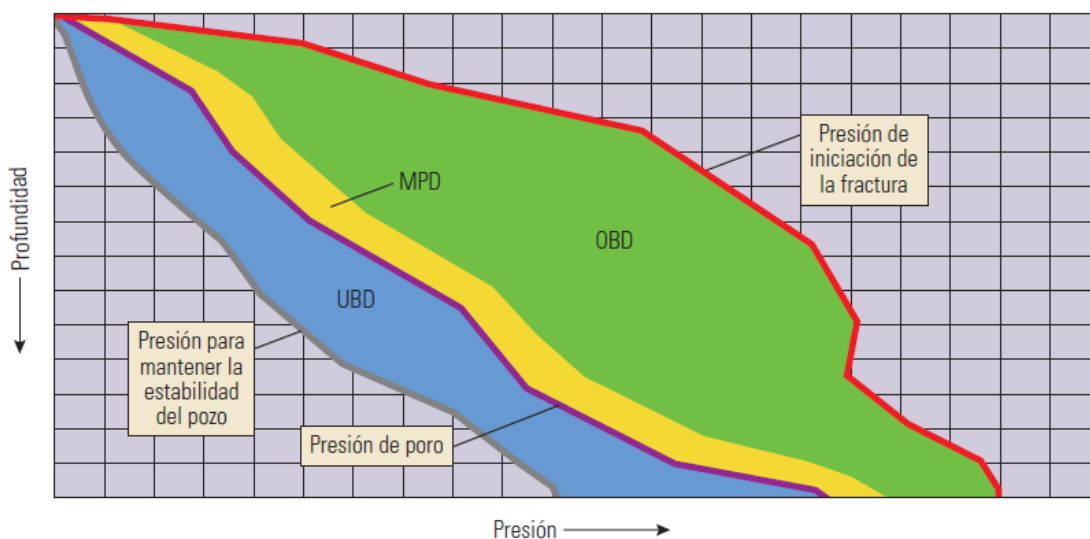
Esta técnica de perforación difiere de las técnicas tradicionales, de perforación sobre balance OBD y perforación bajo balance UBD, en el manejo de la ECD durante la operación, con el fin de superar los inconvenientes asociados a la pérdida de fluido, estabilidad y control del pozo.

En el caso de la técnica OBD la operación consiste en mantener una presión de fondo de pozo superior al gradiente de presión de poro, en este sentido las principales desventajas de esta técnica es la utilización de múltiples sargas de revestimiento incrementando el costo del pozo y reduciendo el diámetro óptimo de la tubería de producción por consiguiente menores volúmenes de hidrocarburos producidos, el daño de la formación asociado al filtrado de lodo y los sólidos en suspensión y los NPT asociados a las pegadas de tubería ocasionadas por una elevada presión de sobrebalance y problemas relacionados con la limpieza del pozo. Por otro lado, la técnica UBD que nace con la llegada de perforación de pozos horizontales extendidos con el fin de manejar las pérdida de fluido, consiste en mantener la ECD por debajo de la

presión de poro ocasionando influjo de los fluidos de formación al pozo, evitando el daño de la formación asociado al filtrado del lodo<sup>37</sup>.

Teniendo en cuenta lo anterior la técnica MPD consiste en mantener la ECD en valores muy por debajo del gradiente de fractura de la formación y es utilizada principalmente para perforar pozos que no se adecuan a los métodos convencionales anteriormente expuestos, como es el caso de pozos en zonas donde no se permite la quema de gas o cuando se va a perforar formaciones de alta permeabilidad. La diferencia entre las técnicas anteriores se puede observar en la Figura 8.

**Figura 8: MPD Vs (UBD & OBD)**



**Fuente:** ELLIOTT, Dave. Et al. “El manejo de la presión durante las operaciones de perforación”. 2011. Schlumberger Oilfield Review.

La perforación MPD utiliza sistemas cerrados que despliegan un dispositivo de control rotativo (RCD) para desviar el flujo de fluido de formación y de perforación hacia un separador. Entre los operadores que requieren dos barreras entre el pozo y la superficie, el RCD y los fluidos de perforación se consideran las barreras primarias, y la preventora de reventones (BOP) es un equipamiento de apoyo. En las operaciones MPD se utiliza el RCD para crear un sistema cerrado, y un colector múltiple de estrangulamiento y una bomba de contrapresión para controlar la presión de fondo de pozo. De ese modo, los ingenieros pueden mantener una BHP constante durante las operaciones de perforación, mientras las bombas de lodo se encuentran en funcionamiento y cuando se desactivan para efectuar conexiones. Una vez definido el ambiente de presión de fondo de pozo por las presiones de poro, los gradientes de fractura y las presiones para mantener la estabilidad del pozo, se utiliza la técnica MPD para mantener un perfil adecuado de presión hidráulica anular. Por consiguiente, la técnica MPD permite mantener la ECD dentro de una ventana estrecha de presión de poro y gradiente de fractura,

<sup>37</sup> ELLIOTT, Dave. Et al. “El manejo de la presión durante las operaciones de perforación”. 2011. Schlumberger Oilfield Review.

a la vez que mantienen las presiones conducentes a la estabilidad del pozo. Esto se logra fundamentalmente a través de la manipulación de la contrapresión en el espacio anular, a la vez que se toman en cuenta los factores que afectan la ECD, tales como la densidad de los fluidos, la reología de los fluidos, la velocidad del fluido anular, la fricción de circulación y la geometría del pozo<sup>38</sup>.

Las ventajas más relevantes de esta técnica son:

- Minimiza el daño de formación y previene la pérdida de lodo.
- Reduce el influjo de fluido de formación lo que puede representar ROP altas.
- Evita circulación de lodo por variación de densidad en eventos de influjo o pérdidas de fluido.
- Permite apagar bombas de lodo de forma segura mientras se realizan las conexiones, aún cuando la presión hidrostática de la columna de lodo sea menor a la presión de poro de la formación, debido a que se tiene una bomba dedicada al sistema de fluidos para compensar la ECD cuando el sistema pasa a ser estático.

Es importante resaltar que esta técnica ha sido utilizada en conjunto con la UBD para la perforación de pozos en ambientes de alta presión y alta temperatura (HPHT), en donde la incertidumbre asociada al comportamiento de presión es alta y no se tiene información de pozos vecinos, pues el sistema MPD automatizados permiten en estos ambientes una reacción precisa y oportuna a las variaciones de presión evitando eventos peligrosos. Esta aplicación ha tenido lugar en el shale play Haynesville, el cual presenta un ambiente de HPHT, en donde se redujeron los costos asociados a perforación, NPT, tiempo de perforación en pozos donde la ventana de lodo fue estrecha con una diferencia de 0.2 ppg entre la presión de poro y el gradiente de fractura<sup>39</sup>.

### 3.3.3 Geonavegación

La capacidad para ejecutar trayectorias de pozos horizontales y de alto ángulo constituye uno de los cambios más significativos introducidos en los últimos años en las operaciones de perforación, los avances tecnológicos de las herramientas de evaluación de formaciones LWD integradas con sistemas RSS están posibilitando los objetivos de posicionamiento de pozos de manera más efectiva. Las herramientas que exploran la formación a cierta distancia del pozo mientras se perfora, permiten visualizar la geometría compleja del subsuelo. Los ingenieros utilizan datos de imágenes de alta resolución disponibles en tiempo real para definir la geometría estructural y ajustar de manera proactivamente los programas de perforación. Además, las mediciones LWD ayudan a los operadores a identificar los intervalos con mejores características de producción, en este sentido, la geonavegación permite dirigir la trayectoria

---

<sup>38</sup> ELLIOTT, Dave. Et al. "El manejo de la presión durante las operaciones de perforación". 2011. Schlumberger Oilfield Review.

<sup>39</sup> MONTILVA, Julio. Et al. "Next-Generation Managed Pressure Drilling System Enables HP/HT Horizontal Wells in the Haynesville Shale". 2012. Shell EP & Halliburton. SPE-151168-MS.

de los pozos horizontales de alto ángulo integrando los datos obtenidos con las herramientas de resistividad de lectura profunda y los generadores de imágenes de alta resolución para crear modelos estructurales de las condiciones geológicas en donde se encuentra la broca de perforación. Esta técnica permite a los perforadores corregir las trayectorias de los pozos previendo los cambios estructurales presentes delante la broca, adicionalmente proporciona información valiosa para los modelos del yacimiento.

Las operaciones de geonavegación son realizadas mediante el uso de herramientas rotativas direccionales, en lugar de motores direccionales, en combinación con herramientas LWD. Con estas dos herramientas y una interpretación correcta de los datos obtenidos en tiempo real, se ajusta la dirección de perforación enfocada a mantener el pozo horizontal en la formación productora<sup>40</sup>.

La geonavegación con herramientas de LWD ofrecen los siguientes beneficios:

- Imágenes de pared de pozo comparables con las herramientas operadas con cable e imágenes de resistividad de alta resolución que posibilitan diferenciar las fracturas inducidas de las naturales.
- Identificación de capas a una distancia de 21 pies del pozo, en los 360°.
- Información estructural para definir trayectoria del pozo y el posicionamiento en la sección lateral de pozos en formaciones de espesores bajos, con el fin de aumentar el contacto con la zona de interés.
- En formaciones de espesor considerable, la geonavegación con LWD permite la intersección de redes de fracturas con el fin de mejorar producción.

### **3.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

Los principales retos encontrados en el estudio del desarrollo histórico del conjunto de shale plays seleccionado en el fracturamiento hidráulico estuvieron asociados a zonas tectónicamente activas, gran heterogeneidad horizontal y vertical de las propiedades de los shale (anisotropía), zonas sobre presionadas, zonas complejas por presencia de discontinuidades estructurales y alta presencia de fracturas naturales, todas estas complejidades dieron origen a:

- Dificultades en la propagación de la fractura hidráulica y colocación del propante.
- Dificultades en la simulación de la propagación de la fractura hidráulica.
- Deformación y colapso de casing.
- Dificultades en el bombeo en algunas etapas del pozo.
- Interferencia entre pozos (En algunos casos cuando se estaba estimulando un pozo

---

<sup>40</sup> AMER, Aimen. Et al. "Navegación estructural: Un camino hacia la productividad". 2013. Schlumberger. Oilfield Review.

se producía propante en pozos productores cercanos).

- Red de fracturas ineficientes.
- Espaciamiento inadecuado de las etapas de fracturamiento.
- Tamaño de clústers inadecuado.

Es importante mencionar que inicialmente la distribución de las etapas de fracturamiento se hacía de manera geométrica con espaciamientos equidistantes, con el desarrollo y la experiencia ganada se ha llegado a la conclusión que el posicionamiento de las etapas debe hacerse de acuerdo a las distribución de las propiedades mecánicas y geoquímicas de la formación a lo largo de la lateral del pozo, pues de esto depende una excelente propagación de la red de fracturas evitando interferencia de las misma y adicionalmente evitar etapas improductivas en el pozo.

Las Tabla 5 y 6 muestran una recopilación de las principales características del fracturamiento hidráulico en el conjunto de shale plays seleccionado, a partir de las cuales se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Los diseños de fracturamiento hidráulico en Estados Unidos en los últimos años tiene más de 16 etapas, caso contrario a los diseños de los shale plays de Argentina, México y China, en los cuales no superan este valor en su gran mayoría.
- Los propantes más usados son las arenas 100 mesh y arena 40/70, en los diseños de fracturamiento predominan de 4 a 5 clusters por etapa y un espaciamiento promedio entre etapas de 300 pies, además cabe destacar que la longitud media de la fractura hidráulica en los shale plays de interés esta en el rango de 300 a 400 pies.
- El problema relacionado con la baja concentración de propante en la etapa inicial del desarrollo del shale Eagle Ford, se debe a que no se conocía el ambiente de esfuerzos anisotrópico en el que se encuentra la formación, por tanto, no se utilizó altas concentraciones de propantes en el fluido de fractura; esta contingencia se solucionó utilizando una relación propante/fluido mayor a 0,7 (lb/bbl). De manera que estudios realizados han llegado a la conclusión que en el Eagle Ford es necesario más cantidad de propante (mayor a 3MM de lb) que lo que sugieren las experiencias previas en estimulación de shale plays<sup>41</sup>.

---

<sup>41</sup> AL-TAILJI, Wadhah. et al. "Optimizing Hydraulic Fracture Performance in the Liquids-Rich Eagle Ford Shale - How Much Proppant Is Enough?". 2014. EF Energy & StrataGen. SPE 170785.

- En Barnett el problema de iniciación del fracturamiento ineficiente se produjo por que no se considero la anisotropía de las propiedades geoquímicas y geomecánicas a lo largo del pozo, el inadecuado espaciamiento de los clusters y algunos problemas con la calidad de la cementación, ocasionaron interferencia de las fracturas hidráulicas. Ketter en su estudio publicado en el año 2006 sugirió que la longitud de los clusters debe ser menor a 4 veces el diámetro del pozo y deben estar espaciados aproximadamente 1.5 veces la longitud de la fractura obtenida en la simulación, en la zona de los condados Denton, Wise y Tarrant, lugar donde se llevo a cabo el estudio <sup>42</sup>.
- Barnett y Eagle Ford son las formaciones con la menor cantidad de propante bombeado por galón de fluido de fractura (0.57-1.5 lb/gal).
- Los fluidos de fracturamiento que predominan en los shale plays estudiados son el slick water y el Gel entrecruzado ó crosslinked.
- Las operaciones de fracturamiento en el shale Eagle Ford son las que requiere mayor cantidad de agua en comparación con el conjunto de shale plays estudiado (250.000 Bls actualmente).
- En los primeros diseños de fracturamiento aplicados en las áreas de Laffitte y Connie G., (Haynesville) se detectó una baja concentración y un tamaño inapropiado de propantes, ya que en diseños más recientes al aumentar la concentración de propante de 1.000 a 1.330 lb/pie y cambiar el propante utilizado por uno de menor tamaño y más ligero (Arena recubierta con resina 40/70) el redimiento de los pozos mejoró entre un 30 y 50 %.
- En los shale plays Vaca Muerta, Eagle Ford (México), Pimienta y Bakken se utiliza la menor cantidad de fluido de fracturamiento por etapa (2.200-5.000, 5.600, 7.332 y 1.800 bbl/etapa respectivamente), en comparación con el conjunto de shale plays de Estados Unidos (en promedio 11.000 bbl/etapa).
- La concentración de propante en lb/gal en el shale play Vaca Muerta (6-8 lb/gal), es superior en comparación con el conjunto de shale plays estudiados (en promedio 2 lb/gal) a excepción del shale play Fayetteville, en el cual se usa una concentración de 26 lb/gal, sin embargo, no se encontró justificación al uso de esta concentración de propantes en el estudio.

---

<sup>42</sup> KETTER, Aaron. et al. "A Field Study Optimizing Completion Strategies for Fracture Initiation in Barnett Shale Horizontal Wells". 2006. Schlumberger DCS & Devon Energy Production Co. LP. SPE 103232-MS.

- Se resalta que en las formaciones mexicanas Eagle Ford y Pimienta y en Vaca Muerta se ha aplicado la técnica “*Channel Fracturing*”, en las operaciones de fracturamiento.
- El volumen de agua utilizada en la operación de fracturamiento en los shale plays Longmaxi y Fayetteville, en los cuales se han estimulado los pozos con 10 etapas, el volumen de agua usado en el shale play Longmaxi es menor (131.120 Bbls) en comparación con el shale play Fayetteville (150.000 Bbls)

**Tabla 5:** Generalidades del fracturamiento hidráulico en los shale plays de Estados Unidos

Formación	Marcellus	Eagle Ford (USA)	Bakken	Barnett	Haynesville	Fayetteville
<b>Promedio de fluido de fracturamiento bombeado (bbl/etapa)</b>	10.000 <sup>1</sup>	12.500 <sup>1</sup>	1.800 <sup>1</sup>	17.100 <sup>1</sup>	10.600 <sup>1</sup>	15.000 <sup>10</sup>
<b>Tipo de fluido de fracturamiento más usado</b>	Slickwater - Linear Gel Crosslinked Gel *	Slickwater, Hybrid, Crosslinked Gel- Channel Frac *	Hybrid, Crosslinked Gel *	Slickwater Linear Gel *	Slickwater - Linear Gel Crosslinked Gel *	Slickwater Crosslinked Gel <sup>1, 10</sup>
<b>Promedio de propante bombeado (lb/gal)</b>	2,5 <sup>1</sup>	1-1,5 <sup>1</sup>	2-2,5 <sup>1</sup>	0,57 <sup>1</sup>	2,5 <sup>1</sup>	26 <sup>10</sup>
<b>Tipo de propante *</b>	100 mesh Arena 40/70 Arena 30/50	100 mesh Arena 40/70 Arena 30/50 - Ceramica 40/70	Ceramica 20/40 ISP 20/40 ISP 40/70	100 mesh Arena 40/70 Arena 30/50	100 mesh 40/70 ISP 30/50 ISP	100 mesh Arena 40/70 Arena 30/70 <sup>10</sup>
<b>Tasa de bombeo (bbl/min)</b>	80 <sup>1</sup>	35 a 100 <sup>1</sup>	20 a 40 <sup>1</sup>	70 a 80 <sup>1</sup>	75 <sup>2</sup>	100 <sup>16</sup>
<b>Volumen promedio de agua bombeada por tratamiento de fracturamiento (bbl)</b>	200.000 *	250.000 *	51.300 *	150.000 *	153.000 *	150.000 <sup>10</sup>
<b>Numero de etapas de fracturamiento por pozo</b>	6 - 19 <sup>1</sup>	12-18 <sup>11</sup>	5-37 <sup>1</sup>	7-9 <sup>12</sup>	10 -15 <sup>13</sup>	8-11 <sup>12</sup>
<b>Clusters por etapa</b>	5 <sup>7</sup>	4-5 <sup>3,4</sup>	4 <sup>9</sup>	2-5 <sup>5,6</sup>	4-5 <sup>2,8</sup>	4-6 <sup>10</sup>
<b>Espaciamiento entre etapas (pies)</b>	N/A	200-400 <sup>3,4</sup>	320 <sup>9</sup>	N/A	300 <sup>2,8</sup>	300 *
<b>Problemas asociados más frecuentes en la etapa inicial del desarrollo del campo (*)</b>	Baja concentración de propantes en el proceso de fracturamiento.	Poco espaciamiento entre etapas de fracturamiento, lo que ocasionó bajo rendimiento de los pozos en cuanto a producción. Baja concentración de propantes en el proceso de fracturamiento.	Baja concentración de propantes y una presión inadecuada en el fracturamiento.	Fracturamiento inicial ineficiente. (interferencia de las fracturas hidráulicas)	Baja concentración y tamaño inapropiado de propantes en los primeros procesos de fracturamiento. Fm. Muy dútil los que aumenta la dificultad para fracturar.	Pocos clusters por etapa, tipo de fluido inadecuado y demasiado espaciamiento entre clusters.
1. Olusola S. et al., 2014 4. Cook D., 2014 12. Kennedy R., 2010	2. Xie X. et al., 2012 6. Ketter A., 2006 13. Haroun M., 2013	3. Centurion S., 2014	5. Olsen T., 2014	7. Izadi G. et al., 2014	9. Lesar D., 2011 11. Dong Z. et al., 2014	(*) Estimados por el autor, a partir de la información producto del estudio del desarrollo histórico de los cinco shale plays.

Fuente: Autor

**Tabla 6:** Generalidades del fracturamiento hidráulico en los principales shale plays de Argentina, México y China.

Formación	Vaca Muerta (Argentina)	Eagle Ford (México)	Pimienta (México)	Longmaxi (China)
<b>Promedio de fluido de fracturamiento bombeado (bbl/etapa)</b>	2.200 – 5.000 <sup>2</sup>	5.600 <sup>3</sup> (Promedio)	7.232 <sup>3,4</sup> (Promedio)	13.112 <sup>5</sup>
<b>Tipo de fluido de fracturamiento más usado</b>	Slickwater Crosslinked Gel <sup>1</sup>	Slickwater Gel lineal Gel entrecruzado <sup>3</sup>	Slickwater Gel lineal Gel entrecruzado <sup>(3,4)</sup>	N/R
<b>Promedio de propante bombeado (lb/gal)</b>	6-8 <sup>1</sup>	1 – 1,23 <sup>3</sup>	1 – 3 <sup>3,4</sup>	1,84 (40/70 Mesh) 0,56 (100 Mesh) <sup>5</sup> (Promedio)
<b>Tipo de propante</b>	40/80 Mesh 20/40 Mesh 30/60 Mesh 50/120 Mesh *	40/70 Mesh 30/50 Mesh 20/40 Mesh <sup>3</sup>	100 Mesh 20/40 Mesh 16/30 Mesh 40/70 Mesh <sup>3,4</sup>	40/70 Mesh 100 Mesh <sup>5</sup>
<b>Tasa de bombeo (bbl/min)</b>	60 <sup>2</sup>	55 – 65 <sup>3</sup>	62 - 71 <sup>3,4</sup>	45 – 65 <sup>5</sup>
<b>Volumen promedio de agua bombeada por tratamiento de fracturamiento (bbl)</b>	Pozos Verticales 9.900 – 17.500 Pozos Horizontales 29.700 – 67.500 *	60.000 - 122.857 ( <sup>3</sup> )	88.809 -108.631 <sup>(3,4)</sup>	131.120 *
<b>Numero de etapas de fracturamiento por pozo</b>	Pozos Verticales 4-5 Pozos Horizontales 10-17 ( <sup>2</sup> )	14-16 <sup>3</sup>	11-17 <sup>3,4</sup>	10 <sup>5</sup>
<b>Clusters por etapa</b>	2-4 <sup>1</sup>	4 - 6 <sup>3</sup>	4-5 <sup>3,4</sup>	3 <sup>5</sup>
<b>Espaciamiento entre etapas (pies)</b>	N/R	N/R	N/R	246 – 266 <sup>6</sup>
<b>Problemas asociados más frecuentes en la etapa inicial del desarrollo del campo (*)</b>	Dificultades en la propagación de la fractura hidráulica. Interferancia entre pozos. Colapso de casing.	N/R	N/R	Deformaciones de casing Dificultad en la creación de la red de fracturas y colocación de propantes.
1.García M. et al., 2013                      2. Ejofodoni E. et al. ,2014                      3.Parra P. et al., 2013                      4. Araujo O. et al., 2014 5. Zonggang L. et al., 2013    6. Xie W. et al., 2014    (*) Estimados por el autor, a partir de la información producto del estudio del desarrollo				

**Fuente:** Autor

### 3.5 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO MÁS USADOS EN EL CONJUNTO DE SHALE PLAYS ESTUDIADOS

Antes de proponer el diseño de fracturamiento conceptual para la estrategia de desarrollo de shale plays en la cuenca VMM, es necesario definir los fluidos de fractura más usados según el estudio del desarrollo de los shale plays del conjunto estudiado en este trabajo. Los fluidos que se destacan son el “*Slick Water*” y los sistemas gelificados (Gel lineal y Gel entrecruzado o Crosslinked).

El fracturamiento con fluido “*slickwater*” utiliza muy pocos aditivos, es de bajo costo y crea una red de fracturas que aumentan considerablemente el área de la formación contactada, sin embargo, tiene contingencias con el posicionamiento del propano por su baja viscosidad. A pesar de que este tipo de fluido ha tenido aplicaciones exitosas en shale plays, existen muchos casos en los que no proporcionan suficiente capacidad de flujo para el desarrollo de un shale play productivo, en estos casos usar un “*Slick Water*” para abrir las fracturas y un fluido de mayor viscosidad para posicionar el propano es la solución, a este tipo de operaciones se le llama fracturamiento híbrido<sup>43</sup>. En este sentido los sistemas gelificados (lineal y entrecruzado) son mejores en shales dúctiles donde el posicionamiento de propanos y la capacidad de flujo son más críticas, por el contrario, en shale frágiles los “*Slick Water*” tienen mejor desempeño.

A continuación, se definirán los fluidos de fracturamiento que según el estudio del desarrollo del conjunto de shale plays estudiado son los más usados para el fracturamiento hidráulico.

#### 3.5.1 Fluido Base (FB):

Este tipo de fluido es la base para cualquier fluido de fracturamiento y está compuesto por los siguientes aditivos:

- Agua
- Bactericida o microbiocida: Detiene el crecimiento de bacterias anaerobias que utilizan el polímero del fluido de fracturamiento como fuente de carbono disminuyendo su viscosidad. Este aditivo es importante cuando se usa agua reciclada, pues evita acidificación del pozo y/o la corrosión de las bacterias productoras de ácido<sup>43</sup>.
- Controlador de arcillas: Es un agente que se adhiere a la superficie del mineral arcilloso, conservando el equilibrio iónico previniendo el hinchamiento y migración de las arcillas.

---

<sup>43</sup> KING, George. “Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?”. 2010. Apache Corporation. SPE-133456.

- Surfactante: Reduce la tensión interfacial entre el fluido de fracturamiento y los fluidos de formación, evitando la formación de emulsiones.

### 3.5.2 Fluido tipo “*Slick Water*”

Es un fluido de baja viscosidad el cual se compone por el FB y un reductor de fricción, el cual es usado con el fin de reducir la fricción del fluido, para lograr un eficiente transporte del propano en la fractura. El principal mecanismo de transporte del propano es la alta velocidad, puesto que sus condiciones de gel son bajas y se logran tasas de bombeo altas (60 a 120 bpm), por lo que es necesario el uso de reductores de fricción<sup>44</sup>. Sus principales ventajas están asociadas al bajo costo, fácil mezclado, gran volumen de formación estimulada (SVR), contención de la fractura aceptable y la posibilidad de reuso del agua<sup>45</sup>.

Aunque este tipo de fluido ha sido ampliamente utilizado en shale plays como el Barnett en Estados Unidos, tiene algunas limitaciones como son una capacidad de transporte de propano, menor en relación con los sistemas gelificados (generalmente menos de 2 a 3 lb/gal<sup>46</sup>), pueden causar hinchamiento en algunos shale y tendencia a la decantación del propano, lo que en algunos casos limita la capacidad de flujo de las fracturas hidráulicas, ocasionando la caída de la producción<sup>47</sup>, debido a que la sedimentación del propano puede ocurrir poco después de entrar a la fractura formando dunas, esto dificulta su posicionamiento y transporte lejos de la cara del pozo en fracturas secundarias más pequeñas, adicionalmente por su baja viscosidad las fracturas hidráulicas generadas son estrechas en comparación con las generadas con sistemas gelificados<sup>45</sup>.

Cabe resaltar que este fluido es típicamente el más usado en fracturamientos hidráulicos en shale plays y el sistema más simple en cuanto a aditivos implementados para su preparación, por lo que es el de menor costo.

---

<sup>44</sup> ALI-MUNSTASHERI, Ghaithan. “A Critical Review of Hydraulic-Fracturing Fluids for Moderate-to Ultralow-Permeability Formations Over the Last Decade”. 2014. Saudi Aramco. SPE-169552.

<sup>45</sup> MONTGOMERY, Carl. [En línea]. “Fracturing Fluids”. [Consulta en Enero 25 de 2016] Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5772/56192>

<sup>46</sup> KING, George. “Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?”. 2010. Apache Corporation. SPE-133456.

<sup>47</sup> ALEXANDER, Tom. et al. “Revolución del gas de lutitas”. Schlumberger. 2011. Oilfield review

### 3.5.3 Fluido tipo Gel lineal

Este tipo de fluido hace parte de los sistemas gelificados y está compuesto básicamente por un FB más los siguientes aditivos:

- Rompedores: Son químicos que reducen el daño del propante en la operación de fracturamiento hidráulico y degradan el fluido para facilitar el retorno a superficie<sup>48</sup>.
- Agente gelificante: Este aditivo se adiciona con el fin de mejorar la viscosidad del fluido y la capacidad de transporte del propante en comparación con los “*Slick Water*”, los más usados son el GUAR, Hydroxypropil Guar (HPG) y Hydroxyetil Celulosa (HEC)<sup>48</sup>.
- Controlador de PH: Este aditivo es usado para controlar PH en las reacciones de polimerización y reticulación en fondo de pozo.

Como se puede observar en la composición base de este tipo de fluido, su principal ventaja respecto a los “*Slick Water*” es la mejora en la capacidad de transporte del propante y las pérdidas de fluido, las cuales son controladas por una torta de filtro generada en la cara de la fractura. Las desventajas de fluido gel lineal están asociadas a el ancho de la fractura hidráulica, la cual es estrecha, puesto que a pesar de que este fluido tiene una mejor viscosidad respecto al “*Slick Water*”, esta no es lo suficientemente alta para genera fracturas con un buen ancho, adicionalmente el agua que retorna a superficie no se puede reusar porque tiene residuos de rompedores<sup>48</sup>. La Tabla 7 muestra un balance entre los fluidos “*Slick Water*” y Gel lineal, comparando propiedades adimensionales críticas que describen el rendimiento de una fractura, como son la conductividad adimensional de la fractura ( $F_{cd}$ ), permeabilidad adimensional en la zona invadida ( $K_d/K$ ) y la longitud adimensional apuntalada ( $L_f/L_{re}$ ), cabe resaltar que para la evaluación de estos parámetros Ribeiro L., (2013)<sup>49</sup> asumió que el pozo inicio producción una vez se finalizó el bombeo, y el yacimiento es de shale gas.

---

<sup>48</sup> MONTGOMERY, Carl. [En línea]. “Fracturing Fluids”. [Consulta en Enero 25 de 2016] Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5772/56192>

<sup>49</sup> RIBEIRO, Lionel & SHARMA, Mukul. “Fluid Selection for Energized Fracture Treatments”. 2013. The University of Texas at Austin. SPE-163867.

**Tabla 7:** Productividad de la Fractura

Propiedad	Slick Water	Gel Lineal
$L_f/L_{re}$	0.3	0.16
$F_{cd}$	0.5	1.6
$K_d/K$	0.001	0.005

**Fuente:** RIBEIRO, Lionel & SHARMA, Mukul. “Fluid Selection for Energized Fracture Treatments”. 2013. The University of Texas at Austin. SPE-163867.

Como se puede observar el fluido “Gel Lineal” tiene una mayor capacidad de transporte del propante, la conductividad de la fractura es satisfactoria y existe una menor caída de la permeabilidad al gas, sin embargo, con el uso de los “*Slick Water*” se tiene una mayor longitud de fractura.

### 3.5.4 Fluido tipo Gel Entrecruzado ó Cross-linked

Este fluido se compone de los mismos aditivos de un Gel Lineal con la adición de agente reticulación o comúnmente llamado “crosslinker”, el cual aumenta la viscosidad de menos de 50 cp hasta el rango entre 100 y 1.000 cps<sup>50</sup>, este aumento de viscosidad mejora la capacidad de transporte de propante, la estabilidad térmica y adicionalmente hace que la fractura hidráulica tenga un ancho mayor, lo que se traduce en una mayor cantidad de propante posicionado en la misma. Cabe recordar que el agente rompedor degrada el fluido con el fin de facilitar el retorno a superficie.

Este fluido se desarrolló con el fin de mejorar la acción del polímero sin aumentar su concentración, los crosslinked más usados se presentan en la Tabla 8, en la que se destaca el crosslinker de borato, el cual tienen un comportamiento excelente en cuanto a limpieza de la fractura, mejorando así la conductividad de la misma, debido a que la reticulación obtenida con crosslinker de borato es reversible y se desencadena mediante la alteración del pH del sistema del fluido, adicionalmente este fluido conserva una reología estable a temperaturas mayores a 300 °F, las pérdidas de fluido son bajas, buenas propiedades de limpieza y es altamente efectivo en formaciones de alta y baja permeabilidad<sup>51</sup>.

<sup>50</sup> MONTGOMERY, Carl. [En línea]. “Fracturing Fluids”. [Consulta en Enero 25 de 2016] Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5772/56192>

<sup>51</sup> GANDONSSI, Luca. “An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production”. 2013. European Commission. JRC TECHNICAL REPORTS.

**Tabla 8:** Crosslinker más usados en los fluidos de fracturamiento crosslinked

Nombre del Crosslinker	Número CAS	Propósito del Químico
<b>Metaborato de Potasio (KBO<sub>2</sub>)</b>	013709-94-9	Usado en Fluidos Crosslinked de borato
<b>Tetraborato de Sodio (Na<sub>2</sub>B<sub>4</sub>O<sub>7</sub>)</b>	001330-43-4	Usado en Fluidos Crosslinked de borato
<b>Ácido Bórico (H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>)</b>	13343-35-3	Usado en Fluidos Crosslinked de borato
<b>Zirconio Quelado</b>	-	Crosslinker para fluidos de alta temperatura ó bajo pH

**Fuente:** MONTGOMERY, Carl. [En línea]. "Fracturing Fluids". [Consulta en Enero 25 de 2016] Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5772/56192>

### 3.5.5 Fracturamiento híbrido

Un fracturamiento híbrido es un fracturamiento en el cual se utiliza una combinación de los fluidos de fractura anteriormente descritos en la operación de fracturamiento hidráulico, cabe aclarar que no es una mezcla de los fluidos. La combinación de fluidos se refiere a que en el transcurso de la operación se bombea batches de los diferentes tipos de fluidos de fracturamiento (Slick Water, Gel lineal y Crosslinked) con el fin de aprovechar diferentes ventajas de cada uno de ellos, logrando así longitudes y anchos de fractura requeridos y mejorando la capacidad de transporte de propano y limpieza de la fractura hidráulica. El híbrido puede ser "*Slick Water*" con Gel lineal ó "*Slick Water*" con Crosslinked, el efecto depende del orden de los batches y su selección del ambiente de esfuerzos en el que se encuentra la formación, en general en un ambiente altamente anisotrópico el candidato es un híbrido "*Slick Water*" con Crosslinked, en caso contrario el candidato sería un híbrido "*Slick Water*" con Gel lineal. El uso de este tipo de fracturamiento se ha incrementado en Estados Unidos entre los años 2011 y 2012, de menos del 42% de los pozos tratados en el primer trimestre del 2011 a más del 57% de los pozos tratados en el cuarto trimestre del 2012<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> ROBERT, Christopher. et al. "Analysis of US hydraulic fracturing fluid system and proppant Trends". 2014. PacWest Consulting Partners. SPE168645.

Ali-Munstasher G., (2014) argumenta que el fluido de fracturamiento debe tener las siguientes propiedades:

- Alta resistencia al Cizallamiento con el fin de que el fluido no pierda viscosidad en equipo de bombeo y líneas de flujo.
- Perdidas de fricción mínimas durante la inyección.
- Viscosidad suficientemente alta para obtener un transporte adecuado del propante, con el fin de evitar el arenamiento del mismo.
- Compatibilidad con el shale, con el fin de evitar hinchamiento.
- Capacidad de reducir viscosidad en el momento de rotura, para generar una limpieza eficiente de la fractura hidráulica.

Adicionalmente el diseño del fluido se fundamenta en los siguientes parámetros claves<sup>53</sup>:

- Tipo de fluido.
- Requerimientos de viscosidad.
- Experiencia con las formaciones locales.
- Datos de laboratorio de la formación a fracturar.
- Selección del propante.
- Disponibilidad del material.
- Economía del fluido.

---

<sup>53</sup> HALLIBURTON. [En línea] "Fracturing fluid systems". [Consultado en febrero 1 de 2016] Disponible en: <[http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Data\\_Sheets/web/H/H05667.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Data_Sheets/web/H/H05667.pdf)>

### 3.5.6 Ventajas y desventajas de los fluidos “*Slick Water*”, Gel lineal y Gel crosslinked.

La Tabla 9 muestra las principales ventajas y desventajas de los fluidos anteriormente revisados.

**Tabla 9:** Ventajas y Desventajas de los fluidos “*Slick Water*”, Gel Lineal y Gel Crosslinked

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<b>SLICK WATER</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo costo</li> <li>• Gran SVR</li> <li>• Fácil mezclado</li> <li>• Reuso de agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja capacidad de transporte de propantes.</li> <li>• Dificultad en el posicionamiento de los propantes en zonas lejanas a al pozo.</li> <li>• Limitada capacidad de flujo por la tendencia a la decantación del propante.</li> <li>• Puede ocasionar hinchamiento en algunos shale.</li> </ul>
<b>GEL LINEAL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta capacidad de transporte de propantes</li> <li>• Bajo costo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se puede reusar.</li> <li>• Fracturas estrechas.</li> </ul>
<b>GEL ENTRECUSADO Ó CROSSLINKERS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta capacidad de transporte de propantes y estabilidad térmica</li> <li>• Ancho de fractura apropiado</li> <li>• Fácil retorno a superficie con limpieza de la fractura eficiente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor costo en comparación con el <i>Slick Water</i> y el Gel lineal</li> </ul>

Fuente: Autor

Finalmente, la selección de un fluido de fractura para un shale depende de las propiedades de la formación, generalmente la elección entre “*Slick Water*” o fluidos gelificados se hace de acuerdo a la necesidad de control de pérdida de fluido y la conductividad de la fractura. Las sensibilidades de roca pueden obligar a la adición de sales al agua para controlar el hinchamiento de la arcilla, aunque esta necesidad es poco frecuente en formaciones de baja permeabilidad. Fluidos “*Slick Water*” son los primeros candidatos cuando las rocas son frágiles, con bajo contenido de arcilla y generalmente no reactivas. Sistemas gelificados se caracterizan por ser útiles en shale de baja ductilidad, en rocas de alta permeabilidad (donde una mayor cantidad de propante es necesaria), para barridos y para ayudar en el control de pérdida de fluido<sup>54</sup>. Se recomienda hacer pruebas de compatibilidad y sensibilidad de la roca, con el fin de determinar hinchamiento y efectos de la salinidad del agua en los aditivos y la roca<sup>55</sup>.

### **3.6 PROPANTES MÁS USADOS EN EL CONJUNTO DE SHALE PLAYS ESTUDIADOS**

Una vez identificados los tipos de fluidos de fracturamiento es necesario definir los tipos de propantes más usados según el estudio del desarrollo del conjunto de shale plays seleccionado en este trabajo, antes de proponer el diseño de fracturamiento para la estrategia de desarrollo de shale plays en la cuenca VMM. Los propantes que se destacan son las arenas (Brandy y Ottawa), cerámicos (Bauxita sinterizada y Propantes de esfuerzo intermedio ISP) y las arenas y cerámicos cubiertos con resina.

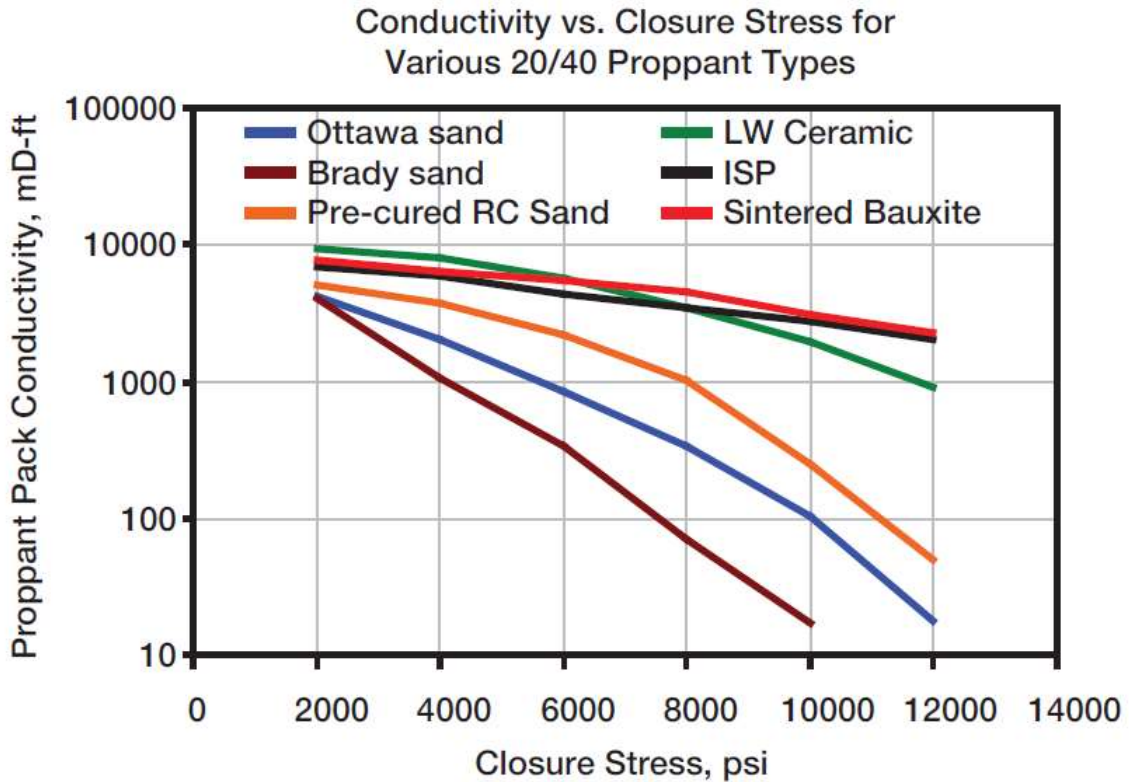
Es importante recordar que el propante es un material granular, generalmente arena, que se mezcla con el fluido de fractura con el fin de mantener la fractura hidráulica abierta para que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo. Existen dos principales categorías de propantes, las arenas naturales y las cerámicas o propantes bauxita (fabricadas). Las arenas son usadas donde los esfuerzos de cierre son menores a 6.000 psi (comunes a profundidades menores a 8.000 pies), por el contrario los propantes cerámicos fueron diseñados para aplicarse en yacimientos de alta profundidad donde los esfuerzos de cierre son mayores a 6.000 psi, también son aplicados en donde es necesario un paquete de propante mayor para mejorar la conductividad, como se observa en la Figura 9, en la cual se puede observar claramente que los propantes cerámicos proporcionan una mejor conductividad incluso a esfuerzos de cierre menores de 6.000 psi, sin embargo los propantes cerámicos tiene un costo mayor.

---

<sup>54</sup> KING, George. “Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?”. 2012. Apache Corporation. SPE-133456.

<sup>55</sup> JONES, Frank. “Influence of chemical composition of wáter on clay blocking of permeability”. 1964. Pan American Petroleum Corp. SPE 631.

**Figura 9:** Efecto del esfuerzo de cierre en la conductividad de la fractura para varios tipos de propantes.



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

### 3.6.1 Arenas

Las arenas Ottawa y Brandy son las más utilizadas para el fracturamiento hidráulico, comúnmente llamadas “Blanca” y “Marron”, por su color, sin embargo la diferencia está en sus propiedades físicas, por lo que se pueden clasificar en excelentes, buenas y de calidad inferior (API RP56 de 1983 y ISO 13503-02 de 2006)<sup>56</sup>. Las arenas de primera calidad son conocidas como “Arena de Ottawa” provienen del centro norte de Estados Unidos, y la “Brandy” es considerada como una arena de grado estándar que cumple o excede la calidad de un

<sup>56</sup> ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

propante para un fracturamiento hidráulico. Este tipo de propantes se consideran de baja resistencia puesto que poseen una resistencia menor a 6.000 psi.

Otras fuentes de propantes tipo arena de calidad API son Inglaterra, Brasil, Arabia Saudita y Rusia.

- **Arena Ottawa (Blanca):** Son considerados los propantes tipo arena natural de mayor calidad para el fracturamiento hidráulico, por tanto, son las más usadas en la industria. Están compuestas fundamentalmente por cuarzo, son monocristalinas por lo que tienen propiedad de resistencia individual superior en comparación con otras arenas y se caracterizan por su alta pureza, claridad, alto grado de redondez y esfericidad, pocos finos y baja solubilidad en ácidos. Se encuentran en tamaños menores a 12/70 mesh y su gravedad específica es de 2,65 (Figura 10).

**Figura 10:** Propante tipo arena Ottawa

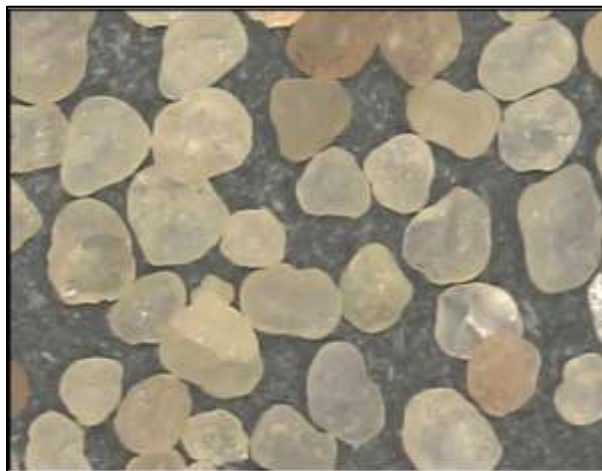


**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

- **Arena Brandy (Marrón):** Esta arena generalmente es de menor costo y muy utilizada en Estados Unidos y Canadá. Estas arenas son policristalinas, es más angular y contiene más impurezas (feldespatos) que la arena Ottawa pero se limpia a fondo y se procesa para producir un producto de alta calidad. Las impurezas contribuyen al color marrón de las arenas Brady. La existencia de planos de corte dentro de cada grano se evidencia en el mayor aplastamiento y la reducción de las propiedades de resistencia.

En cuanto al tamaño normalmente son de mayor tamaño en comparación con las arenas Ottawa, están disponibles en tamaños de 8/12 a 20/40 mesh (Figura 11).

**Figura 11:** Propante tipo arena Brandy



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

### 3.6.2 Cerámicos

Este tipo de propantes nacieron como respuesta a la necesidad de propantes con mayor resistencia, puesto que se requerían para la explotación de yacimientos de gas a grandes profundidades. Inicialmente se fabricaron por sinterización de granos de arcilla de aluminosilicato, el cual contiene más de 80% de bauxita ( $Al_2O_3$ ). Posteriormente se introdujeron los propantes de esfuerzo intermedia (ISP) los cuales se fabrican a partir de minerales con 70% de bauxita. Los propantes cerámicos son los apropiados para operaciones de fracturamiento a más de 10.000 pies de profundidad<sup>57</sup>.

- **Bauxita sinterizada:** Es el primer propante cerámico de alta resistencia fabricado, contienen corindón, uno de los materiales más duros conocidos, disponible para pozos profundos en ambientes hostiles de altos esfuerzos y altas temperaturas. Los diferentes productos de bauxita sinterizados comerciales tienen gravedades específicas mayores a 3,4. Debido a los procesos de fabricación empleados para hacer la bauxita sinterizada, las partículas ofrecen una excelente redondez y esfericidad, su costo es relativamente

---

<sup>57</sup> ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

alto, propantes de bauxita sinterizados son usados únicamente en pozos donde los esfuerzos de cierre son superiores a 10.000 psi<sup>58</sup>. Debido a su alta densidad, usualmente se usan tamaños de grano más pequeños para mejorar las capacidades de transporte, por tanto, están disponibles tamaños en el rango de 12 a 70 mesh (Figura 12).

**Figura 12:** Propante cerámico Bauxita sinterizada



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

- **Propante de esfuerzo intermedio (ISP):** Los proveedores manejan propantes ISP de densidades entre 2,9 y 3,3, la densidad depende de la materia prima utilizada por el fabricante. Este propante tienen menores límites de resistencia en comparación con los propantes de bauxita sinterizada y son utilizados en operaciones de esfuerzo de cierre entre 8.000 y 12.000 psi. Presentan buena redondez y esfericidad, y están disponibles en tamaños en el rango de 16 a 70 mesh (Figura 13).

---

<sup>58</sup> ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

**Figura 13:** Propante cerámico ISP



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

- **Propante Cerámico Ligero (LWC):** Son propantes de peso ligero, compuestos principalmente por mullita, el cual es un mineral duro de alumina-silicato. Tienen una menor resistencia que los de bauxita sinterizada y los ISP, sin embargo tiene una densidad similar (2,72). Tienen una mayor resistencia y esfericidad y proporciona una mejor conductividad en comparación con las arenas de alta cantidad de tamaños similares. Son usadas en operaciones con esfuerzos de cierre entre 6.000 y 10.000 psi, sin embargo pueden ser usados en formaciones con esfuerzos de cierre menores. Los tamaños disponibles están en el rango de 12 a 70 mesh (Figura 14).

**Figura 14:** Propantes cerámico ligero (LWC)

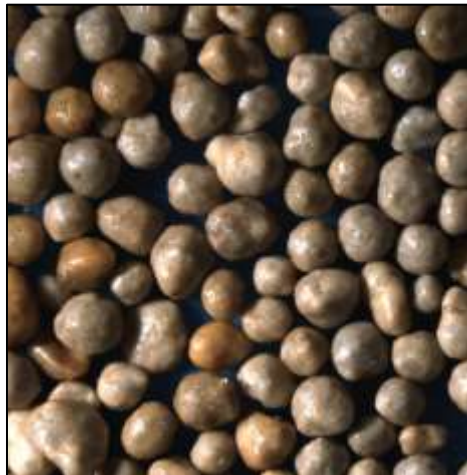


**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

- **Propantes cubiertos con resina:** Este tipo de propantes fue desarrollado para solucionar las contingencias relacionadas con la rotura frágil de las arenas, básicamente son granos encapsulados en resina con el fin de mejorar la resistencia del propante, este proceso mejora la angularidad del grano, la aglomeración de los mismos con el fin de distribuir los esfuerzos sobre una área mayor de propantes, reduciendo las cargas en un solo punto y adicionalmente cuando el propante es aplastado el revestimiento de resina encapsula los finos y fragmentos, evitando que estas partículas pequeñas migren y taponen los canales de flujo<sup>59</sup>.

Los propantes pre-curados (Figura 15) con resina son ampliamente usados en zonas de altos esfuerzos y con problemas de migración de finos, se ha demostrado que son tolerantes a las salmueras y petróleo en temperaturas superiores a 300°F.

**Figura 15:** Propantes recubiertos con resina pre-curados



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

Los propantes cubiertos con resina curados (Figura 16) generalmente se usan en zonas en donde el propante tiende a regresar a superficie una vez se inicia producción, ya que estos propantes forman un paquete consolidado que resiste el flujo del “*Flowback*” y reduce los problemas asociados con la pérdida de productividad y daños a equipos de superficie,

---

<sup>59</sup> ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

normalmente son bombeados al final del tratamiento<sup>60</sup>. El pozo debe ser cerrado por un tiempo para permitir que los propantes se unan y formen un paquete de buena conductividad.

**Figura 16:** Propantes recubiertos con resina curados



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. et al. “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production” 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

Entre los principales avances en los últimos en años en propantes se destacan los siguientes<sup>60</sup>:

- Propantes cerámicos con granos de tamaño y forma uniforme, los cuales proporcionan la porosidad máxima.
- Los propantes actuales son menos nocivos para el personal que manipula los materiales en campo.
- Propantes de alta resistencia y con control de “*flowback*” integrado (ULWP), esta última propiedad hace referencia a la capacidad que tiene el propante para endurecer y formar una cama de sostén altamente conductora y consolidada, resistente al lavado o limpieza de la fractura.

Cabe resaltar que la elección del propante depende parámetros como la permeabilidad de la formación, el esfuerzo que soporta el propante, las concentraciones de propante que se quieren lograr, los factores que reducen la conductividad (daño, flujo multifásico, flujo no Darcy)<sup>60</sup>. El incremento de conductividad está gobernado por la forma del propante, características de superficie y esfuerzo<sup>61</sup>.

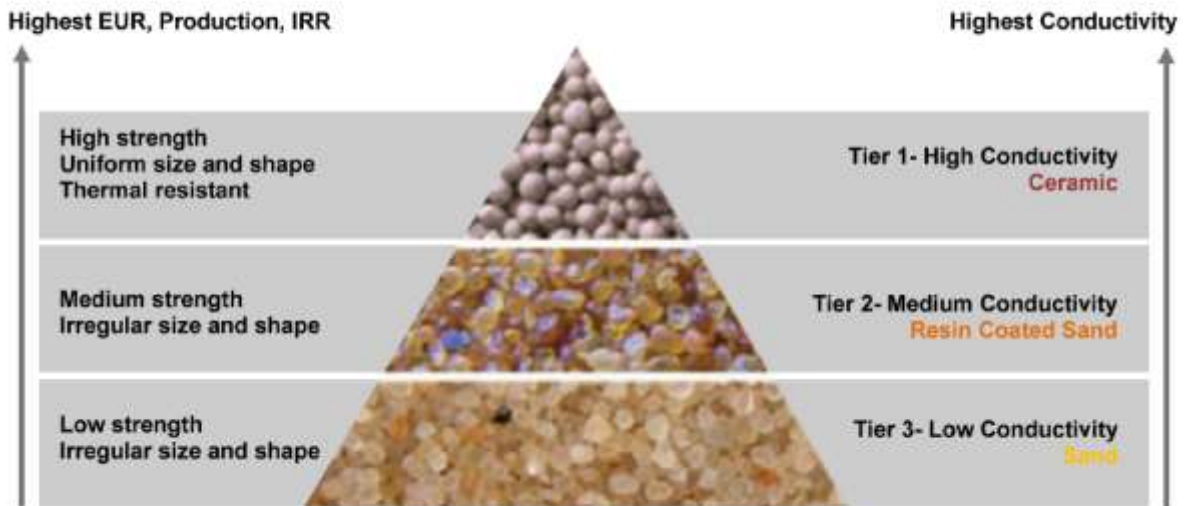
---

<sup>60</sup> ALL CONSUKTING. The modern practices of hydraulic fracturing: A focus on candian Resources. PTAC & SCEK. Noviembre de 2012.

<sup>61</sup> MOHAMMED, Sayed. et al. “Overview of existing proppant technologies and challenges”. 2015. Aramco Services. SPE-172763.

En general los propantes se puede clasificar en tres niveles de conductividad, como se puede observar en la Figura 17, en donde se nota que los propantes que proporcionan mayor conductividad son los cerámicos, por el contrario, los de menor conductividad son las arenas, sin embargo, las arenas son las de menor costo.

**Figura 17:** Jerarquía de la conductividad



**Fuente:** MOHAMMED, Sayed. et al. "Overview of existing proppant technologies and challenges". 2015. Aramco Services. SPE-172763.

#### 4. MONITOREO MICROSÍSMICO EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN SHALE PLAYS

En general el monitoreo microsísmico es la detección y localización de los eventos microsísmico por medio de geófonos, con el fin de rastrear en tiempo real la propagación de la fractura hidráulica a medida que se propaga en el yacimiento; esto permite hacer cambios oportunos en el diseño del fracturamiento hidráulico que aseguren una red de fracturas hidráulicas eficientes y un mayor contacto del yacimiento. La deformación o deslizamiento local de la roca, producido por la estimulación o la inyección de fluidos para el recobro de hidrocarburos, producen una emisión acústica ó sismos de pequeña magnitud, la cual se conoce como evento microsísmico<sup>62</sup>. Las principales aplicaciones del monitoreo microsísmico son el mapeo de la fractura durante un fracturamiento hidráulico, el mapeo de fallas, el seguimiento del frente de gas o agua en una operación de recobro<sup>63</sup> y el monitoreo de la formación con el fin de detectar fallas y/o fracturas presentes en el yacimiento que impactan de manera directa los canales preferenciales de flujo y de manera indirecta otras fallas presentes en el yacimiento<sup>64</sup>. Cabe aclarar que esta sección se enfoca en la importancia de la microsísmica en operaciones de fracturamiento hidráulico.

Para evaluar un fracturamiento hidráulico se debe conocer la dirección, longitud, altura y el historial de crecimiento de la fractura hidráulica, toda esta información se adquiere mediante el monitoreo microsísmico. La salida y las diferencias en el tiempo de llegada de las ondas P y S, se usan para calcular las distancias desde el pozo de monitoreo hasta el origen del evento microsísmico y la dirección del evento se calcula por un hodograma. Los elementos principales de un sistema de monitoreo incluyen receptores, sistemas de telemetría y procesamiento automático de grandes cantidades de datos<sup>65</sup>. Es importante resaltar que aproximadamente el 10% de los pozos completados en yacimientos no convencionales son monitoreados<sup>66</sup>.

En este orden de ideas se puede decir que el monitoreo microsísmico es determinante en la simulación y aplicación de un fracturamiento hidráulico ya que proporciona el input para el modelado y el tratamiento de fracturamiento hidráulico, como se ha demostrado con diferentes

---

<sup>62</sup> VAN DER BAAN, Mirko. et al. "Microseismic Monitoring developments in Hydraulic Fracture stimulation". International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. Brisbane, Australia, May 2013.

<sup>63</sup> QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

<sup>64</sup> MALDONADO, Eliana. "Uso de sísmica pasiva en superficie y su relación con la anisotropía y producción de fluidos en yacimientos del piedemonte llanero colombiano". 2010. Tesis de maestría. Universidad EAFIT. Ciencias de la tierra, departamento de geología.

<sup>65</sup> QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

<sup>66</sup> DUNCAN, Peter. "Microseismic Monitoring: Tecnology State of Play". 2010. MicroSeismic, Inc. SPE-131777.

experiencias de campo y adicionalmente es útil para calcular el volumen de yacimiento estimulado, importante para determinar el espaciamiento de los pozos vecinos.

#### 4.1 DEFINICION DE MONITOREO MICROSISMICO

El monitoreo microsísmico es una tecnología que provee conocimiento relacionado con el desarrollo de la red de fracturas en el yacimiento producto de la operación de fracturamiento hidráulico (FH), proporciona información como la orientación, el crecimiento y la distribución de las fracturas, en general la interpretación del monitoreo microsísmico es útil para determinar la geometría y complejidad de la fractura<sup>67</sup>. Esta técnica ha ayudado a tener una mejor comprensión de la propagación de la fractura especialmente en yacimiento no convencionales (YNC), se fundamenta en la detección, localización y el análisis de eventos sísmicos extremadamente pequeños, inducidos por el fracturamiento hidráulico.

La técnica consiste en el posicionamiento de geófonos, a una distancia entre 300 y 1.000 pies uno de otro (su distribución en el pozo monitor depende de la compañía, sistema de procesamiento y el proceso que se desea monitorear), en pozos vecinos ubicados entre 500 y 2.000 pies del pozo que se está estimulando<sup>68</sup>. Cuando el crecimiento de la fractura es relativamente planar los cambios de presión y de esfuerzos generados por el FH, resultan en una banda estrecha de microsismos que definen el azimut y geometría de la fractura hidráulica, sin embargo el comportamiento de una fractura muy compleja se interpretan con patrones de eventos microsísmicos muy complejos con relaciones de ancho/longitud de fractura mayores a 0,5<sup>69</sup>. Entender el crecimiento de la fractura y su complejidad es de gran importancia para seleccionar la estrategia de estimulación y completamiento adecuada. En la Figura 18 se muestra un ejemplo de un diagnóstico de un FH a lo largo de un pozo horizontal, a partir del monitoreo microsísmico, con el uso de la herramienta StimMAP LIVE, de la compañía Schlumberger.

En el ejemplo de la Figura 18 el FH consistió en 5 etapas de fracturamiento (el pozo estimulado es la línea roja) mientras se monitoreaba desde un pozo vecino (línea verde con la representación de los geófonos como círculos verdes). La primera etapa (puntos amarillos) generó una compleja red de fracturas, la segunda etapa (puntos azules) se superpone al volumen estimulado. La tercera y quinta etapa (puntos rojos y magnetas) desarrollaron fracturas complejas y la cuarta etapa (puntos cian) tiene una dirección preferencial por lo que se dejó parte de la formación sin cubrir. Es muy importante identificar estas variaciones en la

---

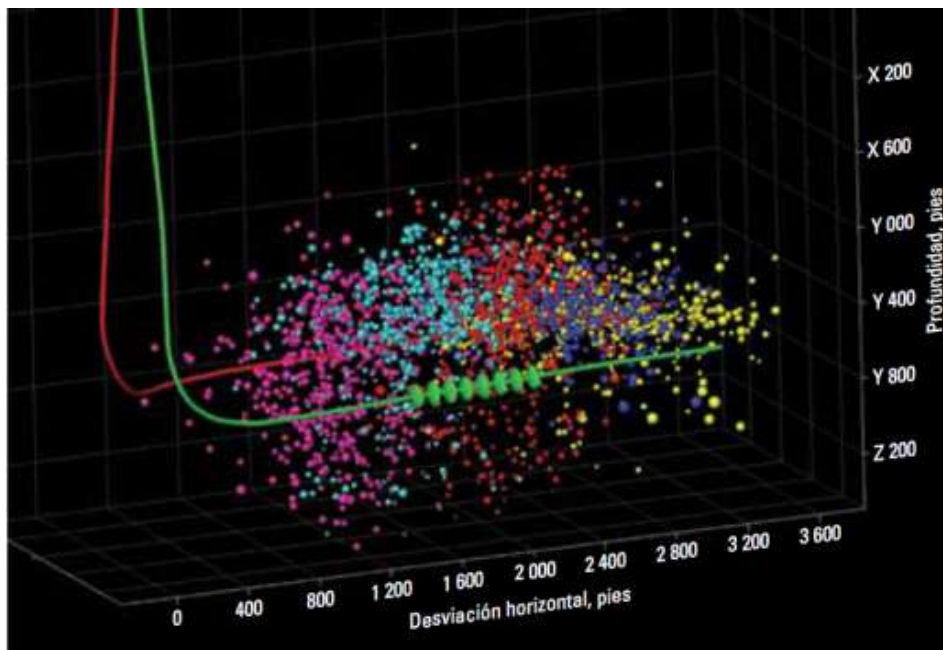
<sup>67</sup> CIPOLLA, Craig. et al. "A practical guide to interpreting microseismic measurements". 2011. Schlumberger. SPE-144067.

<sup>68</sup> QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

<sup>69</sup> ALEXANDER, Tom. et al. "Revolución del gas de lutitas". Schlumberger. 2011. Oilfield review Volumen 23, no.3.

calidad de las fracturas para optimizar diseños futuros de estimulación, posicionamiento de pozos y el espaciamiento entre estos. Herramientas como el servicio de diagnóstico StimMAP LIVE para el monitoreo microsísmico de las fracturas hidráulicas en tiempo real, puede proporcionar a los ingenieros de completamiento la posibilidad de ajustar las operaciones durante la ejecución del trabajo para mejorar la efectividad del tratamiento<sup>70</sup>.

**Figura 18:** Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral.



**Fuente:** ALEXANDER, Tom. et al. “Revolución del gas de lutitas”. Schlumberger.2011. Oilfield review Volumen 23,no.3.

En este sentido el monitoreo microsísmico proporciona al operador información sobre la efectividad del tratamiento de Fracturamiento hidráulico, adicionalmente información de gran relevancia para la construcción de los modelos 3D y 4D del yacimiento, modelos necesarios para el desarrollo óptimo del yacimiento y es de gran utilidad para la optimización del tratamiento en tiempo real.

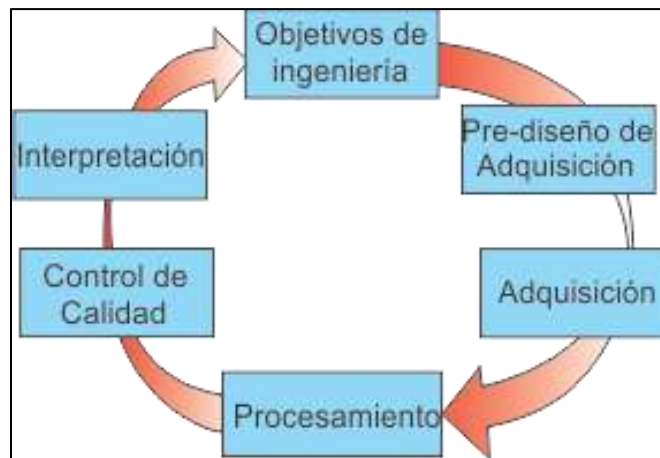
<sup>70</sup> ALEXANDER, Tom. et al. “Revolución del gas de lutitas”. Schlumberger.2011. Oilfield review Volumen 23,no.3.

## 4.2 ADQUISICIÓN DE DATOS PARA EL ESTUDIO MICROSÍSMICO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El principal objetivo del monitoreo microsísmico es la optimización de la ingeniería de fractura. A continuación, se muestran los pasos claves para un proyecto de microsísmica exitoso, Figura 19, según Maxwell S. (2014):

1. Definición de los objetivos de ingeniería
2. Pre-diseño del estudio de adquisición
3. Adquisición
4. Procesamiento
5. Control de calidad
6. Interpretación
7. Decisiones de ingeniería y recomendaciones para las futuras estimulaciones

**Figura 19:** Flujo de trabajo de un proyecto de microsísmica.

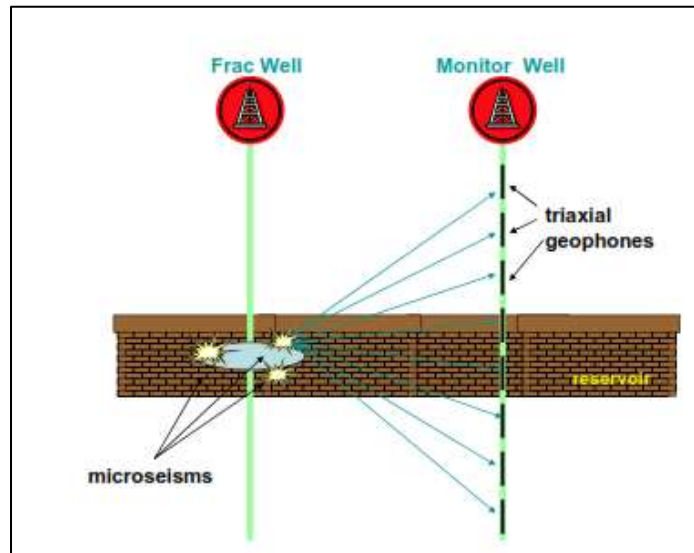


**Fuente:** MAXWELL, Shawn. “Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs”. 2014. Society Exploration Geophysicists SEG.

El método más usado y tradicional para el monitoreo microsísmico, es la ubicación de geófonos en un pozo vecino, como se muestra en la Figura 20, ya que la ubicación de los geófonos en el pozo estimulado no es viable debido al ambiente del ruido en el que se encuentra durante la operación, los cuales detectan los microsismos generados durante el fracturamiento hidráulico aplicado en el pozo estimulado, el cual como se mencionó anteriormente está ubicado a una distancia entre 500 y 2.000 pies. La localización de cualquier evento

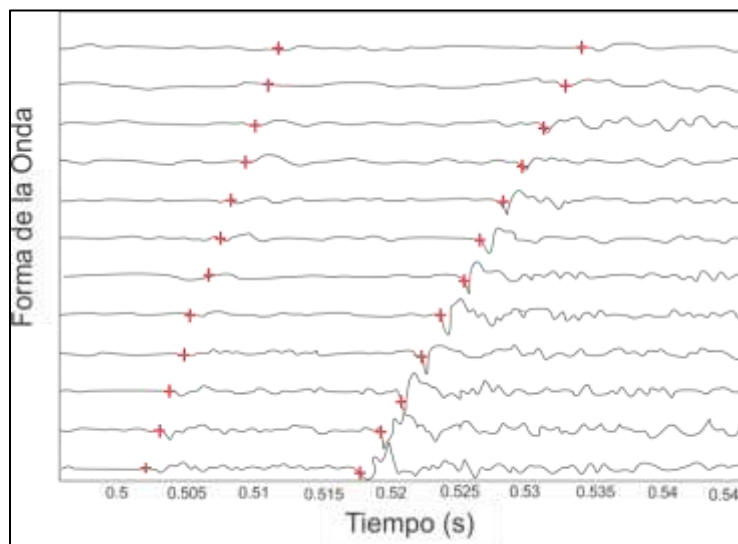
microsísmico se puede deducir con el tiempo de llegada de las ondas S y P, los cuales se representa con el símbolo “+” rojo en la Figura 21.

**Figura 20:** Microsísmica generada durante un fracturamiento hidráulico.



**Fuente:** QUIREIN, John. et al. “Microseismic Fracture Monitoring”. 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

**Figura 21:** Sismograma para un evento microsísmico, con origen bajo los geófonos. Los primeros arribos son de las ondas P. Las ondas S, generalmente tienen una amplitud mayor.



**Fuente:** QUIREIN, John. et al. “Microseismic Fracture Monitoring”. 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

Cabe resaltar que el pozo monitor no debe estar muy lejos del pozo estimulado debido a que la emisión acústica se atenúa a medida que se atraviesa la formación, la atenuación depende del tipo de formación y el equipo usado para el monitoreo<sup>71</sup>.

Si se asume un medio homogéneo e isotrópico, la ecuación básica para relacionar distancia, velocidades y tiempo es la siguiente<sup>72</sup>:

$$d_i = V_p(T_{pi} - T_o) = V_s(T_{si} - T_o) \text{ Ecuación 1}$$

Donde:

- $d_i$ = Distancia del evento microsísmico i-esimo geófono
- $V_p$ = Velocidad de la onda P
- $V_s$ = Velocidad de la onda S
- $T_{pi}$ = Tiempo de llegada de la onda P al i-esimo geófono
- $T_{si}$ = Tiempo de llegada de la onda S al i-esimo geófono
- $T_o$ = Tiempo de origen del evento

A partir de la ecuación 1, se pueden deducir las siguientes ecuaciones:

$$V_p(T_{pi} - T_{pj}) = (d_i - d_j) \text{ Ecuación 2}$$

$$d_i = \frac{(T_{si} - T_{pi})}{\left(\frac{1}{V_s} - \frac{1}{V_p}\right)} \text{ Ecuación 3}$$

La ecuación 2 simplemente muestra que las diferencias de distancias de un evento microsísmicos a los receptores i y j, es directamente proporcional a la diferencia de tiempos de llegada de la onda P a los geófonos i y j. La ecuación 3 muestra que la distancia del evento al geófono i-esimo es directamente proporcional a la diferencia de los tiempos de llegada de las ondas S y P. Teniendo en cuenta lo anterior se puede concluir que el evento que se muestra en el sismograma de la Figura 21, donde el frente de onda inferior representa la lectura del primer geófono en el fondo de un pozo vertical, está localizado por debajo de los geófonos ya que en la lectura de los geófonos superiores se evidencia una diferencia entre los tiempos de llegada de las ondas P y S mayor respecto al inferior, por tanto teniendo en cuenta la ecuación 3, la distancia del evento a cada geófono aumenta en ese sentido.

<sup>71</sup> BURCH, Donald. et al. "Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico". 2009. Schlumberger. Oilfield review.

<sup>72</sup> QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

Es importante resaltar que la  $V_p$  y  $V_s$  se pueden determinar por medio de las siguientes ecuaciones<sup>73</sup>:

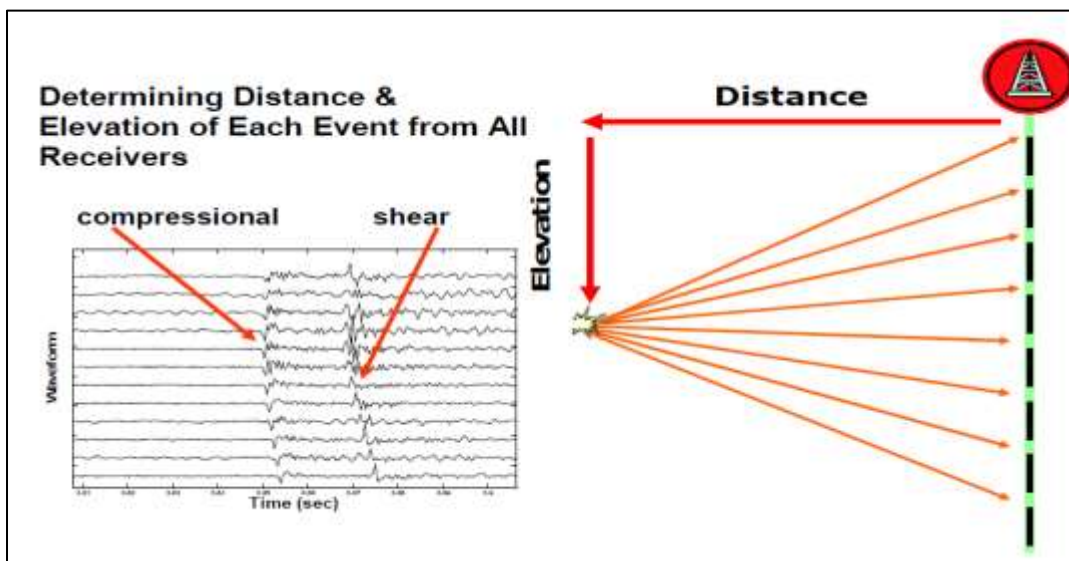
$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} ; V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Donde:

- $K$ = Módulo de compresibilidad
- $\mu$ = Módulo de corte o rigidez
- $\rho$ = Densidad de la roca a través de la cual se propaga la onda

La ecuación 1 se puede reescribir teniendo en cuenta todos los geófonos de manera tal que se pueda calcular la distancia radial y la verdadera profundidad vertical desde el pozo monitor, a partir de la geometría del pozo de monitoreo y la posición del pozo en el que la fractura se ha generado, como se observa en la Figura 22.

**Figura 22:** Tiempos de llegada de las ondas P y S en todos los geófonos, se puede usar para determinar la distancia radial del evento a cada geófono del pozo monitor, junto con de la TVD del evento.

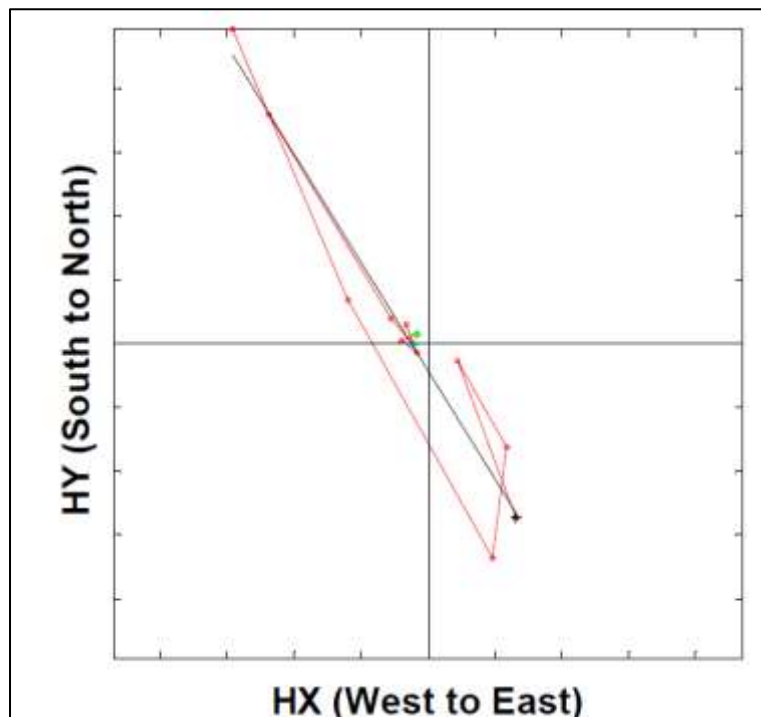


**Fuente:** QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

<sup>73</sup> GRIEM, Susanne. [En línea] "Métodos sísmicos". [Consulta: 30 de diciembre de 2015] disponible en:< <http://www.geovirtual2.cl/EXPLORAC/TEXT/04000sismica.html>>

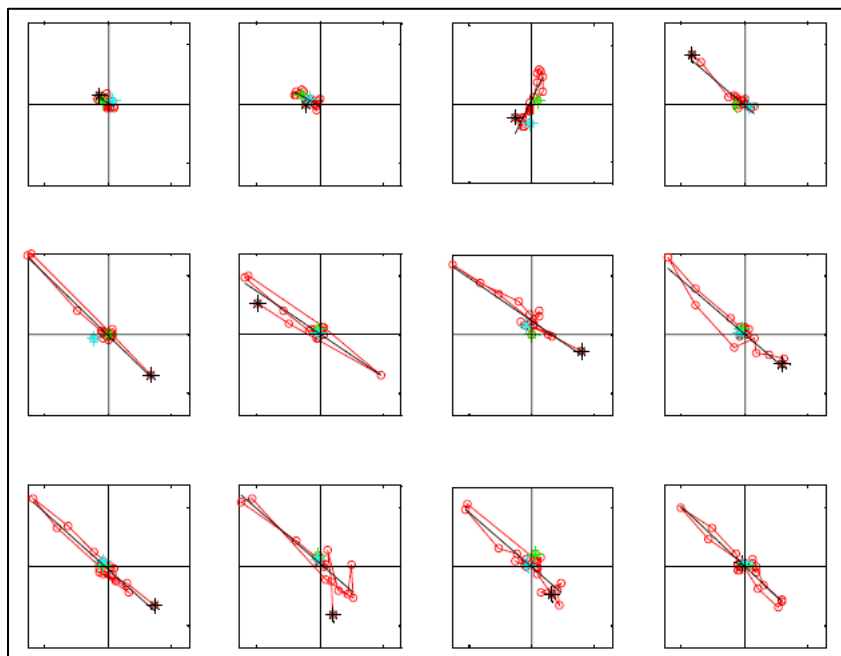
El azimut del evento se determina por el movimiento de partículas por las ondas P, el cual en un medio homogéneo sigue la dirección de propagación de la onda, por tanto se puede llegar al punto de origen siguiendo la trayectoria de la onda P, la construcción de un hodograma como el que se muestra en la Figura 23, el cual corresponde al geófono inferior de la Figura 21 permite determinar el azimut del evento, sin embargo se recomienda construir un hodograma para cada geófono con el fin de determinar estadísticamente con todos los hodogramas una localización más precisa del evento microsísmico, para el caso que se viene estudiando el conjunto de hodogramas se muestra en la Figura 24.

**Figura 23:** Hodograma para el geófono inferior de la figura 4, la línea negra es la mejor tendencia y determina la dirección del evento al pozo monitor.



**Fuente:** QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

**Figura 24:** Hodograma para todos los geófonos del evento mostrado en la figura 5.



**Fuente:** QUIREIN, John. et al. “Microseismic Fracture Monitoring”. 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

Es importante localizar el evento con algo más que la estadística, por tanto se debe incluir los criterios de la ingeniería y opinión de expertos; generalmente se obtiene un mejor conjunto de hodogramas cuando los geófonos se sitúan por encima y por debajo del evento<sup>74</sup>, como es el caso que se ha venido estudiando, donde los geófonos, están únicamente por encima del evento.

Es necesario mencionar que la recepción de ondas en forma triaxial, permite obtener el mecanismo de la fuente sísmica y otras características como la energía sísmica emitida en el momento del tratamiento, modificaciones en la presión de poro, identificación de relaciones y cambios de esfuerzos que condicionan el volumen y la propagación de la fractura<sup>75</sup>.

<sup>74</sup>QUIREIN, John. et al. “Microseismic Fracture Monitoring”. 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

<sup>75</sup> LÓPEZ, Juan. “Aplicaciones geomecánicas de la microsísmica en ingeniería de petróleos”. 2005. Tesis de pregrado. Universidad Nacional sede Medellín. Facultad de minas.

### 4.3 EQUIPOS Y EJECUCIÓN DEL MONITOREO MICROSÍSMICO

Durante el fracturamiento hidráulico, el ruido de fondo y los eventos microsísmicos se registran continuamente por el equipo de sismica de pozo y se transmiten hasta el agujero por el sistema de adquisición de sismica para el procesamiento y análisis. Dicha información se registra de manera continua durante un período de tiempo después de finalizado el bombeo hasta que no se detecten eventos adicionales. Los eventos detectados por el sistema de adquisición pueden ser monitoreados en un segundo equipo, el cual permite hacer ajustes en tiempo real de los umbrales de los eventos. La adquisición de eventos sísmicos es generalmente simple, y basado en los cambios de amplitud de 1 o más ventanas de promediación. Esto, sin embargo, proporciona un monitoreo del fracturamiento "on-site" y la opción de analizar todos los registros de datos completos (generalmente de 5-10 segundos). Adicionalmente, el sistema puede analizar únicamente datos seleccionados, generalmente en 1 segundo, para un evento que ha sido detectado por el sistema de adquisición<sup>76</sup>. Análisis en tiempo real en pozo es proporcionada por el "frac trailer" y su sistema de monitoreo de fracturamiento. Un típico "frac trailer" se muestra en la Figura 25. Este sistema de adquisición sísmica se basa en la tecnología Geochain TM probado y desarrollada por Avalon Sciences Limited. La matriz Geochain TM VSP ha sido diseñada para su uso en huecos abiertos y entubados utilizando cable 7 conductor estándar. La matriz se basa en la probada ASR-1 geófono en el fondo del pozo y en forma estándar, se puede utilizar en pozos de hasta 20.000 psi y diámetros de hueco de 3-1/2 a 22 pulgadas. Funcionamiento continuo con el apoyo de hasta 180 °C. Una versión especial de alta presión se puede realizar hasta 25.000 psi. El sistema de adquisición sísmica es compatible actualmente con ocho receptores en 1600 Hz y el ancho de banda ofrece cuatro muestras por ms con una tasa de telemetría de 1,536 Mbps.

---

<sup>76</sup> QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

**Figura 25:** “Frac Trailer” y sistema de monitoreo de fracturamiento



**Fuente:** QUIREIN, John. et al. “Microseismic Fracture Monitoring”. 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

Los geófonos pueden ser desplegados de forma permanente o temporal como se muestra en la Figura 26, ya sea en un pozo de observación o en la superficie, dependiendo del alcance de la supervisión. Arreglos en fondo de pozo son los más comunes, instalados vía “*Wireline*”, conjunto de geófonos cementados en pozos de observación superficiales o en fondo, se pueden implementar series de geófonos en la superficie, tal como se utiliza para los estudios de reflexión o monitoreo de terremotos, el conjunto “*Wireline*” se pueden implementar en un pozo casi vertical o transportados en un pozo horizontal usando un tractor de “*Wireline*” que tira la serie a lo largo de la sección horizontal. Una serie de geófonos de superficie pueden utilizar sismómetros de banda ancha (como en monitoreo de terremotos) o sensores similares a los estudios de reflexión, desplegado en líneas de cruce (líneas radiales de distancia de la cabeza del pozo de tratamiento o siguientes líneas de división), o en parches 2D sobre el área objetivo<sup>77</sup>.

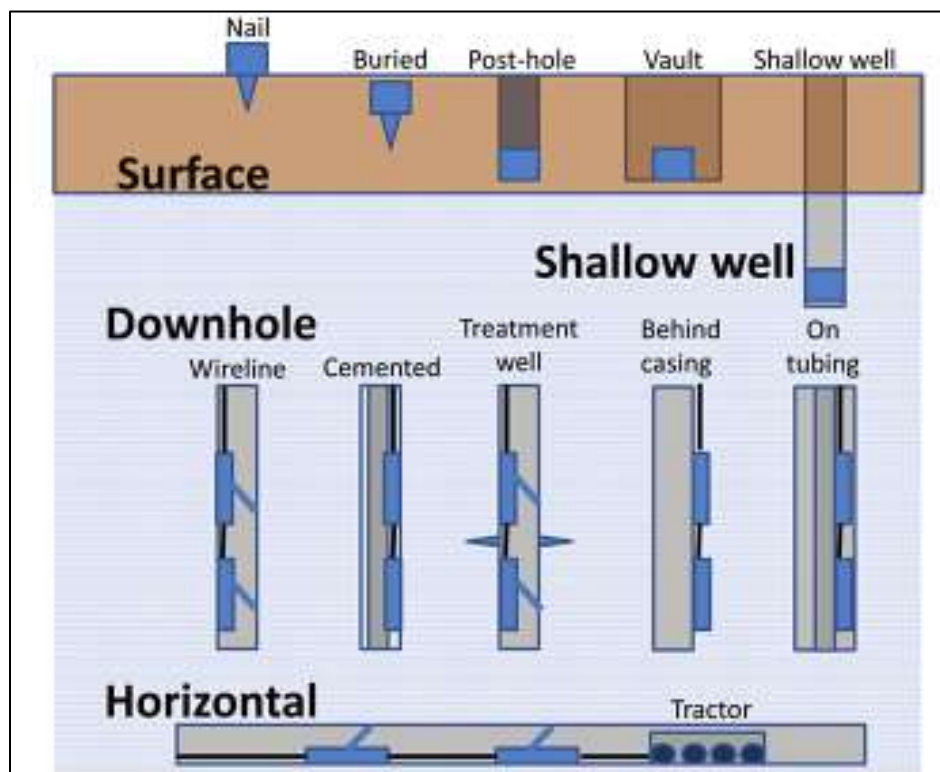
---

<sup>77</sup> MAXWELL, Shawn. “Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs”. 2014. Society Exploration Geophysicists SEG.

Maxwell propone el siguiente flujo de trabajo para la adquisición de datos microsísmicos:

1. Estudio del diseño para abordar los objetivos de ingeniería.
2. Selección de la instrumentación apropiada, incluyendo sensores y el sistema de grabación.
3. Implementación del sistema de control de calidad para su adecuado funcionamiento con una sensibilidad óptima y evitar condiciones de ruido locales.
4. Determinación localización de los geófonos.
5. Documentación de las notas para los observadores integrales.
6. Grabación de disparos de calibración.
7. La sincronización de tiempo de los registros de inyección con grabadoras sísmicas.
8. Grabación continua de los períodos de inyección.
9. Controles periódicos del buen estado de la grabación.
10. Entrega de datos en bruto para su procesamiento.

**Figura 26:** Diferentes configuraciones de geófonos.



**Fuente:** MAXWELL, Shawn. "Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs". 2014. Society Exploration Geophysicists SEG.

A continuación, se describe de manera general lo arreglos de geófonos existentes para el monitoreo microsísmico según Maxwell S. (2014):

- **Arreglo en pozo vertical:** Este fue el arreglo utilizado en los primeros proyectos de monitoreo microsísmico en operaciones de fracturamiento hidráulico, generalmente los geófonos son implementados usando una herramienta de registros de pozo como se observa en la Figura 27, el espaciado entre los sensores es variable sin embargo usualmente la distancia entre un sensor y otro es de aproximadamente 32 pies. Con frecuencia los pozos en operación se usan temporalmente con propósitos de monitoreo, sin embargo, lo ideal es que pozos cerrados vecinos a los pozos productores en los cuales la estimulación por fracturamiento hidráulico es llevada a cabo sean los monitores. Usualmente los sensores se sujetan en su lugar con resortes, imanes o brazos de fijación de accionamiento mecánico dentro del pozo de observación mientras se estimula el pozo de interés.

En este arreglo cuando el pozo de observación está suficientemente cerca al pozo tratado, las señales microsísmicas pueden ser observadas debido a que la mayoría son relativamente profundos en donde las condiciones tienden a ser tranquilas y aisladas de los factores que producen ruido sísmico, sin embargo se han encontrado pozos en donde se registran grandes cantidades de ruido sísmico. El ruido puede surgir a partir de perforaciones, flujo de gas dentro del pozo y ruido transmitido de la superficie, particularmente si el “*well head*” de monitoreo está cerca al equipo de fracturamiento hidráulico. En casos donde no existen pozos verticales de observación, los pozos pueden ser perforados para luego usarlos como futuros pozos de producción, inyección o disposal, la distancia entre el pozo de observación y el pozo tratado debería ser superior a unos 328 pies, esto con el fin que el arribo de las ondas P y S no se sobrepongan, esta distancia puede superar el kilómetro en algunos casos<sup>78</sup>.

---

<sup>78</sup> MAXWELL, Shawn. “Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs”. 2014. Society Exploration Geophysicists SEG.

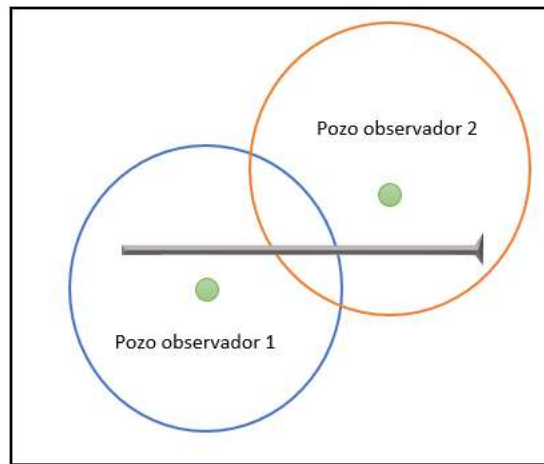
**Figura 27:** Sensor 3C Wireline, con brazo de fijación para sujetarse en el pozo.



**Fuente:** MAXWELL, Shawn. "Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs". 2014. Society Exploration Geophysicists SEG.

- **Arreglo en pozo horizontal:** Actualmente se usan pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multi-etapa, debido a que se ha detectado problemas al momento de usar los pozos verticales de observación tradicionales, particularmente en casos donde los pozos verticales de monitoreo están demasiado lejos de los intervalos de tratamiento que proveen datos útiles de microsísmica. Si un pozo vertical de observación se encuentra lo suficientemente cerca, este puede ser útil para registrar parte de la estimulación en el pozo tratado. Como solución a lo anterior se utilizan múltiples pozos verticales, los cuales pueden ser usados en serie o simultáneamente para cubrir todas las secciones del pozo horizontal, como se puede observar en la Figura 28.

**Figura 28:** Mapa esquemático con dos pozos monitores y la correspondiente detección de los límites del pozo horizontal



**Fuente:** MAXWELL, Shawn. “Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs”. 2014.Society Exploration Geophysicists SEG.

Con este arreglo gran cantidad de eventos pueden ser grabados desde múltiples pozos lo cual permite ser más preciso al momento de localizar y caracterizar la fuente<sup>79</sup>. Otra alternativa disponible es instalar el arreglo en pozos horizontales vecinos usando un tractor “*wireline*” para halar la serie de geófonos a sus posiciones siguiendo los intervalos estimulados en el pozo tratado, como se muestra en la Figura 26.

- **Arreglo de superficie:** El arreglo de superficie ofrece una configuración de monitoreo alternativo sin la necesidad de un pozo de observación o pozo de monitoreo, esto es una ventaja en locaciones donde es un reto encontrar pozos apropiados de monitoreo. En algunos campos las temperaturas en el pozo pueden exceder las especificaciones operativas de los arreglos dentro del pozo, en estos casos es más viable realizar monitoreo en superficie. En este arreglo se disponen los sensores en superficie y se pueden encontrar configuraciones con múltiples líneas de sensores verticales o 3C, usualmente la configuración de este arreglo es radial o en abanico con posibles crosslines. La principal ventaja de este arreglo es la posibilidad de interferir en menor medida en las operaciones de producción y perforación, sin embargo la intensidad de la señal es baja con respecto a la señal registrada en un arreglo dentro de un pozo, además se presentan otras dificultades con respecto a los múltiples factores que

<sup>79</sup> MAXWELL, Shawn. “Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs”. 2014.Society Exploration Geophysicists SEG.

generan ruido en superficie y son registrados simultáneamente con las señales emitidas por el fracturamiento hidráulico, lo cual dificulta el procesamiento e identificación de las señales de interés para finalmente localizar las fuentes de los eventos, por lo tanto los datos obtenidos tendrán un mayor grado de incertidumbre.

- **Arreglos en pozos poco profundos:** En áreas en donde la superficie es problemática, los sensores pueden ser instalados cerca de la superficie dentro de una grilla de pozos poco profundos los cuales pueden minimizar los ruidos ambientales y de superficie. Según Duncan y Eisner (2010), los pozos poco profundos son perforados cientos de pies y se instalan sensores simples o múltiples dentro de ellos. En este arreglo también se puede utilizar el “*wireline*” para disponer los sensores y puede utilizarse para monitorear múltiples pozos estimulados bajo la grilla, reduciendo los costos por etapa o por pozo en campañas de monitoreo, sin embargo, es comparable en algunas desventajas con el arreglo de superficie. Con frecuencia los sistemas de grabación de la serie de geófonos se configuran temporalmente para cada etapa de fracturamiento del pozo (la que se está fracturado en cualquier momento dado), aunque la grabación continua es posible con flujo de datos inalámbrica a una estación central de registro.

#### **4.4 SOFTWARE NETMOD DE LA COMPAÑÍA SCHLUMBERGER EMPLEADO PARA EL MONITOREO MICROSÍSMICO EN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

Existen dos consideraciones claves para el diseño y evaluación del monitoreo microsísmico, estas son<sup>80</sup>:

1. El potencial sismogénico, el cual es la probabilidad de que el evento tenga la magnitud suficiente para su detección y está relacionado con el ambiente y la fuente de la señal, las cuales están determinadas por las propiedades de la formación y la fractura.
2. La adecuación de la geometría y la red de los sensores, dados los parámetros elásticos que afectan la propagación de la señal: Esta consideración se define por la capacidad de detección y se puede diseñar y controlar con mayor certeza que el potencial sismogénico.

La evaluación del diseño del monitoreo microsísmico se hace mediante la construcción de un modelo de velocidad que utiliza el simulador Netmod (modulo conector de Ocean del software

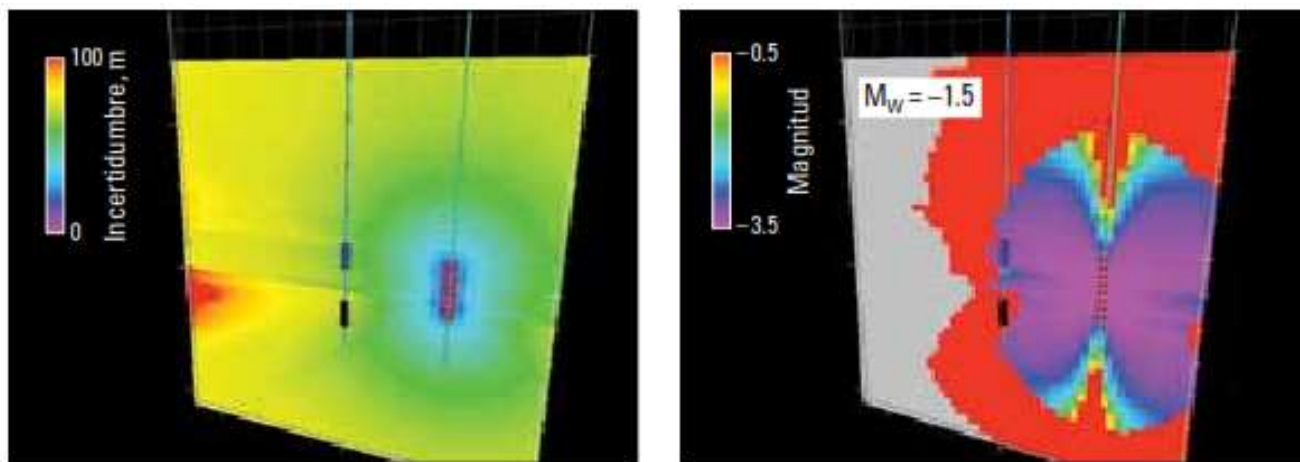
---

<sup>80</sup> BURCH, Donald. et al. “Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico”. 2009. Schlumberger. Oilfield review

Petrel), este modelo se construye utilizando las velocidades compresionales ( $V_p$ ) y las velocidades de corte ( $V_s$ ) derivadas de los registros acústicos. El modelo evalúa la detección de los eventos, para una determinada geometría de geófonos y su respectiva incertidumbre en la medición, como se observa en la Figura 29.

Cabe aclarar que las señales microsísmicas no irradian uniformemente en todas las direcciones, por lo que pueden ser más intensas en unas direcciones que en otras, por lo tanto si se conoce la dirección en la que se irradia el evento, esta se puede modelar en el software, de lo contrario se emplea una combinación esférica promedio como se observa en la Figura 30, la cual muestra una gráfica de densidad espectral (gráfica inserta) que indica el contenido de frecuencia en la fuente de un evento, para microsismos débiles, intermedios e intensos ( $M = -4, -2$  y  $-0.1$ , respectivamente), con frecuencias superiores a un valor denominado frecuencia límite (frecuencia de corte), la densidad espectral se reduce rápidamente. La frecuencia límite correspondiente a los eventos más intensos es menor que la correspondiente a los eventos más débiles, adicionalmente el mapa NetMod muestra la capacidad de un receptor para detectar eventos de una frecuencia límite dada y los óvalos indican los límites externos de utilidad para los receptores con velocidades de muestreo de 0.25, 0.5 y 1 ms.

**Figura 29:** NetMod para una ubicación de la serie de geófonos y un modelos de subsuelo determinado pronostica la incertidumbre de la localización del evento (izquierda) y la capacidad de detección de un evento de magnitud -1.5 (derecha).



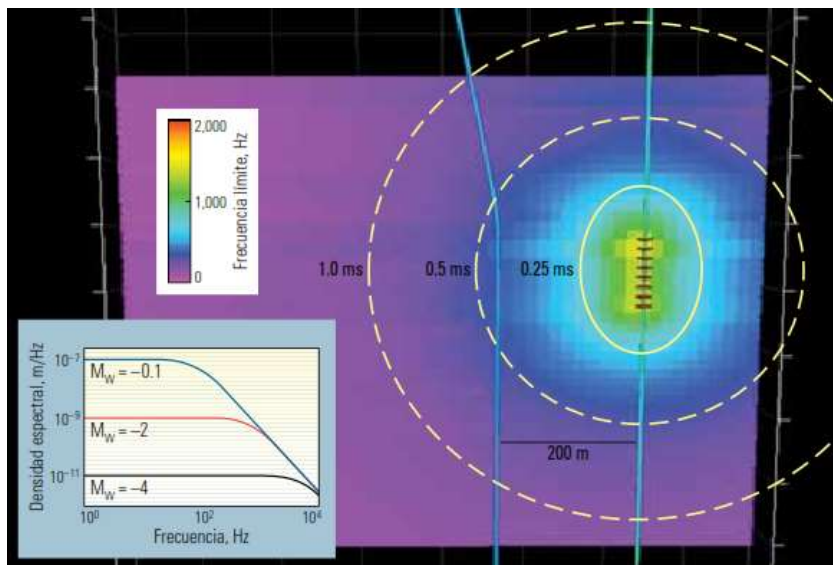
**Fuente:** BURCH, Donald. et al. “Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico”. 2009. Schlumberger. Oilfield review

El software NetMod incluye las pérdidas de transmisión y el efecto de las capas de la formación sobre la señal, generando un modelo 3D el cual ayuda a determinar la posición óptima de la

red de geófonos y sirve para determinar los mejores pozos candidatos para el monitoreo microsísmico<sup>81</sup>.

Burch D., (2009) expone que la proximidad de la red de sensores, con respecto a la fuente microsísmica es determinante en el contenido de frecuencia de la señal recibida, debido a dos propiedades sismogénicas complementarias. La primera es que los movimientos de una frecuencia alta se atenúan más rápido que los movimientos de una frecuencia baja, por tanto, a una distancia determinada entre fuente y receptor, una parte considerable del contenido de baja frecuencia original es receptada por los receptores. La segunda propiedad es la densidad espectral de la fuente, los eventos de mayor magnitud generan más cantidad de menor frecuencia que los eventos de menor magnitud. Teniendo en cuenta lo anterior se concluye que un geófono sensible a señales de alta frecuencia es efectivo para eventos cercanos. Cabe resaltar que el software Netmod muestra las limitaciones de los sensores antes de la operación de fracturamiento como se puede observar en la Figura 30.

**Figura 30:** Mapa de la dependencia con respecto a la frecuencia y mapa NetMod.



**Fuente:** BURCH, Donald. et al. “Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico”. 2009. Schlumberger. Oilfield review

En un periodo de 3 a 5 años la producción de pozos de gas en shale declina entre un 20% y 30%<sup>82</sup>, ya que con el transcurso del tiempo la fractura contacta menos volumen del yacimiento,

<sup>81</sup> BURCH, Donald. et al. “Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico”. 2009. Schlumberger. Oilfield review

<sup>82</sup> FRANTZ, Joseph. et al. “Evaluating Barnett Shale Production Performance-Using an Integrated Approach”. 2005. Schlumberger. SPE-96917.

convirtiéndose en candidatos a refracturación con el fin de contactar las regiones del yacimiento no explotadas anteriormente por el mismo pozo. De manera que los pozos deben ser refracturados en un tiempo aproximado de 4 años, el software NetMod también permite incorporar datos de producción y geología para seleccionar pozos candidatos para refracturar.

Es importante resaltar la importancia del tiempo entre la detección del evento y su localización, puesto que de esto depende si esta información es relevante o no para la operación en curso, por lo tanto el software de Schlumberger en 30 segundos después de la detección proporciona el mapa de eventos, este tiempo corto permite modificar rápidamente la operación en respuesta a los patrones de crecimiento de la fractura<sup>83</sup>.

Una vez recopilada la información del monitoreo microsísmico se puede modificar la tasa de bombeo, cambiar el volumen de propante o introducir a agentes divergentes, para modificar la geometría de la fractura, impedir el fracturamiento en una zona de riesgo geológico como un acuífero o una falla conectada a un acuífero. Adicionalmente Netmod tiene una herramienta que evalúa la densidad de los eventos y provee una unidad de medida del volumen estimulado efectivo, como se observa en la Figura 31, dando mayor claridad del incremento del volumen de formación que se está fracturando, todo en tiempo real.

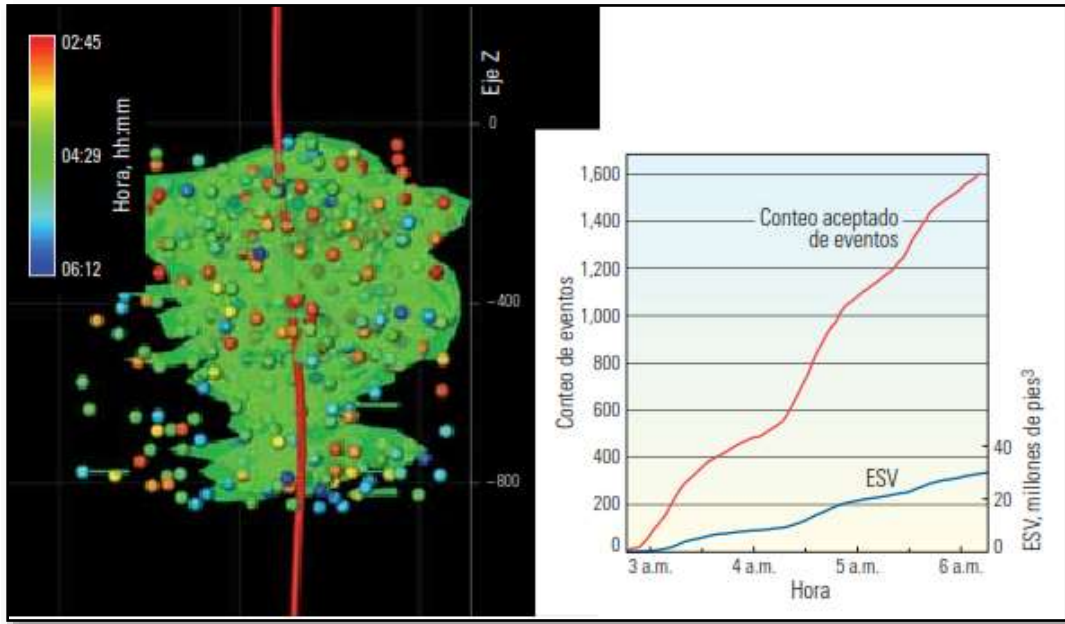
El análisis de la densidad de la nube de eventos provee una medida del volumen de estimulación efectiva de la roca presente en la formación, como se observa en la parte izquierda de la Figura 31. La superficie irregular excluye los eventos externos, adicionalmente este análisis constituye una herramienta de diagnóstico en tiempo real. En la parte derecha de la Figura 31 se observa que un incremento del número acumulado de eventos (rojo) con un incremento simultáneo del volumen ESV indica un crecimiento del volumen de la zona de roca fracturada.

Leo E., (2011) expone que uno de los problemas no resueltos que necesita ser abordado es la incertidumbre en el receptor y la calibración de la posición de tiro. La ubicación del evento Microsísmico probablemente requiere el uso de un tiempo que depende de los modelos de velocidad, si los receptores están cerca de una formación cambian rápidamente. Además, no se debe tratar de proporcionar parámetros de alta frecuencia de eventos microsísmicos a menos que los efectos de las olas de tubo y de atenuación se pueden quitar quizá por cementación o drenaje pozos de monitoreo.

---

<sup>83</sup> BURCH, Donald. et al. "Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico". 2009. Schlumberger. Oilfield review

**Figura 31:** Volumen de estimulación efectiva Vs eventos microsísmicos detectados



**Fuente:** BURCH, Donald. et al. “Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico”. 2009. Schlumberger. Oilfield review.

Este software es usado para evaluar la geometría de sensores o geófonos preseleccionados para la operación de monitoreo microsísmico, y en conjunto son el software StimMap hacen el procesamiento de datos en la operación generando gráficos en 3D, de diferentes vistas del yacimiento y adicionalmente los parámetros de las fracturas como se muestra a continuación en un ejemplo de aplicación en el shale plays Barnett en Estados Unidos.

#### 4.5 CASO DE ESTUDIO EN EL SHALE PLAYS BARNETT.

En el shale Barnett en Estados Unidos el fracturamiento hidráulico han generado eventos como la invasión de agua en pozos vecinos, lo que es un indicador de propagación y geometrías de fracturas indeseadas. El monitoreo microsísmico ha demostrado que los fracturamientos en esta zona son complicados debido a presencia de fallas y fracturas naturales.

Less B., (2006) muestra un monitoreo microsísmico de un pozo horizontal, que se llevó acabo en el campo Newark East con el fin de determinar la geometría y complejidad de la fractura durante un fracturamiento que consistió de 4 etapas. Durante el fracturamiento de las etapas, el azimut de propagación de la fractura primaria determinado mediante el monitoreo microsísmico fue de N60°E–S60°O, con una preferencia observada por el crecimiento en la

dirección sur-oeste como se detalla en la Figura 32, la cual es producto del software de Schlumberger StimMap. En esta Figura se observa la existencia de una interferencia de fracturas a lo largo del tramo lateral entre las etapas 1 y 2 y entre las etapas 2 y 3, lo que redujo la efectividad de este tratamiento.

Las visualizaciones StimMAP incluyen una vista tridimensional (3D) (extremo superior) y una vista en planta (centro). Las etapas del tratamiento están codificadas en color: la etapa 1 es púrpura, la etapa 2 es azul, la etapa 3 es verde, y la etapa 4 es amarilla. Además se incluye un resumen de cada etapa, incluyendo el largo, ancho y azimut preferencial del sistema de fracturas, determinados acústicamente (extremo inferior). Las profundidades se miden a partir del vástago de perforación (KB, por sus siglas en inglés)<sup>84</sup>.

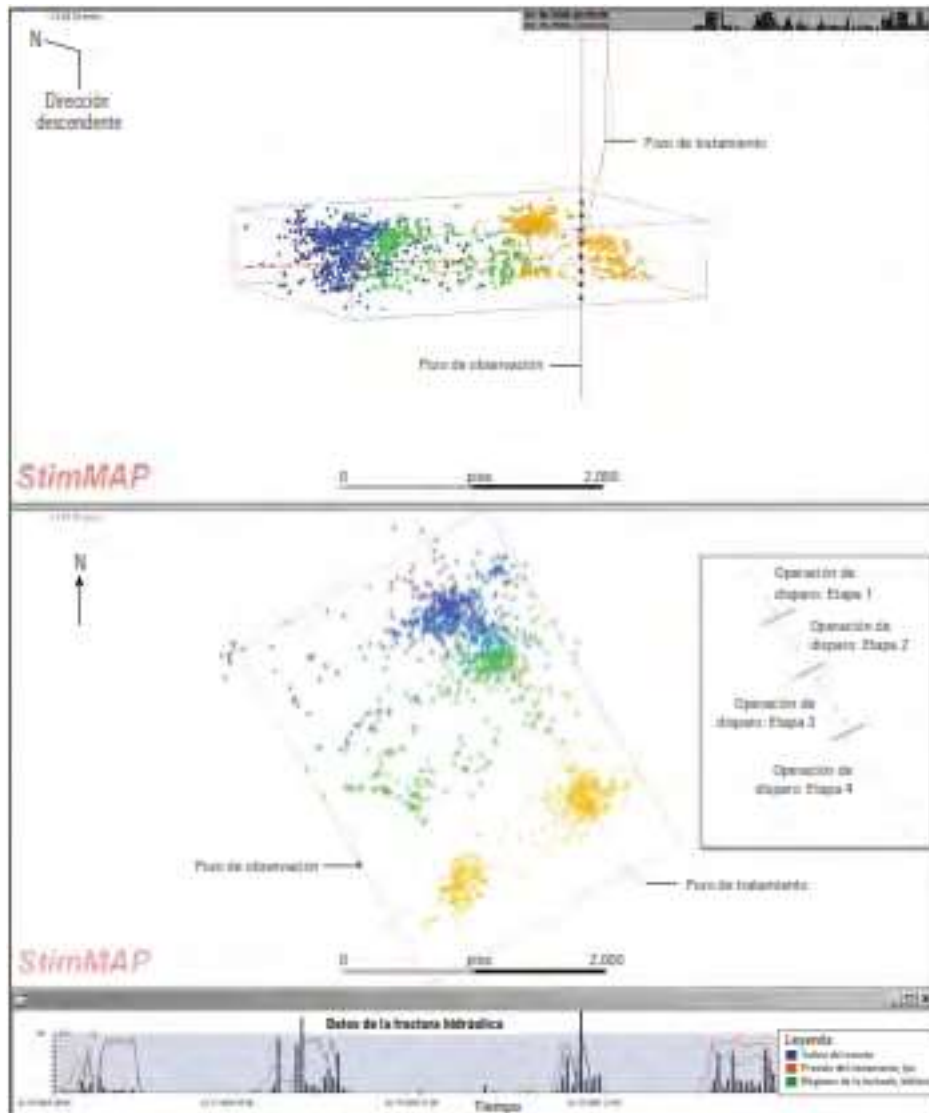
En la etapa 2 se observó que las presiones de tratamiento de fondo de pozo eran iguales a las de la etapa 1 y al compararse los resultados de las etapas, se confirmó que la fractura de la etapa 2 se comunicaba con la de la etapa previa. Para solucionar esta situación, se bombearon tres tapones de arena con propante, a un régimen reducido, para desviar el fluido de tratamiento fuera de los disparos que estaban captando la mayor parte del tratamiento. Los datos microsísmicos confirmaron que existía una comunicación entre las fracturas hidráulicas y fracturas naturales.

Los intervalos disparados correspondientes a la etapa 3 se modificaron para evitar la reactivación de una falla. El monitoreo de las fracturas hidráulicas confirmó que dos fracturas primarias fueron creadas a ambos lados de la falla y adicionalmente estaban posiblemente afectadas por la presencia de fracturas naturales. La etapa 4 no se superponía con las otras etapas. Todas estas mejoras fueron posibles gracias al monitoreo en tiempo real.

---

<sup>84</sup> LESS, Bennet. et al. "La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas". 2006. Schlumberger. Oilfield Review.

**Figura 32:** Mapas de eventos microsísmicos del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico de cuatro etapas

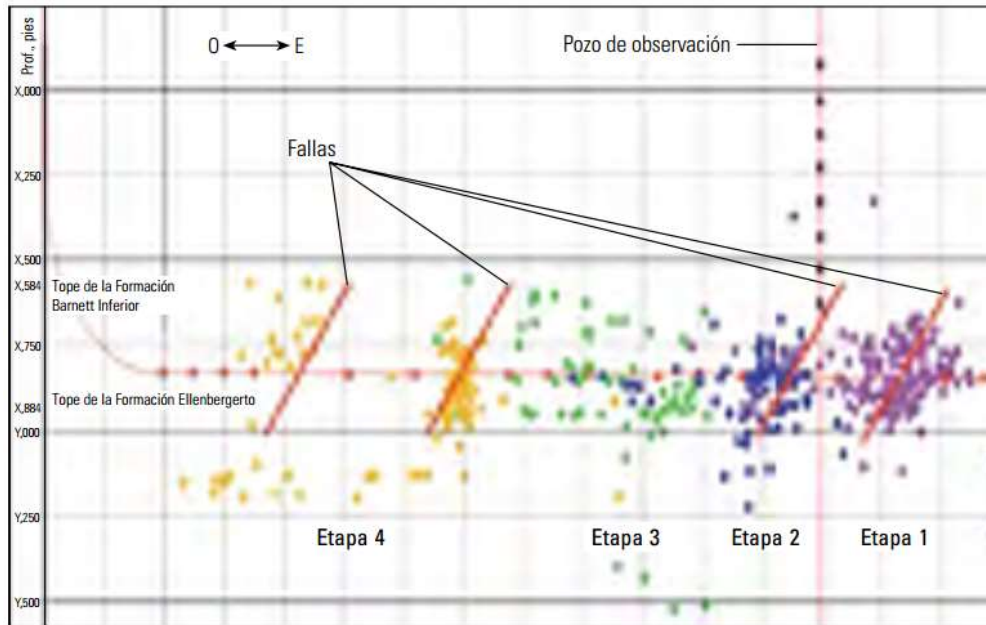


**Fuente:** LESS, Bennet. et al. “La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas”. 2006. Schlumberger. Oilfield Review.

Además del monitoreo anteriormente descrito, en otra ocasión, se realizó monitoreo en tiempo real para un pozo horizontal diferente, con el fin de determinar la influencia de una zona cársica fallada sobre la geometría y orientación de las fracturas hidráulicas. La operación de estimulación consistió de cuatro etapas; tratamientos con “*Slick Water*” para las etapas 1, 3 y 4, y un sistema de fluido con CO<sub>2</sub> para la etapa 2. Se conocía la ubicación de cuatro fallas en el área a partir de los datos derivados de imágenes sísmicas y controles de pozos, por tanto, se colocaron grupos de disparos múltiples en cada etapa para evitar el fracturamiento directo

en las fallas. A pesar de estas precauciones, la interpretación del diagnóstico del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico StimMAP indicó que la actividad microsísmica se concentraba en las adyacencias de los planos de fallas y que la presencia de fallas cerca de las etapas 1, 2 y 4 influenciaba dicha actividad microsísmica, como se observa en la Figura 33.

**Figura 33:** Influencia de las fallas sobre el tratamiento de estimulación.



**Fuente:** LESS, Bennet. et al. “La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas”. 2006. Schlumberger. Oilfield Review.

## 5. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

La cuenca del VMM posee una extensión de 32.949 km<sup>2</sup>; Está localizada entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos, comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia (Figura 34) y limita al sureste con el sistema de fallas de Bituima y La Salina, al norte con el sistema de fallas del Espiritu Santo, al oeste con los sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central, al sur con el cinturón de plegado de Girardot y al noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta<sup>85</sup>. La cuenca del VMM cuenta con unos recursos técnicamente recuperables (TRR) de 4.76 MMM Bls de shale oil y 18.2 Tcf de shale gas. En el año 2012 fueron perforados 12 pozos incluyendo verticales y horizontales, para la exploración de depósitos no convencionales (shale plays) en el VMM<sup>86</sup>.

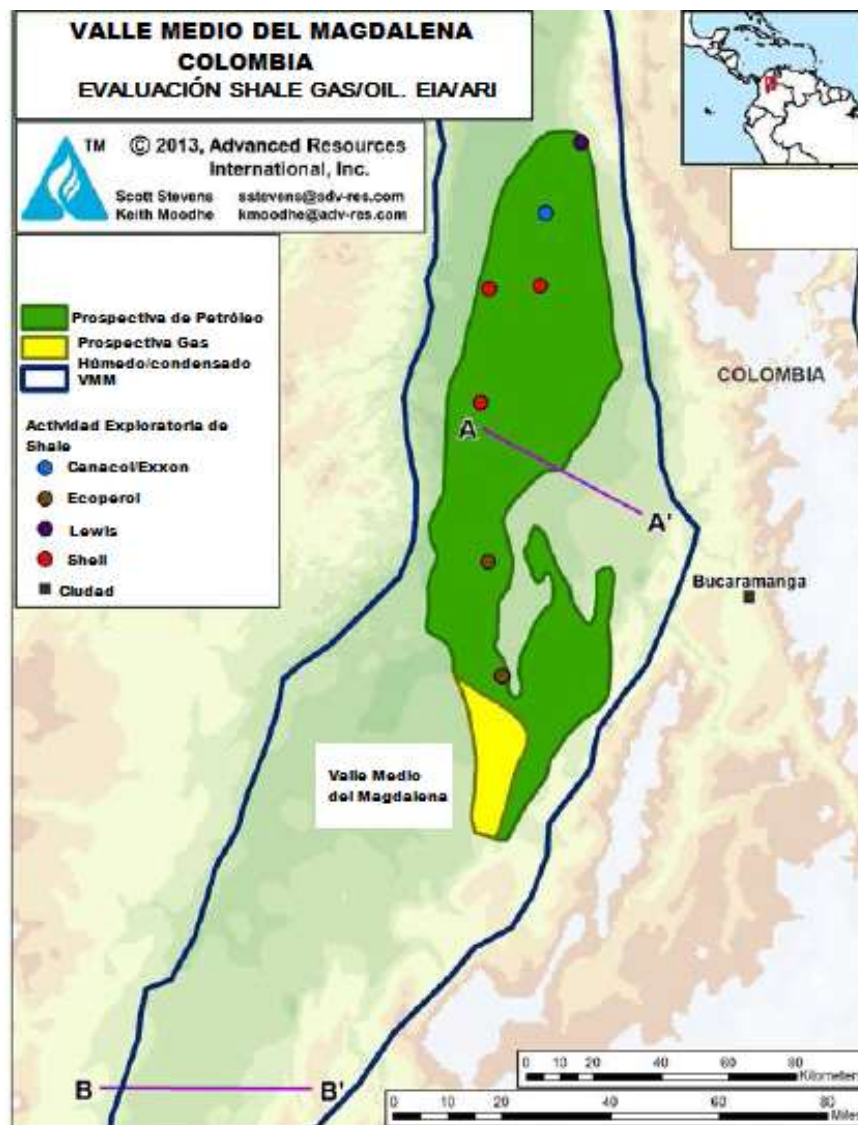
En la Figura 8 se pueden observar los pozos exploratorios que se han perforado hasta el momento en la cuenca VMM, para la caracterización y evaluación de la cuenca en relación a acumulaciones de hidrocarburos en shale plays. Como se observa en la Figura 35 actualmente existen siete pozos exploratorios en VMM (La Luna-1, Coyote-1, Golosa-1, Casabe-K1, Iwana-1, Gala-1K y Prometeo-1). Cabe resaltar que los datos base para este estudio únicamente son de la caracterización del primer pozo exploratorio de shale plays en Colombia, el pozo La Luna-1.

---

<sup>85</sup> PAEZ, Vanessa & PEREZ, Flavia. "Estudio de la viabilidad de tecnicas de perforación y completamiento de pozos no convencionales en Colombia, teniendo en cuenta analogias a nivel mundial, asociadas a shale y tight sandstones". Bucaramanga 2012. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierias Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

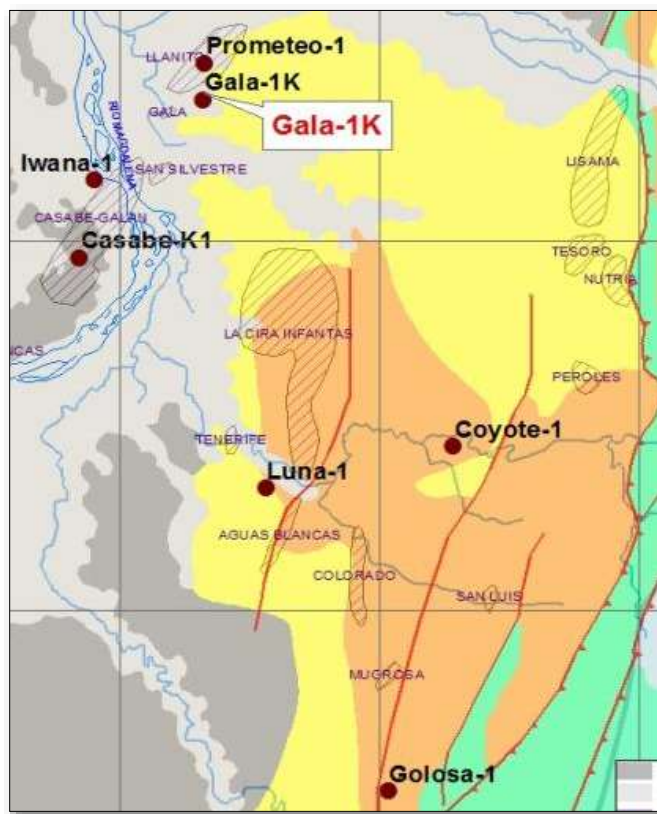
<sup>86</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA. "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States" 2013.

**Figura 34:** Cuenca del Valle Medio del Magdalena, áreas de potencial de exploración de shale.



**Fuente:** ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Junio 2013

**Figura 35:** Pozos Exploratorios de shale plays en VMM



**Fuente:** PÉREZ, Edgar. et al. “Metodología para la integración mineralógica en yacimientos no convencionales tipo shale gas a partir de cortes de perforación”. 2015. Ecopetrol. XVI Congreso Colombiano De Petróleo Y Gas.

### **5.1 FORMACIONES DE INTERÉS PARA EL DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN VMM**

Las formaciones La Luna y Tablazo son las rocas fuente del sistema petrolífero de la cuenca del VMM y hacen parte de las formaciones de interés para el posible desarrollo de shale plays en Colombia. Según las evaluaciones petrofísicas del pozo La Luna-1 realizada por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en el año 2012, ubicado en las cercanías a Barrancabermeja (Aproximadamente en el centro de la cuenca), se consideran nueve intervalos de posible potencial de acumulación de hidrocarburos no convencionales “sweet spots”, siete en la formación La Luna y dos en la formación Tablazo.

La formación La Luna y Tablazo presentan un predominio de Kerógeno de tipo II, potencial generador de aceite, principalmente en la formación La Luna y en la formación Tablazo

generador principalmente de gas, las dos formaciones poseen un TOC entre 2 y 7 %. Se resalta que la formación La Luna es considerada como la roca fuente de mayor potencial en el VMM.

### 5.1.1 Formación La Luna

Se depositó en el periodo Cretácico superior, consta de los miembros Galembo, Salada y Pujamana, el rango de profundidad va desde 4.200 a 12.405 pies, posee un contenido de arcilla de 13%, cuarzo 62% y carbonatos 25%, la formación La Luna se caracteriza por su contenido variable de materia orgánica, de manera que podemos encontrar valores de TOC menores a 1, como también valores mayores a 4 y la reflectancia a la vitrinita ( $R_o$ ) está entre 0.7 y 1%. A continuación, se presentan algunas características de los miembros que según estudios realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, son los miembros de interés para el desarrollo de la formación La Luna como shale play. Cabe destacar que el miembro Pujamana se descarta como prospectivo debido a su baja concentración de TOC promedio y el alto contenido de arcilla, lo que lo convierte en una roca dúctil<sup>87</sup>.

**Miembro salada:** Está compuesto principalmente por calizas de color marrón a negra, con intercalaciones de lutitas y calcáreas, con abundantes trazas de pirita. Es rica en materia orgánica, posee un TOC de 3.7+/-1.63, una permeabilidad promedio de 17  $\mu$ d, una porosidad efectiva de 8.27+/- 3.54, un espesor promedio neto entre 650 y 900 pies y un  $T_{m\acute{a}x}$  entre 806 y 838 °F, cabe destacar que el miembro Salada posee dos “*sweet spots*” con excelentes condiciones para ser evaluado como shale play con gran potencial de petróleo. Este miembro se encuentra en la etapa tardía de la ventana de generación de aceite.

**Miembro Galembo:** Se compone principalmente de calizas con coloraciones que van desde el marrón claro al oscuro, son duras, densas y cristalinas, intercalaciones de pequeños lentes de areniscas y cuerpos lutíticos en algunas secciones, muy calcáreos de coloraciones negro oscuro, con trazas de pirita y calcita relleno de fracturas. Posee un TOC de 3+/-1.22%, un espesor promedio entre 900 y 1700 pies, una permeabilidad promedio de 4.3  $\mu$ d y porosidad efectiva de 6.89+/-2.9 % y un  $T_{m\acute{a}x}$  entre 806 y 838 °F. El miembro Galembo posee cinco “*sweet spots*” con excelentes condiciones para ser evaluado como shale play con gran potencial de petróleo, y se encuentra al inicio de la generación de aceite.

---

<sup>87</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, ICP. “Caracterización integrada de laboratorio intervalo corazonado pozo La Luna 1”. 2012.

### 5.1.2 Formación Tablazo

Tiene un espesor promedio entre 600 y 700 pies (aumenta su espesor hacia el norte de la cuenca), es altamente fosilífera, posee un TOC promedio de 6.85 +/- 4.12, una permeabilidad promedio entre 0.4 y 340  $\mu$ D, una porosidad efectiva de 6.79 +/- 2.133 % y una  $T_{m\acute{a}x}$  entre 860 y 896 °F. El tope de la formación probablemente se encuentra en el inicio de la ventana de gas húmedo, y la base de la formación probablemente se encuentre en la ventana de generación de gas seco, debido a que el  $T_{m\acute{a}x}$  oscila entre 914 y 950 °F en esta zona. Esta formación se encuentra a una profundidad promedio entre 14.400 y 15.200 pies y posee un contenido de arcilla de 30%, cuarzo 42% y carbonatos 28%.

La Tabla 10 resume las principales características y propiedades de las formaciones La Luna y Tablazo, formaciones prospectivas para el desarrollo de shale plays en Colombia. Es importante destacar que en teoría una roca con un módulo de Young mayor a  $2.5 \times 10^6$  psi y un coeficiente de Poisson menor a 0.25, es ideal para una operación de fracturamiento, por que la propagación de las fracturas y la red fracturas producto del fracturamiento hidráulico serán muy buenas<sup>88</sup>, ya que estos valores de las propiedades mecánicas hacen de la roca una roca muy frágil. Considerando lo anterior y la Tabla 7 se puede decir que las formaciones La Luna y Tablazo en el VMM poseen condiciones apropiadas cercanas a las ideales para operaciones de fracturamiento hidráulico, lo que quiere decir que las dos formaciones son fracturables. Adicionalmente se observa que el contenido de arcilla de las formaciones La Luna y Tablazo es de 13% y 30 % respectivamente, esto indica según el estudio de Pedlow J. (2003), que el embedment de los propantes en la cara de las fracturas hidráulicas puede ser cercano a 0.1 mm en la formación La Luna y 0.3 mm en la formación Tablazo, a un esfuerzo de 10.000 psi.

---

<sup>88</sup> PÉREZ, Edgar. et al. "Integrated Methodology for Laboratory Evaluation of Shale Plays Cores". 2014. Ecopetrol. SPE-169301-MS.

**Tabla 10:** Formaciones prospectivas para el desarrollo de shale plays en la cuenca VMM

Formación	La Luna		Tablazo
	Miembro Salada	Miembro Galembo	
<b>EDAD</b>	Cretácico superior		Cretácico superior
<b>Área aproximada (acres)</b>	1'529.600		128.000
<b>Cuenca</b>	VMM		VMM
<b>Composición mineralógica</b>	Cuarzo 62% Carbonatos 25% Arcilla 13%		Cuarzo 42% Carbonatos 28% Arcilla 30%
<b>Porosidad (%)</b>	8,3	8,69%	9,34
<b>Permeabilidad (μd)</b>	17	4.3	0.4-340
<b>Espesor (Pies)</b>	650-900	900-1.700	600-700
<b>TOC (%)</b>	3,7	3	6,85
<b>Rango de profundidad (Pies)</b>	4.200 - 12.405		7.400 – 16.000
<b>Gradiente de Presión (Psi/pie)</b>	0,55 – 0,8		0,65
<b>Tipo de hidrocarburo</b>	Crudo liviano Y Gas Húmedo	Crudo	Gas seco Y húmedo
<b>Recursos totales</b>	117,8 Tcf 76,3 MMM Bbl		16,8 Tcf 2,9MMM Bbl
<b>TRR</b>	14,1 Tcf – 4,58 MMM Bbl		4,2 Tcf – 0,18 MMM Bbl
<b>Tmáx (°F)</b>	806-838		860-950
<b>Coefficiente de Poisson</b>	0,120-0,375		0,26 – 0,44
<b>Módulo de Young (10<sup>6</sup>Psi)</b>	1,476 – 5,248		1,2-4,8
<b>Fragilidad</b>	<60		<40
<b>Tipo de Kerógeno</b>	II		II y III
<b>Ro%</b>	0.7-1		N/A
<b>Temperatura de Formación (°F)</b>	180-190		210-225

**Fuente:** Autor, a partir de datos producto de la caracterización integrada de laboratorio de intervalo corazonado pozo La Luna-1 en el año 2012 (ICP-Ecopetrol) e informes y de ANH y EIA (2013).

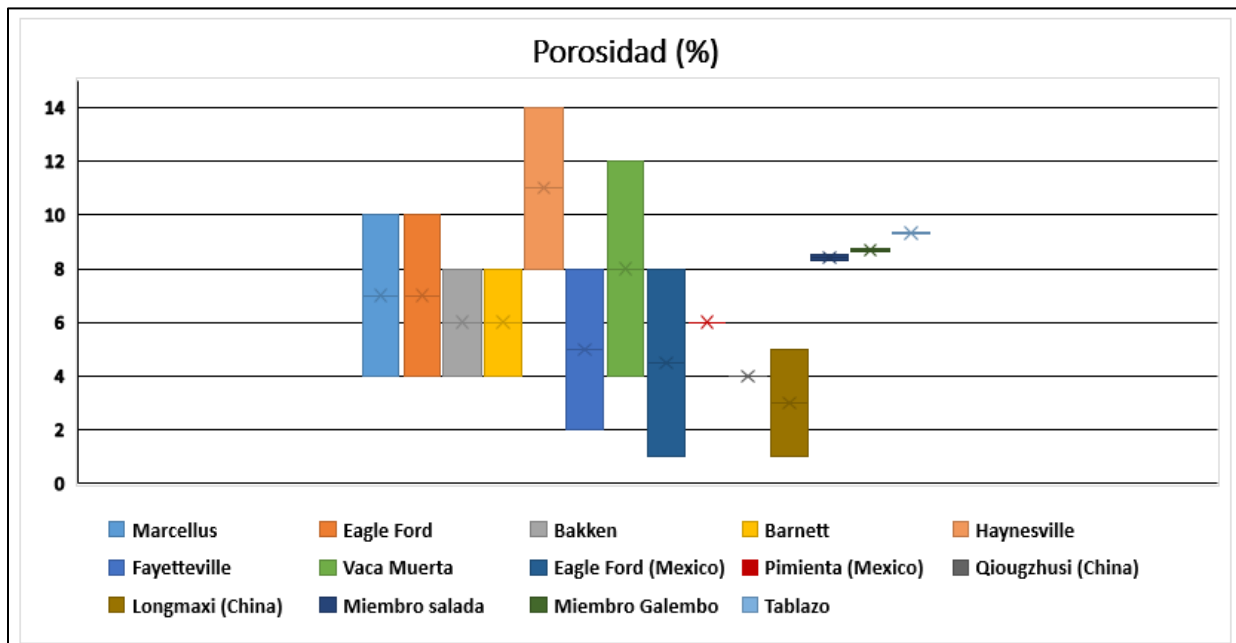
## 6. ANALOGÍAS POR COMPARACIÓN ENTRE LAS FORMACIONES PROSPECTIVAS DE VMM Y EL CONJUNTO DE SHALE PLAYS ESTUDIADO

Las analogías desarrolladas en este trabajo se fundamentan en la comparación de las siguientes características y propiedades de los shale plays: Rango de profundidad, Contenido orgánico total TOC, Espesor, Permeabilidad promedio, Porosidad promedio, Reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) y Tipo de hidrocarburo. Cabe destacar que el tipo de Kerógeno presente en cada shale play no se consideró como criterio de comparación, porque no hay una diferencia significativa en la calidad del tipo de Kerógeno en los shale plays seleccionados, en los cuales se destaca la presencia de Kerógeno tipo II.

El desarrollo de las analogías se llevó a cabo mediante el análisis de gráficos comparativos de cada una de las propiedades mencionadas anteriormente, con los datos que se muestran en las Tablas 1, 2 y 7, las cuales permitieron hacer las analogías por comparación respectivas entre las formaciones del VMM (En el caso de la formación La Luna se realizó la analogía para cada miembro) y los shale plays seleccionados en este trabajo, con el fin de pronosticar la estrategia de desarrollo de los shale plays en la cuenca VMM.

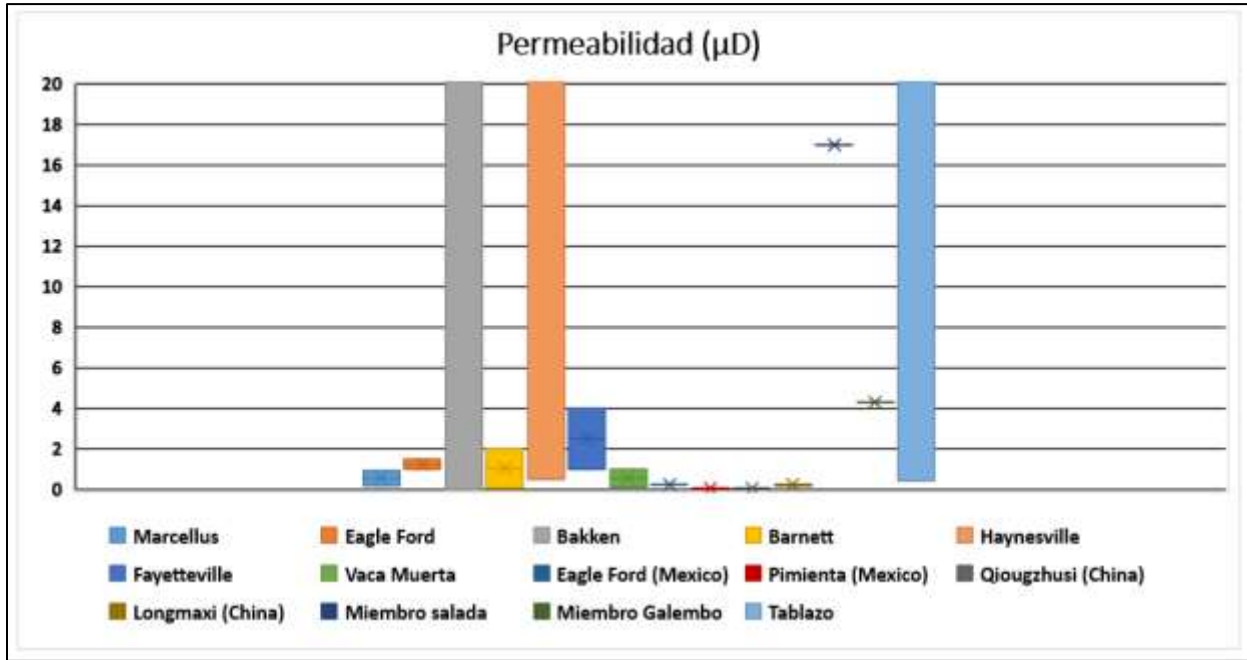
A continuación, se muestran los gráficos comparativos para cada propiedad, en el desarrollo de las analogías por comparación (Figuras 36, 37, 38, 39, 40 y 41)

**Figura 36:** Comparación de la Porosidad Promedio.



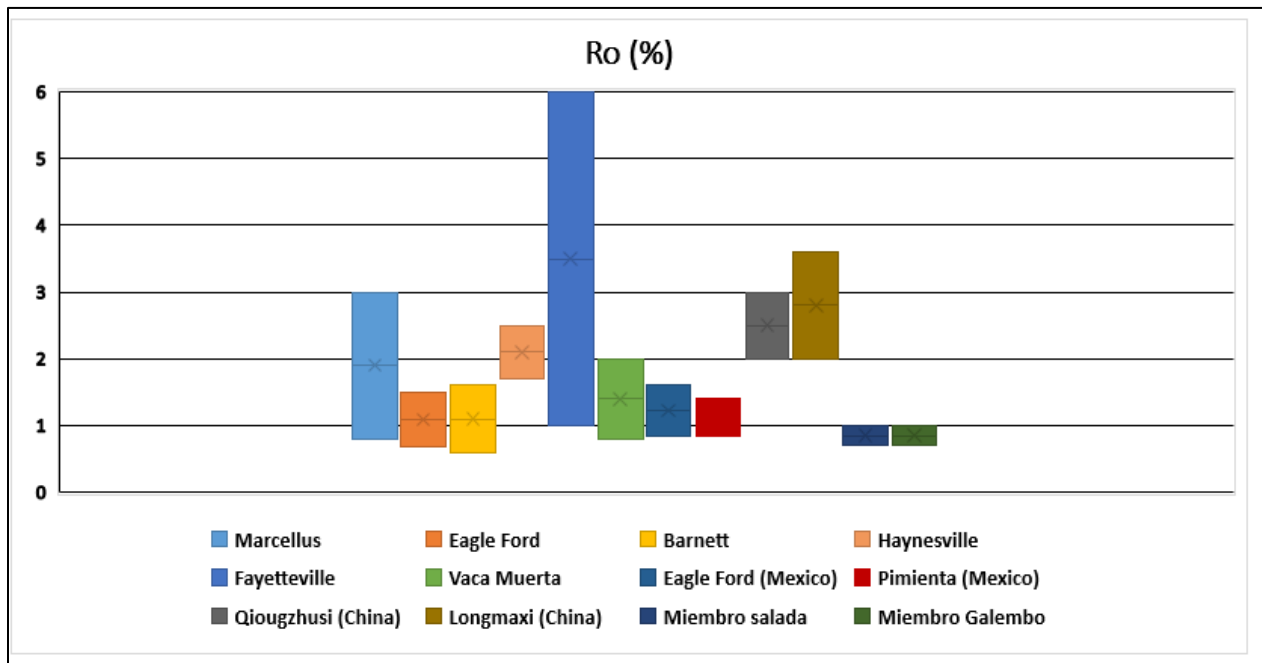
Fuente: Autor

**Figura 37:** Comparación de la Permeabilidad Promedio.



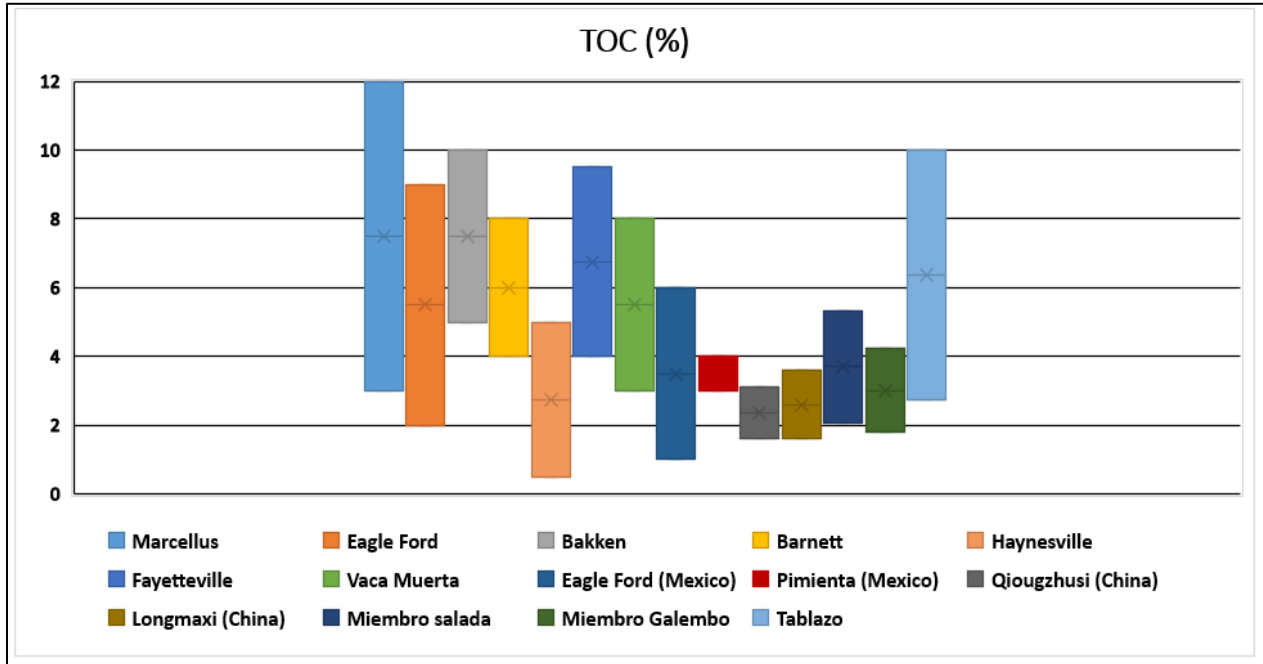
**Fuente:** Autor

**Figura 38** Comparación de la Reflectancia a la Vitrinita.



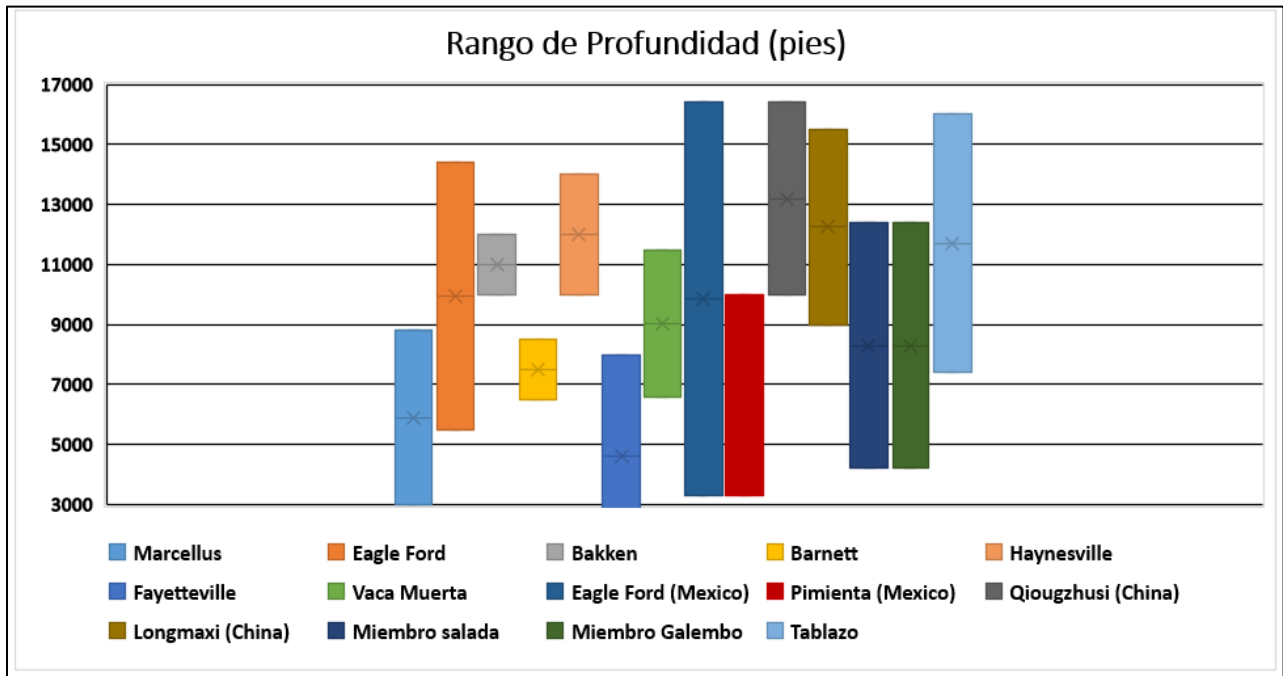
**Fuente:** Autor

**Figura 39: Comparación del TOC.**



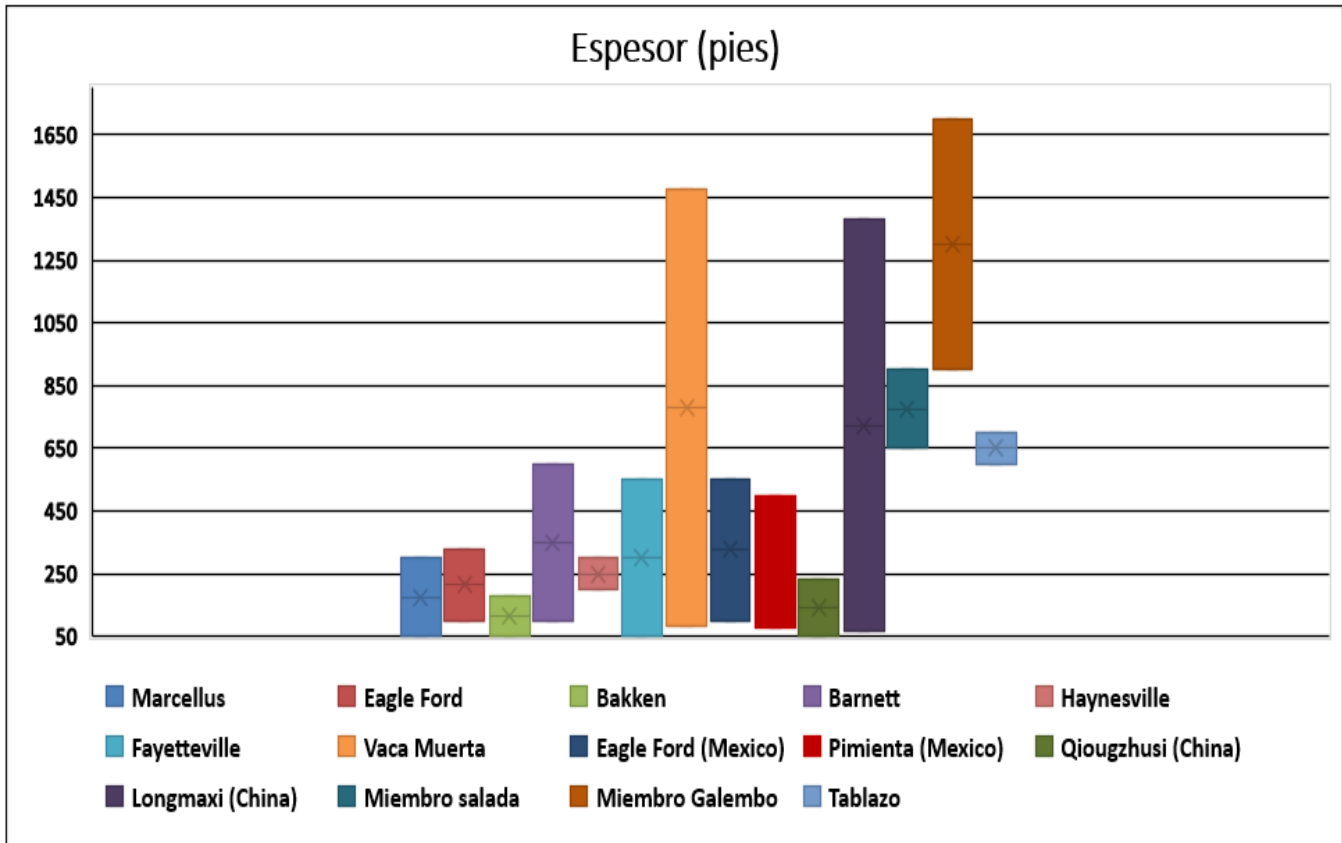
**Fuente:** Autor

**Figura 40: Comparación del Rango de Profundidad.**



**Fuente:** Autor

**Figura 41: Comparación del Espesor.**



Fuente: Autor

Los resultados de las analogías por comparación entre las formaciones de VMM y los shale plays seleccionados a nivel mundial se muestran en las Figuras 42, 43 y 44. Cabe resaltar que la comparación realizada no implica que los shale plays similares a las formaciones del VMM en cada criterio, sean similares entre sí, por ejemplo la permeabilidad promedio del miembro Salada es comparable con el rango de permeabilidad de los shale plays Haynesville y Bakken, pero esto no implica que los shale plays Haynesville y Bakken sean similares entre sí.

Teniendo en cuenta los resultados de las analogías por comparación desarrolladas se concluyó que los miembros Salada y Galembo de la formación La Luna son similares al shale plays Eagle Ford de Estados Unidos y la formación Tablazo es similar a los shale plays Eagle Ford y Haynesville de Estados Unidos.

**Figura 42:** Resultado de la Analogía por comparación entre el miembro Salada de la formación La Luna y el conjunto de shale plays estudiado

<u>La Luna en VMM (Miembro Salada)</u>	
<b>Porosidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Marcellus</li> <li>• Vaca Muerta</li> </ul>
<b>Permeabilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bakken</li> <li>• Haynesville</li> </ul>
<b>Tipo de hidrocarburo y Ro</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Barnett</li> </ul>
<b>TOC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haynesville</li> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Eagle Ford (México)</li> </ul>
<b>Profundidad promedio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de Petróleo y Gas Condensado del shale play Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Eagle Ford (México)</li> </ul>
<b>Espesor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vaca Muerta</li> <li>• Longmaxi</li> </ul>
<p><i>El miembro Salada de la fm. La Luna en el VMM es similar al Shale play Eagle Ford de Estados Unidos.</i></p>	

**Fuente:** Autor

**Figura 43:** Resultado de la Analogía por comparación entre el miembro Galembó de la formación La Luna y el conjunto de shale plays estudiado

<u>La Luna en VMM (Miembro Galembó)</u>	
<b>Porosidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Marcellus</li> <li>• Vaca Muerta</li> </ul>
<b>Permeabilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bakken</li> <li>• Haynesville</li> </ul>
<b>Tipo de hidrocarburo y Ro</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Barnett</li> </ul>
<b>TOC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haynesville</li> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> <li>• Eagle Ford (México)</li> <li>• Longmaxi</li> </ul>
<b>Profundidad promedio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de Petróleo y Gas Condensado del shale play Eagle Ford (Estados Unidos).</li> <li>• Eagle Ford (México)</li> </ul>
<b>Espesor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vaca Muerta</li> <li>• Longmaxi</li> </ul>
<p><i>El miembro Galembó de la fm. La Luna en el VMM es similar al Shale play Eagle Ford de Estados Unidos.</i></p>	

**Fuente:** Autor

**Figura 44** Resultado de la Analogía por comparación entre la formación Tablazo y el conjunto de shale plays estudiado

	<u>Formación Tablazo</u>
<b>Porosidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eagle Ford (Estado Unidos)</li> <li>• Marcellus</li> <li>• Vaca Muerta</li> <li>• Haynesville</li> </ul>
<b>Permeabilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haynesville</li> <li>• Bakken</li> </ul>
<b>Tipo de hidrocarburo y Ro</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haynesville</li> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> </ul>
<b>TOC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marcellus</li> <li>• Haynesville</li> <li>• Eagle Ford (Estados Unidos)</li> </ul>
<b>Profundidad promedio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Haynesville</li> <li>• Zona más profunda del shale play Eagle Ford de Estados Unidos</li> <li>• Longmaxi</li> </ul>
<b>Espesor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vaca Muerta</li> <li>• Longmaxi</li> </ul>

*La Fm. Tablazo en el VMM es similar a los Shale plays Haynesville y Eagle Ford de Estados Unidos.*

**Fuente:** Autor

## **7. ESTRATEGIA DE DESARROLLO PARA SHALE PLAYS EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (FASE PILOTO).**

La propuesta para el desarrollo de shale plays en la cuenca VMM, se desarrolló teniendo como base los resultados obtenidos en las analogías por comparación entre las formaciones prospectivas en VMM y el conjunto de shale plays seleccionado para este trabajo. En este sentido los diseños propuestos para la perforación y fracturamiento hidráulico se diseñaron teniendo como base los diseños que optimizaron las operaciones, redujeron los principales problemas y aumentaron el rendimiento en cuanto a producción de los pozos perforados en los shale plays similares a las formaciones prospectivas de VMM.

### **7.1 PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN LA LUNA**

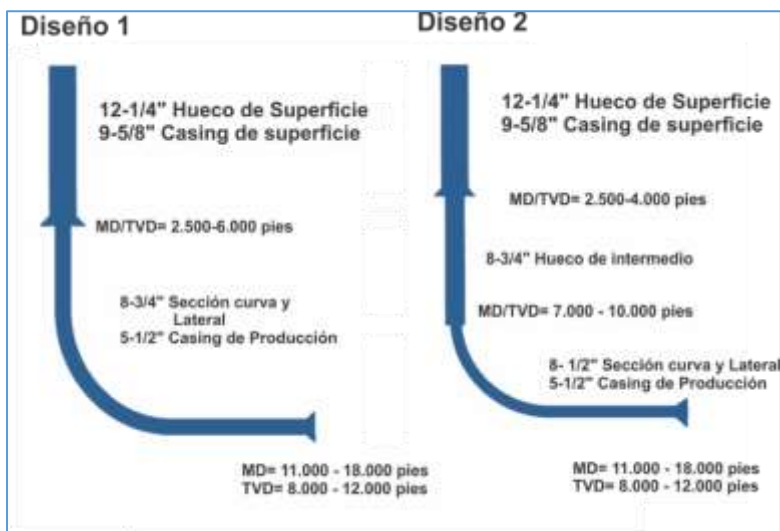
Para los diseños de perforación como se mencionó anteriormente, se tuvo en cuenta los diseño más usados en los shale plays similares a las formaciones prospectivas en VMM, posteriormente se analizaron los fluidos de perforación de mejor rendimiento, que redujeron los problemas más críticos en cada shale play similar a las formaciones prospectivas en VMM y finalmente se estimó el tiempo de perforación de los pozos propuestos en base a un análisis estadístico que se encontró en el estudio del desarrollo histórico de shale plays en Estados Unidos, ajustado a el tiempo estimado del pozo base de este estudio en VMM (La Luna-1).

#### **7.1.1 Estado Mecánico**

Como se determinó en el capítulo 6 de este trabajo, los miembros Salada y Galembo son similares al shale play Eagle Ford de Estados Unidos, por lo tanto, para la propuesta de perforación con objetivo la formación La Luna, se tuvo en cuenta los diseños más usados en Eagle Ford en EUA, según el estudio realizado en este trabajo, los cuales se pueden observar en la Figura 45. De una población de mas de 200 pozos perforados en Eagle Ford entre el 2008 y 2011 el 65% se perforaron con el diseño 1 y el 22% con el diseño 2, el 13 % restante se perforó con un diseño que consistía de dos secciones más en la zona vertical, cabe aclarar que en las Figura 45 no se muestra el casing conductor para los dos diseños.

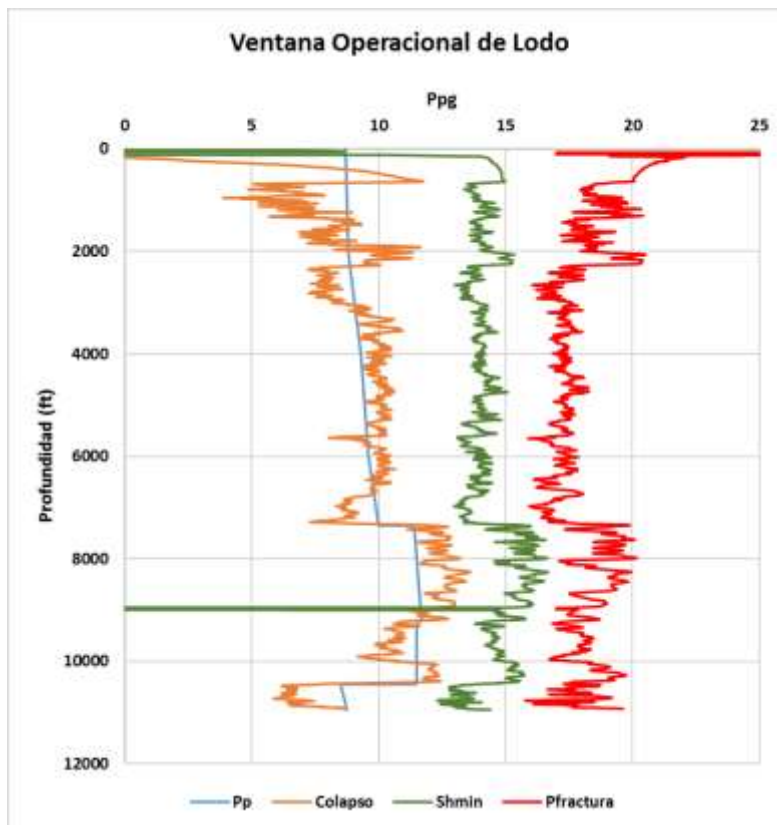
Adicionalmente se construyo la ventana operacional de lodo de un pozo tipo de la cuenca a partir de la información producto de la caracterización realizada por el ICP. La cual se muestra en la Figura 46.

**Figura 45:** Principales diseños de pozos en Eagle Ford.



**Fuente:** GUO, Quanxin. et al. "Shale Gas Drilling Experience and Lessons Learned From Eagle Ford". 2012. M-I SWACO & Univrsity of South Alabama. SPE-155542.

**Figura 46:** Ventana Operacional pozo tipo.



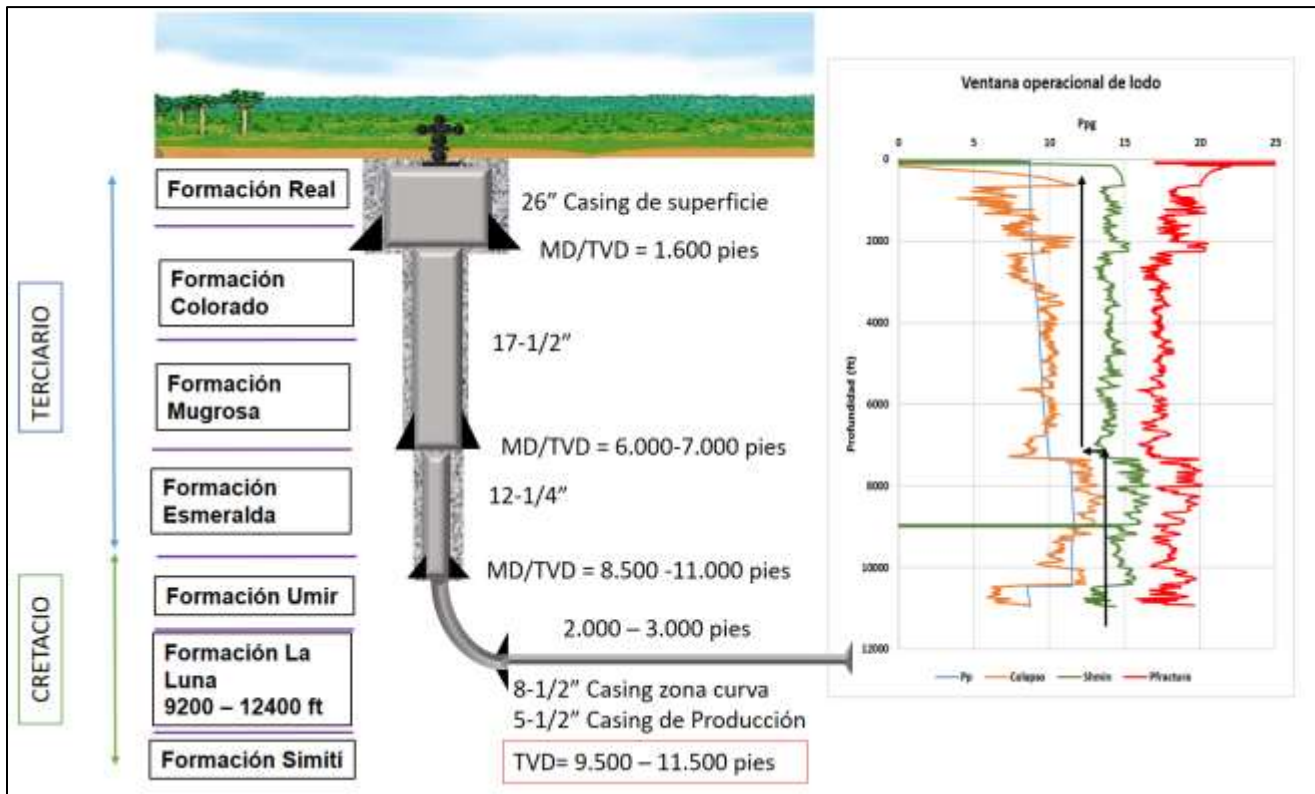
**Fuente:** ECP-ICP

Teniendo en cuenta la información anteriormente expuesta, y la curva operacional (Figura 46) se propone el siguiente estado mecánico para la perforación en VMM con objetivo la formación La Luna (Miembro Salada o Galembó):

Una TVD entre 9.500 y 11.500 pies, debido a que los “*sweet spots*” en esta formación se encuentran entre 10.000 y 12.000 pies de profundidad; una longitud horizontal entre 2.000 y 3.000 pies, debido al grado de inclinación que tiene la formación de interés en esta cuenca. En cuanto al estado mecánico de los pozos, se tomo como base la curva operacional de lodo del pozo tipo para definir puntos de asentamiento de casing mediante la técnica tradicional, teniendo como resultado 5 secciones (superficie, 2 intermedias, sección curva y la sección lateral) para pozos horizontales como se puede observar en la Figura 47, en cuanto a los diámetros sugeridos para cada sección, se seleccionaron en base a los más usados en los pozos perforados en la cuenca VMM y los usados en el pozo La Luna-1, cabe resaltar que las profundidades de asentamiento de los casing se estimaron teniendo en cuenta el factor de los cambios de presión presentes en la zona, en profundidades en donde existe variación de presión asociados a formaciones de diferentes edades, en este caso la tercera sección se ubica entre 8.500 y 11.000 pies, profundidades en donde se puede encontrar cambios de formaciones del Terciario a las formaciones del Cretácico, las cuales presentan mayores presiones de poro.

Adicionalmente a diferencia de los diseños más usados en el shale play Eagle Ford de Estados Unidos, se recomienda revestir la zona curva antes de iniciar la perforación de la zona lateral del pozo puesto que las lecciones aprendidas recopiladas en el estudio del desarrollo histórico del conjunto de shale plays seleccionado, muestran que gran parte de los problemas asociados con inestabilidad de pozo, contingencias operaciones de “*Side-track*” y reperforaciones que generaron costos adicionales y tiempos no productivos (NPT) se dieron en esta zona de los pozos, posterior a su construcción.

**Figura 47:** Estado mecánico propuesto para la perforación en VMM con objetivo la formación La Luna (Miembros Salada y Galembo)



**Fuente:** Autor

Teniendo en cuenta el tiempo promedio que toman los pozos perforados en el shale play Eagle Ford, según el estudio de Guo Q., (2012) y el pozo exploratorio en el VMM, un pozo con una profundidad total (MD) entre 12.000 y 16.000 pies (MD sugerida para los pozos en la formación La Luna), podrían tomar entre 30 y 50 días, respectivamente.

### 7.1.2 Fluido de perforación

En cuanto al fluido de perforación se recomienda usar fluidos base agua (WBM) para perforar las zonas de superficie e intermedia, debido a que en más del 90% de los pozos perforados en el shale play Eagle Ford de Estados Unidos se usó WBM para perforar estas secciones. Los WBM se descartan para la perforación de las secciones curva y lateral porque no ha tenido un rendimiento adecuado, adicionalmente su uso agudiza los problemas de estabilidad y limpieza de estas secciones, a continuación, se muestran las principales limitaciones de estos fluidos en las perforaciones de las secciones curva y lateral en el shale play Eagle Ford de Estados Unidos (shale play similar a la formación La Luna en VMM).

- Alta tendencia a reaccionar con minerales arcillosos como la esmectita, produciendo el hinchamiento del shale y causando problemas de inestabilidad del hueco y un mayor tiempo de perforación en comparación con los OBM.
- Altas pérdidas de circulación que no se pueden remediar con facilidad.
- Contaminación con sólidos de baja gravedad al atravesar la formación Midway, la cual se fragmenta y se dispersa al ser perforada con WBM<sup>89</sup>.

Para perforar la zona curva y horizontal en el shale plays Eagle Ford de Estados Unidos se tiende a seleccionar fluidos base aceite (OBM) como se puede observar en la Figura 48, debido a que los pozos en los cuales se usó OBM para perforar estas zonas, se perforaron en un tiempo aproximado, 20% menor con respecto a los perforados con WBM, además los OBM redujeron los problemas relacionados con inestabilidad de pozo que se presentaban en Eagle Ford con el uso de WBM<sup>90</sup> (en una muestra de más de 200 pozos), tales como hueco estrecho, redujeron las pérdidas de circulación excesivas, “*packoffs*” y atascamiento de la tubería, los cuales llevaron a una excesiva cantidad de tiempo adicional en la reperforación y ampliación del hueco y en algunos casos costosas operaciones de pesca, adicionalmente proporcionan un mejor control del pozo y mayor lubricidad. Los OBM han sido ampliamente usados en la perforación de las secciones curva y lateral de los pozos en la mayoría de los shale plays seleccionados para este trabajo, como se puede observar en la Tabla 3.

---

<sup>89</sup> COMPTON, Jeremy. et al. “High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids”. 2015. Oak Valley Operating & Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13.

<sup>90</sup> GUO, Quanxin. et al. “Shale Gas Drilling Experience and Lessons Learned From Eagle Ford”. 2012. M-I SWACO & University of South Alabama. SPE-155542.

**Figura 48:** Distribución de fluidos de perforación para las secciones curva y lateral en el shale play Eagle Ford de EUA.



**Fuente:** GUO Q. et al. Shale Gas Drilling Experience and Lessons Learned From Eagle Ford. SPE-155542. 2012.

Sin embargo, en los últimos años debido a la responsabilidad ambiental y la cercanía a los centros urbanos de algunos shale plays en Estados Unidos, se ha evidenciado una tendencia por cambiar los fluidos OBM por un innovador fluido de perforación base agua, este tipo de fluidos son llamados “Fluidos base agua de alto rendimiento” HPWBM por sus siglas en inglés.

Los HPWBM han logrado rendimientos en la perforación similares a los OBM, con una reducción en los costos de fluido, menor impacto ambiental y además se pueden reusar de un pozo a otro. En Estados Unidos se han aplicado en los shale plays Eagle Ford, Haynesville, Barnett y Fayetteville, obteniendo excelentes resultados.

Debido a lo anterior a continuación se muestran dos tipos de fluidos HPWBM que fueron aplicados en el shale play Eagle Ford de Estados Unidos, los cuales, por su rendimiento similar a los OBM, impacto ambiental, bajo costo en relación a los OBM y posibilidad de reúso, serán los sugeridos para perforar la sección curva y lateral de los pozos en la formación La Luna en VMM.

### HPWBM 1(Newpark Drilling Fluids):

Este fluido es propuesto por Compton J. (2015), se diseñó a base de NaCl y tiene como componentes claves un innovador potencializador de rendimiento, un agente acondicionador y un producto para el control de filtrado, fue diseñado para lograr un rendimiento similar a los fluidos base diésel (DOBF por sus siglas en inglés), adicionalmente es un fluido económico para ser reemplazado en caso de tener pérdidas en fondo de pozo, en comparación con un OBM. Este fluido se recomienda usar como una alternativa en zonas con altas pérdidas de circulación que no pueden ser remediadas fácilmente. Después de ser aplicado en varias áreas en el Eagle Ford, la Tabla 11 muestra su formulación típica.

**Tabla 11:** Formulación típica del fluido de perforación HPWBM1

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN APROXIMADA
<b>Estabilizador de fluido</b>	Estabilizar fluidos naturales	0,75 – 1,5 lb/bbl
<b>Goma Xanthan</b>	Reología (viscosificante)	0,5 – 1 lb/bbl
<b>Almidón CM</b>	Perdida de fluido y viscosidad suplementaria	2 - 3 lb/bbl
<b>PAC baja viscosidad</b>	Control de filtrado	0,75-1,5 lb/bbl
<b>Acondicionador de fluido</b>	Acondicionar	0,25-0,75 lb/bbl
<b>Potenciador de rendimiento</b>	Control de fricción	1-3 vol%
<b>Cloros del NaCl</b>	Inhibición y densidad	100K-180K ppm

**Fuente:** COMPTON, Jeremy. et al. “High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids”. 2015.Oak Valley Operating & Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13.

Las propiedades típicas del fluido de perforación usado para construir las fases curva y lateral en el Eagle Ford de EUA se muestran en la Tabla 12, destacando que la salmuera logra un peso de 10Lb/gal.

**Tabla 12:** Parámetros del fluido en la perforación de las zonas intermedia, curva y lateral.

PARÁMETRO	ZONA INTERMEDIA (FM. AUSTIN CHALK)	ZONA CURVA Y LATERAL
Tamaño del hueco (pul)	9-7/8	8-3/4
TVD (ft)	3.400 - 9.400	9.600-16.500
Peso del lodo (lb/gal)	9,5 - 10	10,8 - 11
Viscosidad plástica (cp)	8 – 18	15 - 35
Yield Point (lb/ 100ft)	8 – 16	14 - 20
Perdida de filtrado API (mL/30 min)	6 – 8	<6
Salinidad del agua (ppm)	70.000 – 80.000	150.000 - 170.000
pH	8 – 9	9 - 9,5
Sólidos totales (%)	<8	<8
Coefficiente de fricción	0,08-0,15	0,05-0,10

**Fuente:** COMPTON, Jeremy. et al. “High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids”. 2015.Oak Valley Operating & Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13.

Compton J. (2015), muestra los resultados de la aplicación del fluido en 9 pozos en el condado Newtonville (Tabla 13) en donde se evidenció de manera clara la reducción en costos y tiempos no productivos en un área con un alto potencial de pérdidas de circulación (más de 30.000 barriles de fluido perdido en total), el costo promedio de los fluidos fue un 65% menor respecto a los DOBF usados en mismo condado. Se destaca que los pozos fueron perforados con ROP muy similares a las logradadas con DOBF, se redujo torque y arrastre, en la Figura 49 se comparan los tiempos de perforación de los pozos perforados en el condado de Newtonville con HPWBM1 con pozos cercanos en los que se utilizó fluidos DOBF sin pérdidas de circulación severas, en la cual se puede notar que los tiempos de perforación de los pozos perforados con HPWBM1 son similares a los tiempos de perforación de los pozos perforados con DOBF. Cabe resaltar que únicamente en uno de los pozos (NORTH 1H) no se alcanzó la TVD planeada por un problema de pérdidas de circulación severa, obligando a la realización de un “sidetrack”.

**Tabla 13:** Pozos perforados en el condado de Newtonville con HPBDF

POZO	TVD (ft)	MD (ft)	PERDIDAS DE CIRCULACIÓN (BBI)	\$ (miles)
<b>NORTH 1H</b>	9.240	13.600	16.380	462
<b>NORTH 2H</b>	9.191	15.975	Despreciables	N/R
<b>NORTH 3H</b>	9.203	16.255	6.949	N/R
<b>NORTH 4H</b>	9.212	15.986	Despreciables	N/R
<b>NORTH 5H</b>	9.336	14.952	2.722	656
<b>NORTH 6H</b>	9.334	15.773	795	N/R
<b>NORTH 7H</b>	9.383	15.850	1.250	N/R
<b>NORTH 8H</b>	9.257	16.120	1.586	N/R
<b>EAST 1H</b>	9.991	16.555	750	N/R

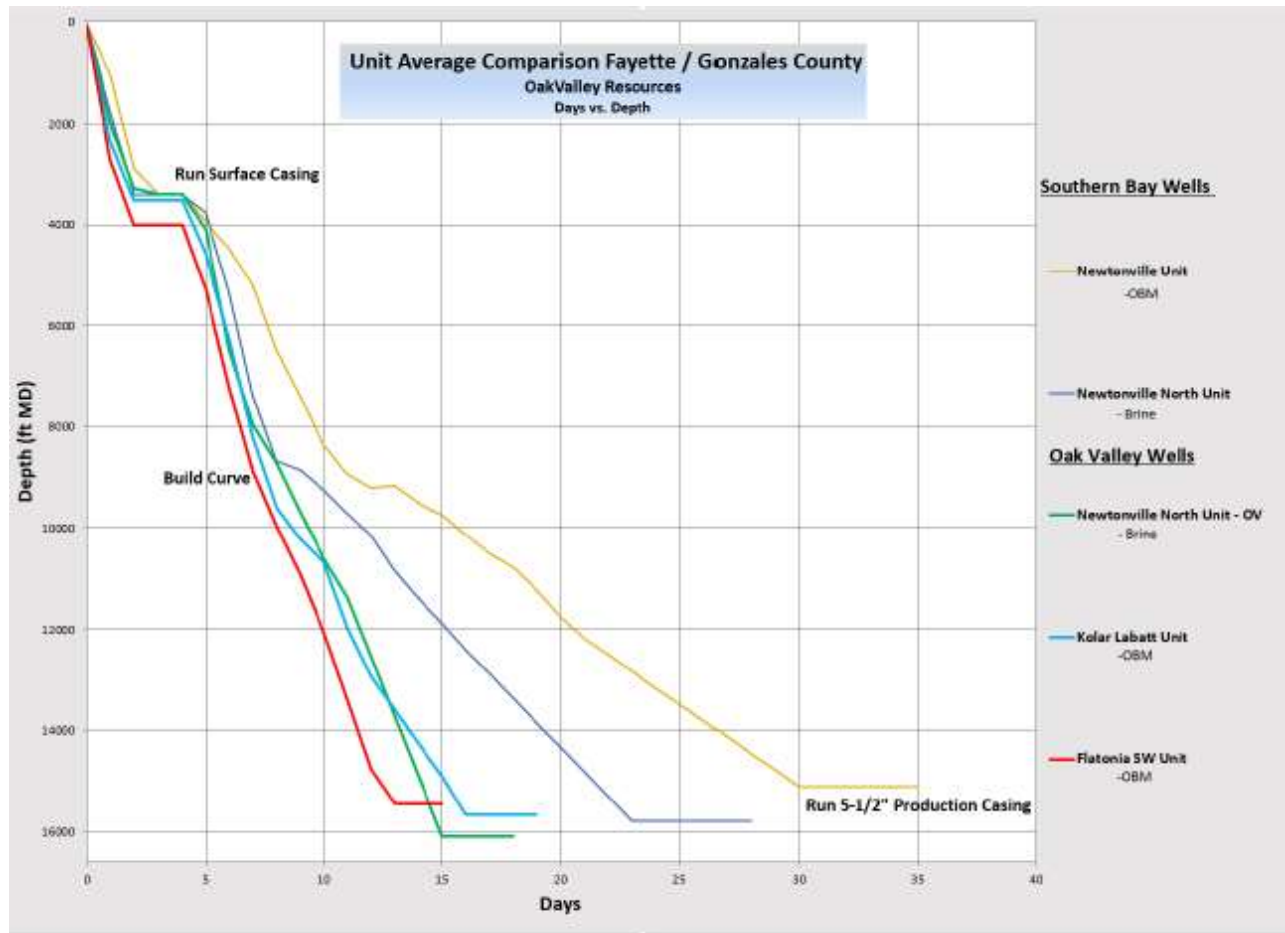
**Fuente:** Autor, a partir de los datos publicados en: COMPTON, Jeremy. et al. “High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids”. 2015.Oak Valley Operating & Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13.

Finalmente las lecciones aprendidas de este estudio son las siguientes<sup>91</sup> :

- Optimizar el rendimiento del aditivo potenciador fundamentado en las mediciones de lubricidad y condiciones del pozo en lugar de la concentración.
- La concentración de cloruros debe ser lo suficientemente alta para proporcionar la inhibición adecuada y prevenir la corrosión.
- El manejo de control de sólidos es clave en el control de las propiedades del fluido y la reducción de costos.

<sup>91</sup> COMPTON, Jeremy. et al. “High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids”. 2015.Oak Valley Operating & Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13.

**Figura 49:** Comparación del tiempo de perforación con el uso de HPBDF y DOBF en el shale Eagle Ford de Estados Unidos



**Fuente:** COMPTON J., et al. High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13. 2015.

**HPWBM 2 (Baker Hughes):**

Este es otro de los innovadores fluidos de alto rendimiento, el cual tiene 3 componentes principales que esencialmente mantienen las propiedades reológicas, previenen la filtración, controlan las pegas y reducen el factor de fricción (potenciador de ROP), adicionalmente tiene productos secundarios que proporcionan lubricidad, alcalinidad y en general la estabilidad del pozo. Los tres componentes claves son<sup>92</sup>:

<sup>92</sup> EVERHARD, Lan., et al. "Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford water-based fluid performance". 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

- Un producto alternativo a la bentonita que se desarrolla como una mezcla simple en sacos que contiene productos que proporcionan rápidamente una reología balanceada y propiedades que controlan las pérdidas de circulación, este producto es un candidato ideal porque el HPWBM parte de un WBM reciclado que carece de suficientes propiedades reológicas y de control del filtrado, por tanto este producto estabiliza y proporciona las propiedades reológicas fundamentales, como el control del filtrado y lubricidad adicional al utilizarse en conjunto con la bentonita.
- Un aditivo de prevención para las pegas diferenciales y estabilidad al pozo. Este aditivo se basa en partículas aniónicas y no iónicas, deformables y micrónicas que se acumulan para desarrollar una torta de filtrado en formaciones de baja permeabilidad que inhibe las pérdidas de circulación severas, reduciendo las pegas diferenciales y fragmentación del shale.
- Un potenciador de ROP, el cual reduce la fricción que contribuye al torque y arrastre de los WBM convencionales, este componente reduce los factores de fricción en la perforación de manera similar a los OBM.

A continuación, se muestran los efectos generados por los aditivos del nuevo WBM sobre la lubricidad, estabilidad de contaminantes y control de filtrado los cuales fueron medidos en laboratorio.

**Lubricidad:** La Tabla 14 muestra el efecto generado por los componentes del HPWBM 2 en los coeficientes de fricción utilizando un medidor de lubricidad en laboratorio. La prueba mide la resistencia friccional a la rotación entre dos superficies de acero sumergidas en el fluido de prueba comparado con el agua, proporcionando una percepción general del torque de la sarta de perforación y el arrastre que genera el fluido de perforación. El coeficiente de fricción se mide primero en el agua pura (el cual es el valor base para la prueba) y posteriormente los resultados de las pruebas siguientes se comparan con el valor base, teniendo así el coeficiente de lubricidad corregido.

La columna A muestra los resultados de la prueba de un fluido simple a base producto alternativo a la bentonita que junto con la bentonita convencional imparte una reducción del coeficiente de lubricidad en exceso del 30% comparado con el agua pura. Las columnas B y C muestran los resultados de la prueba del HPWBM (con todos los aditivos) y los efectos del aumento de la concentración de los aditivos mejoran la ROP, puesto que al duplicar la concentración de potenciador de ROP el coeficiente de lubricidad se reduce a la mitad incluso en presencia de un incremento de sólidos de perforación.

**Tabla 14:** Efecto del producto alternativo a la bentonita y el potenciador de ROP en la lubricidad del fluido

PRODUCTOS	AGUA LIMPIA	A	B	C
Agua dulce (mL)	350	270	259	259
Bentonita Wyoming (lb/bbl)	-	5	-	-
Inhibidor poli-amínico (lb/bbl)	-	-	3,5	3,5
Alternativo a la bentonita (lb/bbl)	-	7	6	6
Polímero dispersable (lb/bbl)	-	-	2	2
Preventor de pega diferencial (lb/bbl)	-	-	10	10
Potenciador de ROP (lb/bbl)	-	-	4,7	9,4
Barita (lb/bbl)	-	190	186	186
Sólidos de perforación simulados (lb/bbl)	-	27	54	54
<b>Resultados de lubricidad</b>				
<b>Coefficiente de lubricidad</b>	0,340	0,228	0,214	0,123

**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. “Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford wáter-based fluid performance”. 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

**Estabilidad con contaminantes:** Para estudiar los efectos de los contaminantes ó situaciones imprevistas que pueden encontrarse durante la perforación Everhard L., (2014) midió en laboratorio las propiedades reológicas para un sistema de 12,5 lb/bbl con la adición de cemento (B), salmuera de 3,5% lb/bbl (C) y yeso (D), con el fin de comparar las propiedades reológicas iniciales con las propiedades reológicas a una temperatura de 250°F respecto al sistema sin ningún tipo de contaminante (A) y un sistema sin contaminantes de 14 lb/bbl (E), la formulación de los 5 fluidos para la pruebas se muestran en la Tabla 15. Los resultados de las pruebas de laboratorio se muestran en la Tabla 16, en la cual se puede notar que los contaminantes impactaron mínimamente la reología en general, esperándose un aumento en la viscosidad plástica y el punto de cedencia para el lodo E, sin embargo, las pérdidas de circulación API aumentaron en dos veces para el caso de contaminación con cemento.

**Tabla 15:** Formulación de los sistemas para los ensayos de laboratorio

TIPO DE FLUIDO	A	B	C	D	E
Agua dulce (mL)	268	268	268	268	247,65
Inhibidor polyaminico (lb/bbl)	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54
Alternativo a la bentonita (lb/bbl)	4	4	4	4	4
Polimero dispersable (lb/bbl)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Preventor de pega diferencial (lb/bbl)	4	4	4	4	4
Potenciador de ROP (lb/bbl)	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67
Barita (lb/bbl)	187	187	187	187	269,64
Solido de perforación simulados (lb/bbl)	54	54	54	54	54
Cemento (lb/bbl)	0	5	0	0	0
Salmuera al 3,5% (lb/bbl)	0	0	10	0	0
Yeso (lb/bbl)	0	0	0	2	0

**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. “Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford wáter-based fluid performance”. 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

**Tabla 16:** Efectos comunes de contaminantes en el fluido de perforación

TIPO DE FLUIDO	R <sub>i</sub> A	R <sub>2</sub> A	R <sub>i</sub> B	R <sub>2</sub> B	R <sub>i</sub> C	R <sub>2</sub> C	R <sub>i</sub> D	R <sub>2</sub> D	R <sub>i</sub> E	R <sub>2</sub> E
6 rpm	4	5	4	7	4	4	6	5	11	8
3 rpm	3	4	3	6	3	4	5	5	10	8
Viscosidad plástica (cp)	20	12	22	7	18	11	19	13	27	19
Punto cedente (lbm/100 ft <sup>2</sup> )	10	7	8	9	9	5	12	6	16	12
Gel 10 s (lbm/100ft <sup>2</sup> )	4	6	4	7	3	6	6	6	15	9
Gel 10 min (lbm/100 ft <sup>2</sup> )	7	11	14	13	8	9	7	10	21	26
Filtrado API (mL)	7,4	5,3	11,2	11,7	9,2	7,4	8,6	8	8,7	6,8
pH	7,25/ 9,49	6,82/ 9,72	10,44	9,74	8,45/ 9,01	8,08/ 9,61	7,55/ 9,55	7,18/ 9,6	7,59/ 9,59	7,71/ 10
R <sub>i</sub> = Reología inicial R <sub>2</sub> = Reología @ 250°F										

**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. “Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford wáter-based fluid performance”. 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

**Control del filtrado a través de un rango de medios permeables:** En esta parte del estudio se muestra el efecto que tiene el aditivo preventor de pegas diferenciales en un WBM con polímero salado. Se agregó 10 lb/bbl del aditivo al fluido, lo cual conllevó a un aumento de las propiedades reológicas dentro del intervalo manejable, adicionalmente redujo la cantidad de filtrado API a condiciones de alta presión y temperatura (HPHT) y las pérdidas de filtrado dinámico, a través de una gama de tamaños de poros, cabe resaltar que este aditivo contribuye a la construcción de una torta efectiva.

### **Propiedades del fluido en campo**

La Tabla 17 muestra la flexibilidad del paquete de aditivos donde las propiedades reológicas alcanzan valores adecuados sin el uso de arcilla bentonítica. La última formulación en la Tabla 17 muestra un fluido de mayor peso con 3% LGS y una adición de aditivos limitada y el control de sólidos es inadecuado debido a las altas ROP esperadas, por lo tanto, las propiedades reológicas del fluido son propensas a ser sensibles al sobre-tratamiento con los productos. El producto alternativo a la bentonita es formulado para proporcionar características reológicas base, así como, mantener pérdidas mínimas y lubricidad del fluido. Estas características ayudan a eludir el exceso de adición de productos a un sistema completo, por lo que el ingeniero de lodos tiene la capacidad de adicionar productos individualmente.

Se dan varias formulaciones (Tabla 17) a los ingenieros y grupo de operaciones para elaborar una pauta aplicativa del lodo, con el fin de que el ingeniero de lodos pueda construir un fluido adecuado en campo en base al producto alternativo a la bentonita. Cabe resaltar que en el estudio de Everhard L., (2014) se desconoce la composición exacta del WBM reciclado. Se esperaba un peso del fluido a la TVD de aproximadamente 12lb/bbl, siendo 10 lb/bbl el peso mínimo durante toda la perforación y la temperatura máxima de fondo esperada fue de 215°F. Los fluidos se envejecieron dinámicamente a 215°F en 16 horas para simular la circulación y las condiciones de fondo. Al estar el lodo en condiciones de operación el punto cedente descendió en promedio 56%, el filtrado API aumentó en promedio un 11% y el pH tuvo una variación mínima que se reajustó con pequeñas adiciones de hidróxido de sodio (NaOH).

**Tabla 17:** Formulaciones de referencia para el ensayo en Campo

<b>PRODUCTO</b>	<b>10 (lb/bbl)</b>	<b>10 (lb/bbl)</b>	<b>12 (lb/bbl)</b>	<b>12 (lb/bbl)</b>
<b>Agua dulce (mL)</b>	313	314	291	288
<b>Bentonita Wyoming (lb/bbl)</b>	0	3	3	0
<b>Alternativo a la bentonita (lb/bbl)</b>	5	5	5	7
<b>Polímero para pérdida de fluido (lb/bbl)</b>	3	0	0	0
<b>Barita (lb/bbl)</b>	72	71	178	190
<b>Solido de perforación simulados (lb/bbl)</b>	27	27	27	27
<b>PROPIEDADES INICIALES</b>				
<b>6 rpm</b>	8	5	8	8
<b>3 rpm</b>	5	4	6	6
<b>Viscosidad plástica (cp)</b>	24	15	22	27
<b>Punto cedente (lbm/100ft<sup>2</sup>)</b>	31	18	24	30
<b>Gel 10 s (lbm/100ft<sup>2</sup>)</b>	6	4	7	7
<b>Gel 10 min (lbm/100ft<sup>2</sup>)</b>	7	9	16	9
<b>Filtrado API (mL)</b>	4,4	4,9	4,5	4,2
<b>pH</b>	8,34-9,04	8,66-9,04	8,4-9,4	8,3-9,3
<b>RESULTADOS DESPUÉS DEL ROLADO (215°F)</b>				
<b>6 rpm</b>	3	3	2	3
<b>3 rpm</b>	3	2	2	2
<b>Viscosidad plástica (cp)</b>	23	13	22	18
<b>Punto cedente (lbm/100ft<sup>2</sup>)</b>	13	8	9	16
<b>Gel 10 s (lbm/100ft<sup>2</sup>)</b>	3	2	3	2
<b>Gel 10 min (lbm/100ft<sup>2</sup>)</b>	5	5	7	2
<b>Filtrado API (mL)</b>	3,9	4,6	4,2	3,4
<b>pH</b>	8,13-9,14	8,07-9,03	7,7-9,2	7,8-9,2

**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. "Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford water-based fluid performance". 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

## Aplicación en campo

Este fluido se aplicó en el shale play Eagle Ford en el condado Dimmit, con el objetivo de perforar un intervalo de 8-3/4", desde una profundidad 2.526 hasta 15.163 pies de profundidad medida (MD) en un tiempo de 11 días. El acondicionamiento inicial comprometía un lodo reciclado de pozos anteriores, por lo tanto, se registraron las propiedades reológicas y se revisaron los tratamientos con los productos anteriormente mencionados para compensar el lodo reciclado.

**Tratamiento y mantenimiento del sistema:** Inicialmente se usó un WBM reciclado y los componentes propuestos para el lodo fueron adicionados al sistema para mantener las propiedades reológicas mientras se perfora. Se llevaron a cabo pruebas piloto en la locación para mostrar los efectos de la adición de 3 lb/bbl del producto alternativo a la bentonita en el WBM reciclado, los resultados de los pilotos se muestran en la Tabla 18, en la cual se puede observar que la adición de únicamente este producto proporciona rápidamente un aumento en la capacidad de transportar cortes y una disminución significativa de pérdida de filtrado API. Adicionalmente estas pruebas mostraron que 3 lb/bbl es la máxima concentración permitida del producto en el sistema.

**Tabla 18:** Pruebas piloto que muestran el efecto del uso del producto alternativo a la bentonita en un WBM reciclado

PILOTOS	A	B
WBM reciclado (mL)	350	350
Alternativa a la bentonita (ppb)	0	3
<b>REOLOGIA INICIAL</b>		
6 rpm	2	10
3 rpm	1	7
Viscosidad plástica (cp)	8	27
Punto cedente (lbm/100ft <sup>2</sup> )	9	24
Gel 10 s (lbm/100ft <sup>2</sup> )	1	7
Gel 10 min (lbm/100ft <sup>2</sup> )	6	14
Filtrado API (mL)	16	4
pH	8,7	9,1

**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. "Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford water-based fluid performance". 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

Una vez se aplicó en la perforación de pozo las concentraciones del producto alternativo a la bentonita se redujeron a medida que avanzaba la perforación debido al alto contenido de LGS en el fluido reciclado, ocasionando propiedades reológicas mayores a las esperadas. La baja concentración del producto trajo como consecuencia la adición de productos adicionales al fluido para obtener los objetivos de control de filtrado API y propiedades reológicas. Las concentraciones del preventor de pega diferencial y el producto alternativo a la bentonita se redujeron entre el 30 y 50%, mientras que el potenciador de ROP tuvo la concentración planeada como se puede observar en la Tabla 19.

**Tabla 19:** Concentración de los productos en la perforación

<b>PROFUNDIDAD (Pies)</b>	<b>ALTERNATIVO A LA BENTONITA (lb/bbl)</b>	<b>PREVENTOR DE PEGA DIFERENCIAL (lb/bbl)</b>	<b>PONTENCIADOR DE ROP (lb/bbl)</b>
<b>5.813</b>	2,64	1,10	5,05
<b>7.255</b>	2,19	0,91	3,79
<b>7.501</b>	1,99	0,86	5,09
<b>7.779</b>	1,59	1,36	4,08
<b>9.525</b>	1,13	1,39	4,52
<b>11.960</b>	1,07	1,98	4,23
<b>13.994</b>	1,48	2,54	5,97
<b>13.994</b>	1,38	2,48	8,46
<b>Mínima</b>	1,07	0,86	3,79
<b>Máxima</b>	2,64	2,54	8,46
<b>Promedio</b>	<b>1,68</b>	<b>1,58</b>	<b>5,15</b>
<b>Planeado</b>	5-7	3-7	4,7-9,3

**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. "Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford water-based fluid performance". 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

## Resultados finales

Para el pozo en estudio los factores de fricción reportados están entre 0,008 y 0,13, siendo valores excepcionalmente bajos, por lo tanto, el fluido tiene menos pérdidas de presión respecto a la fricción. El rendimiento de la operación se comparó con pozos similares y cercanos, que fueron perforados con OBM. Las tasas de perforación (ROP) mostradas en la sección vertical son de 216,2 ft/hr y 329,3 ft/hr en la sección horizontal, cabe resaltar que los tiempos no productivos (NPT) de la operación no fueron atribuidos al fluido de perforación.

Finalmente, el fluido cumplió con los objetivos propuestos y tuvo un desempeño excepcional, puesto que las propiedades reológicas se mantuvieron fácilmente en la perforación de la sección curva y lateral del pozo, como se puede observar en la Tabla 20 y la estabilidad del pozo no fue un problema en ningún momento. Adicionalmente el costo total del fluido fue 8% menor al planeado y el pozo se terminó en los 11 días propuestos inicialmente.

**Tabla 20:** Propiedades del fluido

PROPIEDAD	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO
Viscosidad plástica (cP)	12	22	16
Punto de cedencia (lbm/100 ft <sup>2</sup> )	10	29	21
Peso del lodo (ppg)	10	12	10,6
pH	8	9,1	8,6
API (mL)	4	10	5,6
Solidos de torta (%)	11	16	12,6
Solidos de perforación (%)	3,4	11,4	7,9
Potenciador de ROP (%)	0	4	2,7

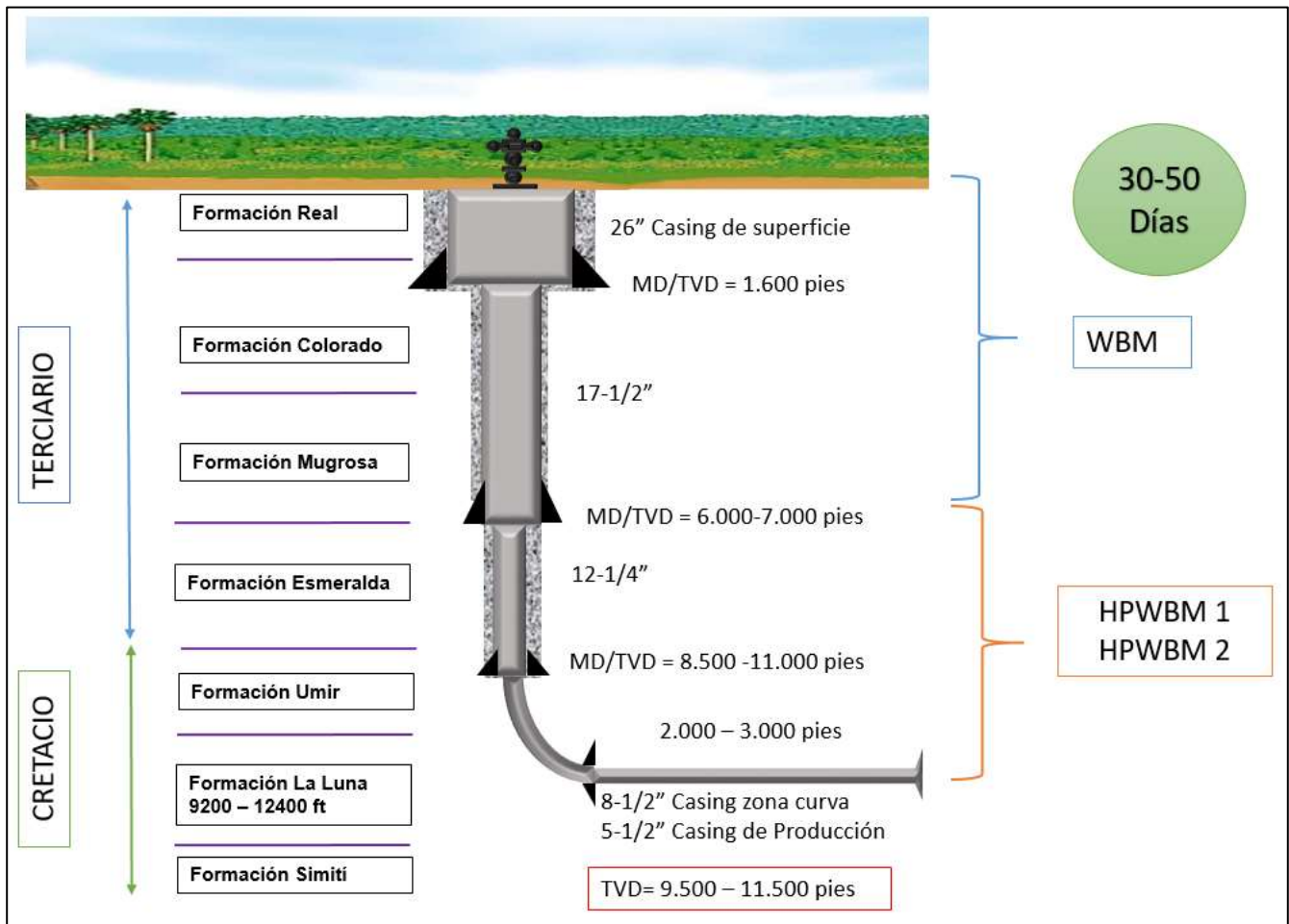
**Fuente:** EVERHARD, Lan., et al. "Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford water-based fluid performance". 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

### 7.1.3 Propuesta para la perforación en la formación La Luna en VMM.

Finalmente teniendo en cuenta las secciones anteriores, la propuesta en cuanto a perforación para el desarrollo de shale plays en la cuenca VMM con objetivo la formación La Luna, se resume en la Figura 50, en donde se sugiere WBM para perforar las 2 primeras secciones, y evaluar los fluidos de última generación (HPWBM) en las secciones restantes, especialmente en las secciones curva y lateral de los pozos, con el fin de reemplazar los OBM, optimizando costos y reduciendo efectos ambientales.

Adicionalmente se recomienda evaluar las técnicas RSS y MPD para la perforación, especialmente en las secciones curva y lateral.

**Figura 50:** Propuesta para la perforación en la cuenca VMM, con objetivo la formación La Luna.



Fuente: Autor

## **7.2 PERFORACIÓN EN LA FORMACIÓN TABLAZO**

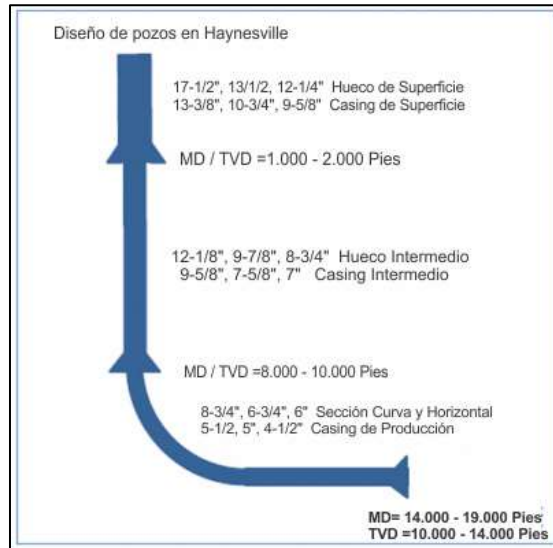
Para los diseños de perforación como se mencionó anteriormente, se tuvo en cuenta los diseño más usados en los shale plays similares a las formaciones prospectivas en VMM, posteriormente se analizaron los fluidos de perforación de mejor rendimiento, que redujeron los problemas más críticos en cada shale play similar a las formaciones prospectivas en VMM y finalmente se estimó el tiempo de perforación de los pozos propuestos en base a un análisis estadístico que se encontró en el estudio del desarrollo histórico de shale plays en Estados Unidos, ajustado a el tiempo estimado del pozo base de este estudio en VMM (La Luna-1).

### **7.2.1 Estado Mecánico**

Como se determinó en el capítulo 6 de este trabajo, la formación Tablazo es similar a los shale plays Eagle Ford y Haynesville de Estados Unidos, por lo tanto, la propuesta de perforación con objetivo la formación Tablazo, considerado como posible shale play de gas seco hacia la base de la formación y shale play de gas húmedo hacia el tope de la formación, se fundamenta en las lecciones aprendidas en el shale play Haynesville, recopiladas en este trabajo y el principal diseño usado en este shale play (Figura 51), puesto que en el shale Haynesville se encuentran pozos con profundidades y propiedades similares a las planeadas para la perforación en VMM con objetivo la formación Tablazo.

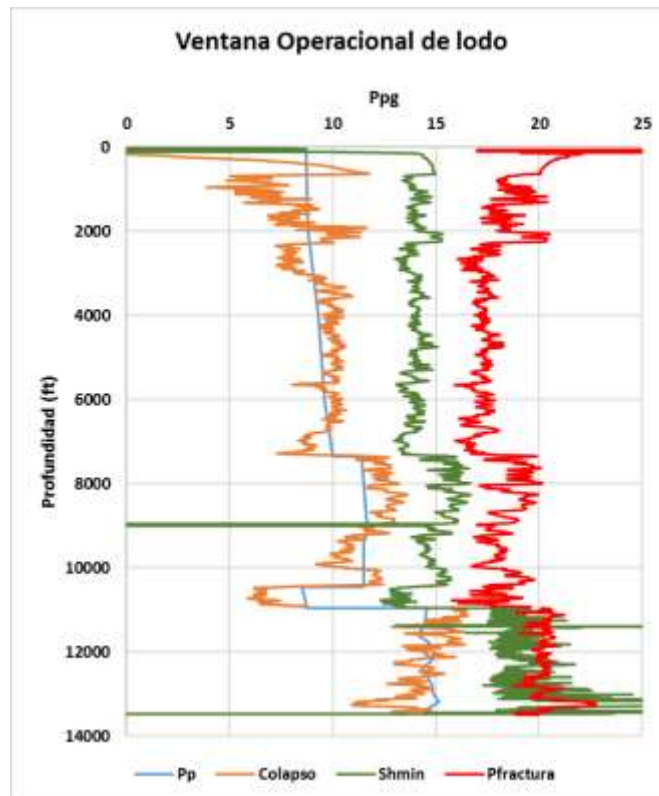
Adicionalmente se construyo la ventana operacional de lodo de un pozo tipo de la cuenca a hasta profundidades promedio de la formación Tablazo, partir de la información producto de la caracterización realizada por el ICP. La cual se muestra en la Figura 52.

**Figura 51:** Diseños típicos de pozos en el shale play Haynesville



**Fuente:** GUO, Quanxin. et al. "Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned". 2012. MI-Swaco & Cornell University. SPE-158894.

**Figura 52:** Ventana Operacional Pozo Tipo



**Fuente:** ECP-ICP.

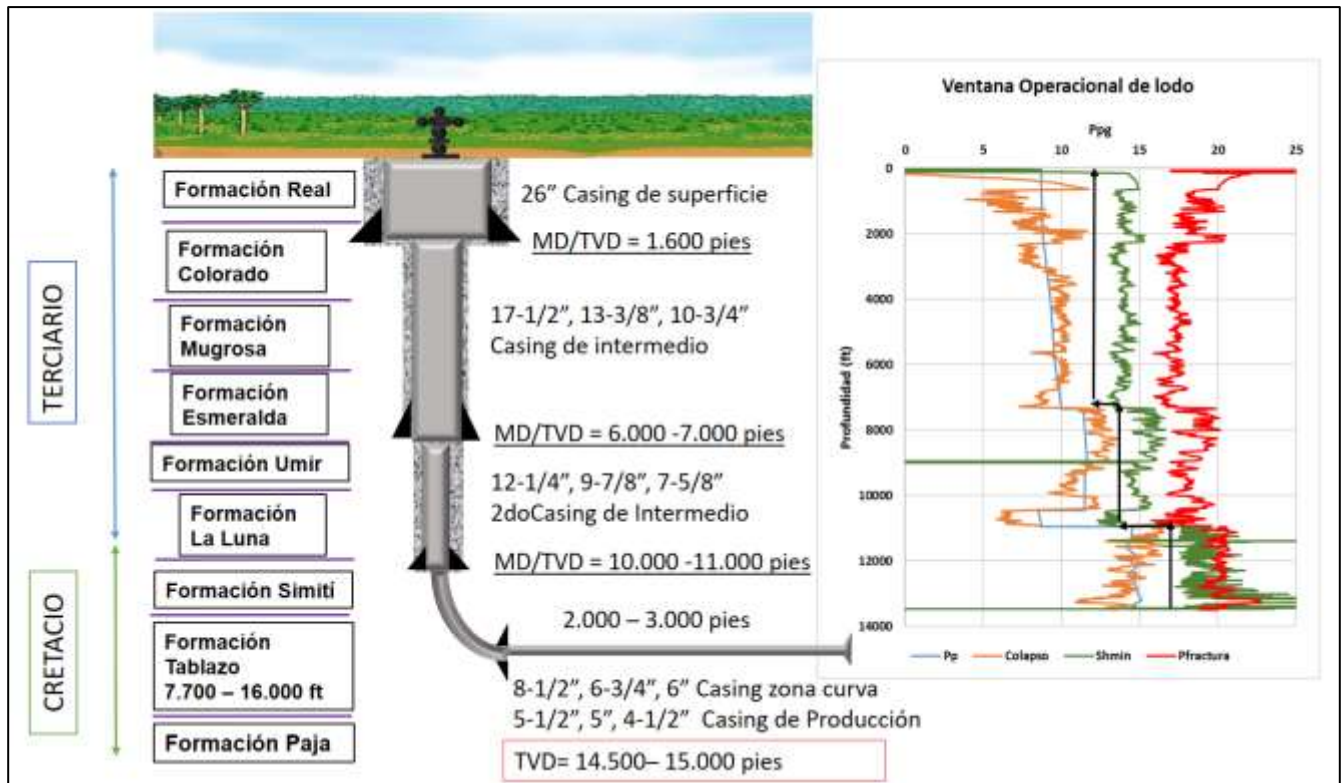
Teniendo en cuenta la información expuesta anteriormente, se propone el siguiente estado mecánico para la perforación en VMM con objetivo la formación Tablazo:

Una TVD entre 14.000 y 15.000 pies, profundidad aproximada donde se encuentran los “sweet spots” ó zonas de interés de la formación, una longitud horizontal máxima de 3.000 pies, debido al grado de inclinación que tiene la formación de interés, en cuanto al estado mecánico de los pozos se seleccionaron los presentados en la Figura 53, los cuales están fundamentados en los estados mecánicos más usados en el shale play Haynesville (Figura 51), el pozo exploratorio base de nuestro estudio en el VMM (LA Luna-1) y la ventana operacional de lodo del pozo tipo (Figura 52), los diámetros sugeridos para cada sección, se sugirieron comparando los más usados en los pozos perforados en VMM, en el shale play Haynesville y los usados en el pozo La Luna-1.

Adicionalmente al igual que la propuesta para los pozos con objetivo la formación La Luna, se recomienda revestir la zona curva antes de iniciar la perforación de la zona lateral del pozo puesto que las lecciones aprendidas recopiladas en el estudio del desarrollo histórico del conjunto de shale plays seleccionado (Capítulo 6), muestran que gran parte de los problemas asociados con inestabilidad de pozo, operaciones de “*Side-track*” y reperforaciones que generaron costos adicionales y tiempos no productivos (NPT) se dieron en esta zona.

Teniendo en cuenta el tiempo promedio que toman los pozos perforados en el shale play Haynesville, según el estudio de Guo Q., (2012) y el pozo exploratorio en el VMM, un pozo con una profundidad total (MD) entre 16.500 y 18.000 pies (MD sugerida para los pozos en la formación Tablazo), podrían tomar entre 50 y 70 días, respectivamente.

**Figura 53:** Estado mecánico propuesto para la perforación en VMM con objetivo la formación Tablazo.



**Fuente:** Autor

Cabe resaltar que en las perforaciones en el shale play Haynesville se presentaron pérdidas de circulación y patadas de gas controlables en las profundidades entre 5.000 y 10.000 pies, estas dificultades fueron atribuidas a la presencia de fracturas naturales y fracturas inducidas generadas cuando se perforan pozos cerca a otros pozos productores, adicionalmente se presentaron problemas de derrumbamientos en la sección intermedia de los pozos, los cuales produjeron "washout" pronunciados. Las pérdidas de circulación se superaron con el uso de píldoras que contiene un material grueso y fibroso (con una concentración de 25 a 55 lb/bbl) que cubre y cura la zona de perdida de circulación con ayuda de una herramienta especial instalada en el BHA que ayuda a circular las píldoras y ubicarlas en la zona afectada, algunos de estos problemas se solucionaron con limpieza del hueco con carbonato de calcio en concentraciones de 5 a 15 lb/bbl, cuando no se obtuvo resultado reduciendo el peso del lodo. Los problemas de influjos en el shale Haynesville se deben a que las formaciones perforadas son sobre presionadas y la presión de la formación cambia muy rápido en intervalos pequeños, lo que dificulta la predicción de la presión, convirtiéndose en un gran desafío en el shale play Haynesville.

## 7.2.2 Fluido de perforación

En cuanto al fluido de perforación se recomienda usar fluidos base agua (WBM) para perforar las zonas de superficie e intermedia, debido a que en más del 95% de los pozos perforados en el shale play Haynesville de Estados Unidos se usó WBM para perforar estas secciones, por el contrario los WBM se descartan para la perforación de las secciones curva y lateral porque no ha tenido un rendimiento adecuado, adicionalmente su uso agudiza los problemas de estabilidad y limpieza de estas secciones, a continuación, se muestran las principales limitaciones de estos fluidos en las perforaciones de las secciones curva y lateral en el shale play Haynesville de Estados Unidos (shale play similar a la formación Tablazo en VMM).

- Los polímeros viscosificantes estándar (Goma Xanthan) se deterioran rápidamente y los costos de reparación y/o reemplazo son altos<sup>93</sup>.
- Variación en la reología del fluido, en especial la viscosidad, por la cal o influjos de CO<sub>2</sub> (generando mala limpieza, deficiente control de pérdidas de filtrado y alto coeficiente de fricción) <sup>93</sup>.
- Lubricidad inadecuada pues la adición de lubricantes a lodos bentoníticos de alto peso (>15lpg) contribuyen modestamente a reducciones de coeficiente de fricción <sup>93</sup>.
- Se excluyen aditivos tradicionales como biopolímeros y controladores de pérdida de filtrado por la degradación térmica<sup>94</sup>.

Las dificultades relacionadas con la perforación de las secciones curva y lateral se deben al ambiente hostil de temperatura (300-400°F) y presión (0.85-0.93 psi/pie), siendo estas condiciones y las diferencias de presión impredecibles al perforar, los principales retos para las operadoras del shale play Haynesville.

Para las secciones curva y horizontal en Haynesville se tiende a seleccionar fluidos base aceite (OBM) como se puede observar en la Figura 54, debido a que los fluidos base agua (WBM) tuvieron un bajo rendimiento en la perforación de estas secciones, aproximadamente se gastaron 7 días más en comparación con los pozos perforados con OBM de igual profundidad medida (MD), adicionalmente el uso de WBM ocasionaron problemas de inestabilidad del hueco por el gran tiempo de exposición del fluido en la formación bajo las condiciones de presión (0.85- 0.93 Psi/pie) y temperatura (300 - 400 °F) del shale play Haynesville, en una muestra de más de 230 pozos. El peso del lodo usado en las perforaciones en el shale

---

<sup>93</sup> BREENDEN, D. et al. "Haynesville performance review: Unique Clay-Free Water-Based Polymer Drilling Fluid System for application-specific unconventional shale producción intervals". 2011. Newpark Drilling Fluids. AADE-11-NTCE-39.

<sup>94</sup> DEVILLE, Jay. et al. "Development of Water-Based drilling fluids customized for shale reservoirs". 2011. Halliburton. SPE-140868.

Haynesville está entre 8,5 y 12 lb/gal en las secciones de superficie e intermedia, sin embargo las zonas sobre presionadas y las secciones curva y lateral se perforan con lodos de 15 a 17 lb/gal<sup>95</sup>.

**Figura 54:** Distribución de los fluidos de perforación en la secciones curva y lateral del shale plays Haynesville en EUA.



**Fuente:** GUO, Quanxin. et al. "Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned". 2012. MI-Swaco & Cornell University. SPE-158894.

Como se mencionó anteriormente en los últimos años debido a la responsabilidad ambiental y la cercanía a los centros urbanos de algunos shale plays en Estados Unidos, se ha evidenciado una tendencia por cambiar los fluidos OBM por un innovadores fluidos de perforación base agua, los llamados "Fluidos base agua de alto rendimiento" HPWBM por su siglas en inglés, los cuales han logrado rendimientos en la perforación similares a los OBM, con una reducción en los costos de fluido, menor impacto ambiental y además se pueden reusar de un pozo a otro, adicionalmente en Haynesville los OBM han presentado problemas de solubilidad del gas que dificultan el control del pozo.

Debido a lo anterior a continuación se muestran dos tipos de fluidos HPWBM que fueron aplicados en el shale play Haynesville de Estados Unidos, los cuales, por su rendimiento similar

<sup>95</sup> GUO, Quanxin. et al. "Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned". 2012. MI-Swaco & Cornell University. SPE-158894.

a los OBM, impacto ambiental, bajo costo en relación a los OBM y reúso, serán los sugeridos para perforar la sección curva y lateral de los pozos en la formación Tablazo en VMM, si se presentan condiciones HPHT.

**HPWBM 3 (Halliburton):**

Deville J., (2011) presenta un fluido base agua personalizado que fue aplicado en un campo del shale Haynesville, en el cual se utilizaron aditivos diseñados para un rendimiento adecuado en un ambiente de temperaturas altas. Es importante determinar el tipo y el contenido de arcillas del shale, mediante pruebas de difracción de rayos X; en este sentido Deville J., muestra los resultados de este estudio, concluyendo que el shale Haynesville posee arcilla con altos contenido de illita y poco de esmectita por lo que se descarta el hinchamiento de la misma y se espera dispersión de la arcilla, la composición de este fluido se puede observar en la Tabla 21.

**Tabla 21:** Formulación lodo base agua (WBM) personalizado

PRODUCTOS LB/BBL	15.5 Lb/gal	17.5 Lb/gal	OBJETO
Agua	243	216	-
Arcilla	10	10	-
Defloculante de alta temperatura	3	4	Control de floculación térmica
Surfactante Químicos	2	3	Reducción de fuerzas interfaciales, permitir altos pesos de lodo y altas cargas de solidos de baja gravedad
Diluyente	5	5	Control de floculación térmica
Estabilizador de shale	5	5	-
Polímero para el control de pérdidas de filtrado	2	2	Control de pérdidas de fluido a la formación
Soda Caustica	0.5	0.5	-
Agente Buffer	1.5	1.5	Combatir efectos de influjo de CO <sub>2</sub> , sin el potencial para hidrolisis de un polímero sintético.
Barita	380	490	-

**Fuente:** DEVILLE, Jay. et al. “Development of Water-Based drilling fluids customized for shale reservoirs”. 2011. Halliburton. SPE-140868.

Este lodo de 17.5 lb/gal fue probado en laboratorio bajo condiciones extremas de temperatura y tiempo (400°F y 48 hrs), simulando el peor escenario posible, adicionalmente se evaluó la reología y la pérdida de filtrado en los siguientes escenarios:

- Fluido envejecido (después de 48horas)
- Fluido envejecido con CO<sub>2</sub> (Presurizado a 200psi)
- Con 6% de sólidos de baja gravedad (sólidos del shale Haynesville y Bossier)
- Con 12% de sólidos de baja gravedad (sólidos del shale Haynesville y Bossier)
- Condiciones reales de presión y temperatura, variando desde 120°F/0psi y 400°F/10.000psi por un periodo de 24 horas en cada condición.

Como resultado de laboratorio este fluido no presento gelificación térmica progresiva, manejó los rigores de temperatura de manera adecuada, fue tolerante al CO<sub>2</sub>, solidos de baja densidad y conservo sus características incluso en el escenario irreal de 12% de sólidos.

**Aplicación en campo:** El HPWBM se utilizó en Red River Parish en Luisiana, región caracterizada por ser una de las más demandantes térmicamente del shale Haynesville. El sistema fue introducido en el pozo desde el tope de la formación Bossier a 10.700 pies, hasta una profundidad total (MD) de 17.800 pies en la formación Haynesville, debido al diseño complejo del pozo horizontal no se pudo asentar casing por lo que el fluido estuvo en hueco abierto por 45 días<sup>96</sup>. Con el tiempo se observó un influjo de CO<sub>2</sub> (>8.000 ppm), en este instante el lodo se puso a prueba manejando de manera adecuada el influjo con efectos adversos mínimos en la reología, cabe resaltar que cuando el equipo de remoción de gas estuvo fuera de servicio el lodo tuvo ascensos considerables en sus propiedades reológicas, que se trataron fácilmente con los aditivos base utilizados en la formulación del fluido. Se registraron temperaturas de 350°F en donde el lodo no presentó problemas y, por último, no se generaron inconvenientes durante los viajes de tubería a superficie y de vuelta a fondo, así como las ROP fueron comparables con las de los pozos offset, una vez se completó el pozo se determinaron los “*washout*” de un 8.5%.

Finalmente se consideró que el sistema HPWBM tuvo un desempeño muy bueno en un pozo difícil en una zona complicada, y las propiedades observadas en campo fueron muy similares a las observadas en laboratorio, mostrando un gran mérito<sup>96</sup>.

---

<sup>96</sup> DEVILLE, Jay. et al. “Development of Water-Based drilling fluids customized for shale reservoirs”. 2011. Halliburton. SPE-140868.

## HWBM 4 (Newpark Drilling):

Teniendo en cuenta las dificultades presentes en el shale Haynesville Breeden D., (2011), lleva a cabo un estudio con el fin de formular un nuevo HPWBM que cumpla con las siguientes condiciones:

- Estabilidad térmica a temperaturas mayores a 400°F.
- Resistencia al CO<sub>2</sub>, ripios, H<sub>2</sub>S, cemento y otros contaminantes.
- Buena lubricidad a altas temperaturas y presiones, comparables con los OBM.
- Estabilidad del pozo.
- Reutilizable después del reacondicionamiento.
- Resistencia a la barita en aplicaciones de alta densidad.
- Formulación de oferta ecológica adecuada para tener amplias opciones de disposición del fluido y ripios y ventajas HSE.
- Competir con el rendimiento y costos de los OBM.

Con el fin de llevar a cabo este reto se desarrolló los siguientes componentes:

**Componente A:** Es un agente viscosificante y de suspensión avanzado, con estabilidad a temperaturas de 425°F (en laboratorio) y resistencia a contaminantes comunes en Haynesville como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, a medida que la temperatura aumenta en un rango entre 75 y 400°F, muestra una modesta degradación y mantiene la reología. Además, no se ve afectado por el alto contenido de sólidos (Estable hasta 18lb/gal con 12% de solidos de perforación) y CO<sub>2</sub>.

**Componente B:** Es un potenciador de rendimiento a altas condiciones de presión y temperatura, el cual proporciona coeficientes de fricción como el de los OBM (0.04-0.09), mejorando las tasas de penetración (ROP) y permitiendo un viaje eficiente de la sarta, “*casings*” o “*liner*” en la operación. Es efectivo en bajas concentraciones e igual que el componente A, se probó en laboratorio a una temperatura de 425°F.

**Componente C:** Es un modificador de reología, el cual ajusta la reología con el fin de optimizar la hidráulica de la perforación y la capacidad de limpieza del hueco en concentraciones muy bajas.

**Componente D:** Es un acondicionador de lodo.

Posterior a las pruebas de laboratorio el fluido se aplicó en la perforación de la zona lateral (producción) de 24 pozos en el shale Haynesville. El primer pozo en el que se aplicó el nuevo fluido el KOP se situó a una profundidad de 11.300 pies, en donde se inició la fase curva, la

cual se perforo sin incidentes, baches de alta viscosidad se bombearon de manera regular para ayudar la limpieza del hueco, la perforación se llevó a cabo a una ROP de 19pies/h, hasta una profundidad de 12.2000 pies. Posteriormente se perforó a una ROP de 39 pies/h y se aumentó el peso del fluido en 0.25 lb/bbl por recomendaciones de laboratorio, para mejorar integridad y remover solidos de baja gravedad. Posteriormente se incrementó la ROP en un rango entre 90 y 120 pies/h y se perforaron 1.003 pies en 24 horas. Hasta este momento el pozo se perforo en tiempo record en comparación con los perforados con OBM según el operador del campo. Después de un corto viaje de limpieza se reanudo la perforación a una ROP de promedio de 30 pies/hr mientras se desliza y 50 a 80 pies /hr mientras se rota, en las siguientes 24 horas se perforaron 1.110 pies. En este punto se realizó un viaje de limpieza y la concentración de solidos de baja gravedad (LGS) aumentó por encima del 6% lo que aumenta el coeficiente de fricción, por lo tanto, se reduce lubricidad. Para aumentar la lubricidad del lodo se bombearon 250 barriles de fluido activo a un tanque de frac y se reemplazaron por fluido nuevo<sup>97</sup>.

A medida que la perforación continuaba la relación potenciador/lubricante aumento a un 4% para facilitar la corrida del “*casing*” la ROP de los últimos 1.000 pies estuvo entre 30 y 45 pies/h, al llegar a 17.000 pies inicia la limpieza del hueco, la cual consiste en viajes de limpieza, “*backreaming*” y circulación durante cada operación, hasta verificar que el pozo estuviera limpio. La longitud lateral total fue de 5.400 pies y en general la operación se llevó a cabo como se esperaba con ROP y estabilidad de pozo que coincidieron con las perforaciones anteriores con OBM. Cabe destacar que el fluido se preparó en la locación, eliminados costos de transporte y otros gastos que corresponden a gran parte de los gastos de los OBM<sup>97</sup>.

**Resultados generales en los 24 pozos en donde se aplicó el “HPWBM 4” en el shale Haynesville:** Los 24 pozos en los que se aplicó el HPEWBM fueron comparados con 11 pozos en donde se aplicó OBM usando datos de operadores de Haynesville. Los 35 pozos se encuentran en los municipios DeSoto, Red River y Sabine del estado de Louisiana. La similitud en cuanto a la geología y longitud de la sección lateral de los pozos permitió comparar el rendimiento y costo entre los dos tipos de fluidos de perforación. La longitud medida (MD) promedio utilizada para el análisis fue de 16.330 pies y la longitud lateral 5.350 pies (intervalo de producción). La Tabla 22 muestra los resultados de la comparación entre los dos fluidos, cabe destacar que el ahorro total con el uso del HPWBM en comparación con el OBM fue de US\$700.000 por pozo, lo cual incluye la eliminación de accesorios, ahorro en costos de lodo, ahorro del tiempo en días de perforación y ROP mejoradas.

---

<sup>97</sup> BREENDEN, D. et al. “Haynesville performance review: Unique Clay-Free Water-Based Polymer Drilling Fluid Sistem for application-specific unconventional shale producción intervals”. 2011. Newpark Drilling Fluids. AADE-11-NTCE-39

Breended D., (2011) argumenta que la eficiencia del proceso de mezcla del fluido y su calidad inicial dependen del equipo empleado y su disposición, el cual básicamente consiste en:

1. Un tanque de una capacidad de 200 bbl o más para la mezcla, con una bomba diésel de alto volumen de auto contenido y un de “Hopper” de mezcla.
2. Un tanque de barita a granel para ser usado únicamente para un peso máximo en el tanque de mezcla.
3. Almacenamiento suficiente para almacenar el volumen de fluido requerido, así como cualquier exceso de volumen generado en la operación, pueden ser tanques frac.

Inicialmente la “shakers” debe tener una maya API de 100 mesh durante las 2 o 3 primeras circulaciones, hasta que el sistema de fluido este homogéneo, entonces se reemplaza por una API 140 mesh, que han demostrado ser optima en la mayoría de los casos.

**Tabla 22:** Paralelo entre el nuevo WBM y el OBM en el shale play Haynesville

PARÁMETRO	NUEVO WBM	OBM
Costo de logística y disposición por pozo (US\$)	14.700	17.000
Costo del fluido (US\$/pie)	25,41	27,66
ROP promedio (pies/día)	332	242
<b>OBSERVACIONES</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El costo de OBM incluye el diésel usado en la locación para el sistema dilución necesario durante la operación.</li> <li>✓ El costo del nuevo WBM comparado con el OBM es favorable debido a que se puede reutilizar en otros pozos, posterior a un proceso de reacondicionamiento estándar, el cual incluye el ajuste de sólidos de baja gravedad.</li> <li>✓ Los pozos perforados con el nuevo WBM en promedio tomaron 7,5 días menos que los perforados con OBM, lo que generó un ahorro de US\$450.000 por pozo (US\$60.000/día).</li> <li>✓ La reducción de las ROP en pies /día se dio por la eliminación de tiempo no productivos asociados a la preparación y localización de la plataforma para el uso de OBM y la mejora de las ROP en pies/h por el nuevo tipo de lodo.</li> <li>✓ Los tiempos de “reaming” y corrida de “casing” son iguales en ambos casos.</li> </ul>		

**Fuente:** Autor., a partir de datos publicados en: BREENDEN, D. et al. “Haynesville performance review: Unique Clay-Free Water-Based Polymer Drilling Fluid Sistem for application-specific unconventional shale producción intervals”. 2011. Newpark Drilling Fluids. AADE-11-NTCE-39.

Finalmente estos fluidos son recomendados para las perforaciones con objetivo la formación Tablazo, en casos en donde se esperen ambientes hostiles de temperatura y presión, sin embargo en caso de que se mantenga las condiciones mostradas en la Tabla 10, se sugieren usar los fluidos “HPWBM 1” y “HPWBM 2”, ya que según la información recopilada del análisis de núcleos en el pozo La Luna-1, en la formación tablazo no se presentarían condiciones de presión y temperatura similares al shale play Haynesville en EUA.

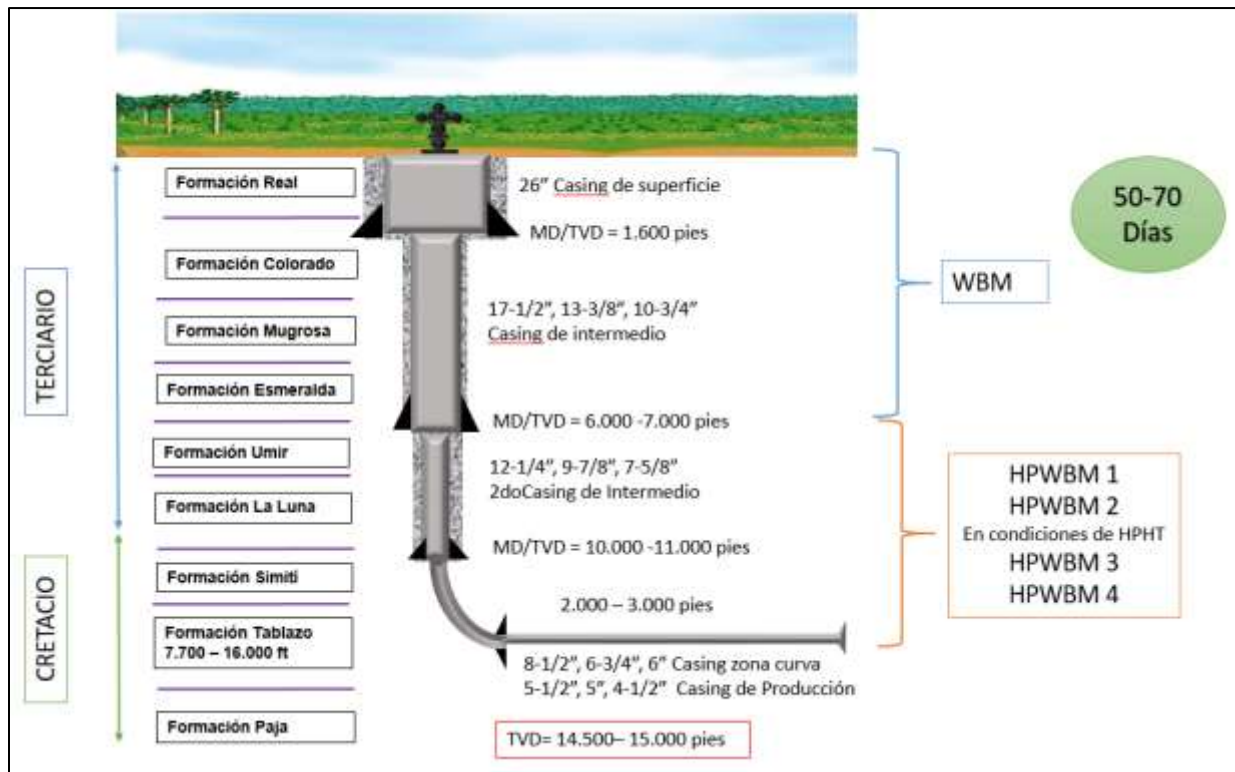
### **7.2.3 Propuesta para la perforación en la formación Tablazo en VMM.**

Finalmente teniendo en cuenta las secciones anteriores, la propuesta en cuanto a perforación para el desarrollo de shale plays en la cuenca VMM con objetivo la formación Tablazo, se resume en la Figura 55, en donde se sugiere WBM para perforar las 2 primeras secciones y evaluar los fluidos de ultima generación (HPWBM) en las secciones restantes, especialmente en las secciones curva y lateral, con el fin de reemplazar los OBM.

Cabe resaltar que para este caso se dugieren 4 fluidos de ultima generación puesto que la formación Tablazo presenta similitud con los shale plays Eagle Ford y Haynesville, por tanto se recomienda evaluar el uso de los HPWBM 3 y 4, los cuales se desempeñaron de manera excelente en ambientes HPHT (En Haynesville), en caso de tener condiciones similares en la perforación de los primeros pozos horizontales en esta formación y los HPWBM 1 y 2, se recomiendan para los primeros pozos, como una opción para optimizar costos y reducir efectos ambientales asociados.

Adicionalmente se recomienda evaluar las técnicas RSS y MPD para la perforación, especialmente en las secciones curva y lateral.

**Figura 55:** Propuesta para la perforación en la cuenca VMM, con objetivo la formación Tablazo.

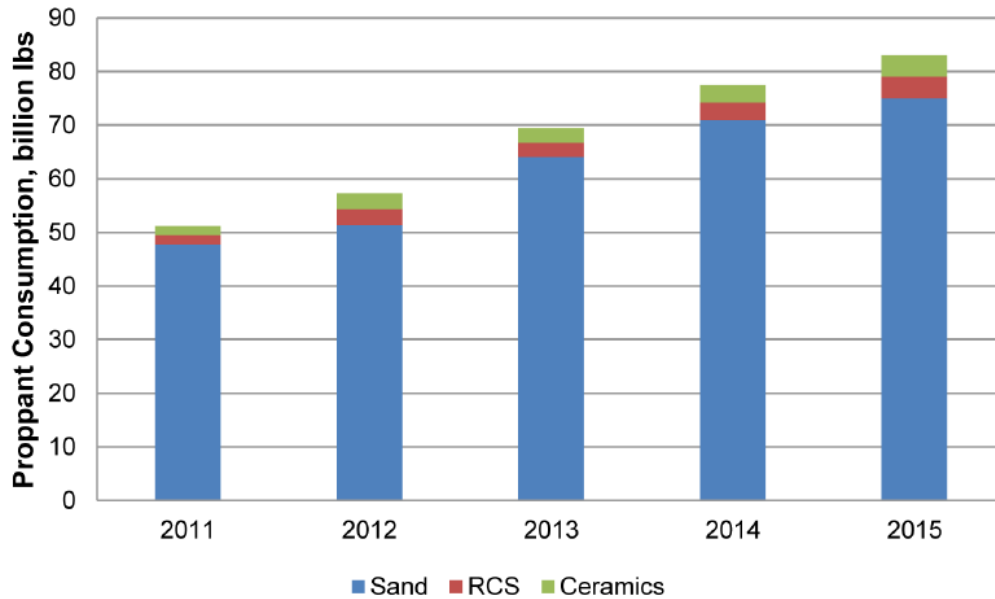


**Fuente:** Autor.

### 7.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA FORMACIÓN LA LUNA Y TABLAZO.

Teniendo en cuenta que los shale plays Eagle Ford y Haynesville en Estados Unidos se consideran similares a las formaciones prospectivas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena según la analogía por comparación desarrollada en este trabajo, para la propuesta del diseño de fracturamiento hidráulico conceptual, los propantes más usados en estos shale plays son los principales candidatos a utilizar. Como se puede observar en la Tabla 5, los propantes más usados en los shale plays Eagle Ford y Haynesville son: arena 40/70, arena 30/50, cerámico resinado (CRC) 40/70, ISP 40/70, y 30/50 ISP. Cabe resaltar que en Estados Unidos el propante más utilizado es el tipo arena como se puede observar en la Figura 56 la cual muestra un incremento en el uso de arenas de 77,4 billones de libras en el año 2011 a 83 billones de libras en el año 2015.

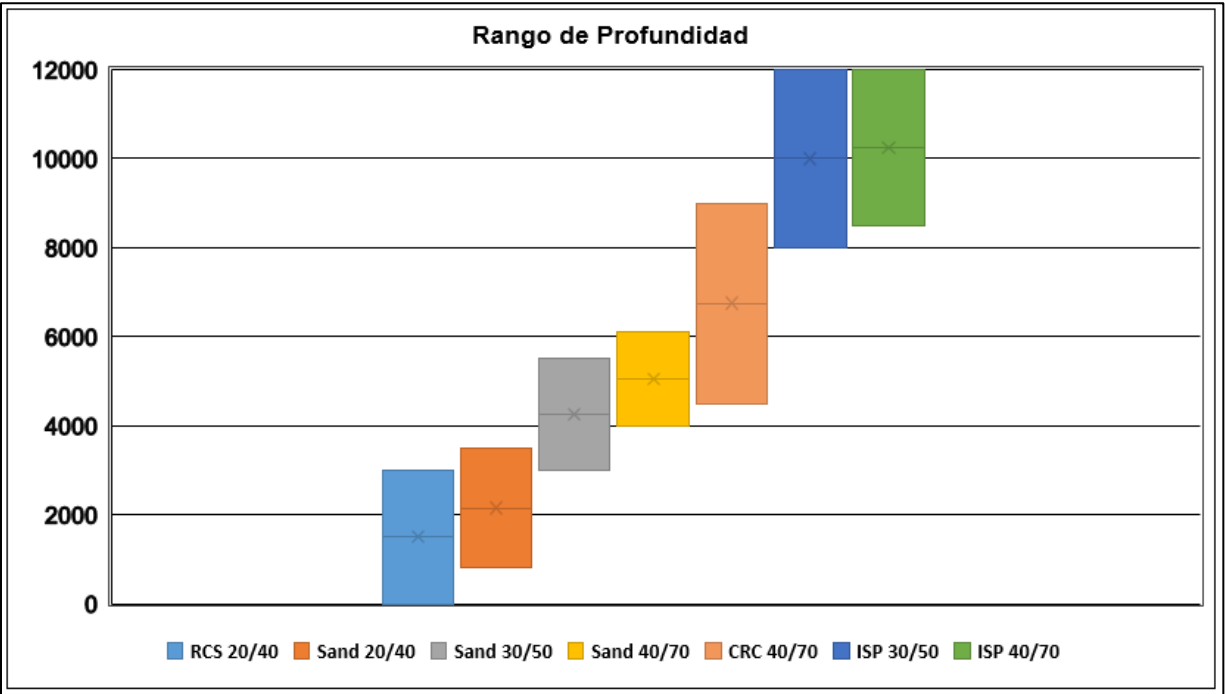
**Figura 56:** Consumo de propantes para fracturamiento hidráulico en Estados Unidos



**Fuente:** MOHAMMED, Sayed. et al. "Overview of existing proppant technologies and challenges". 2015. Aramco Services. SPE-172763.

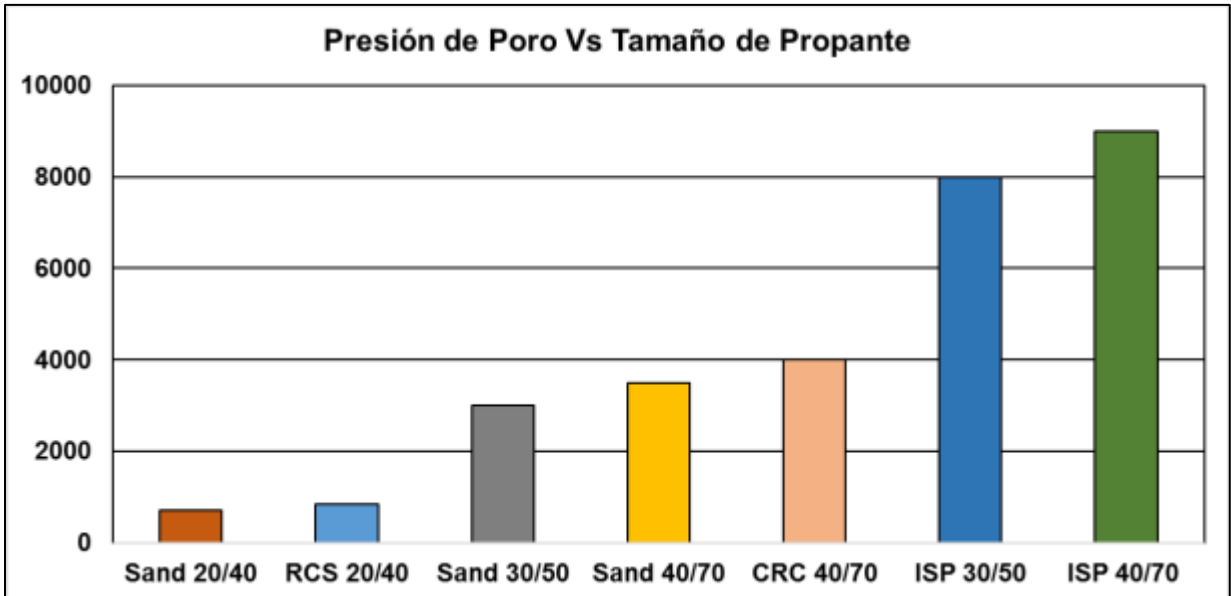
A continuación, en las graficas 57, 58 y 59 y la tabla 23 se puede observar la relación entre cada uno de los propantes anteriormente mencionados y la profundidad, presión de cierre, presión de poro y fragilidad de la roca, los cuales son útiles para la selección del propante en la propuesta del diseño conceptual para las operaciones de fracturamiento hidráulico en VMM.

**Figura 57:** Profundidad de aplicación para cada tipo de propante.



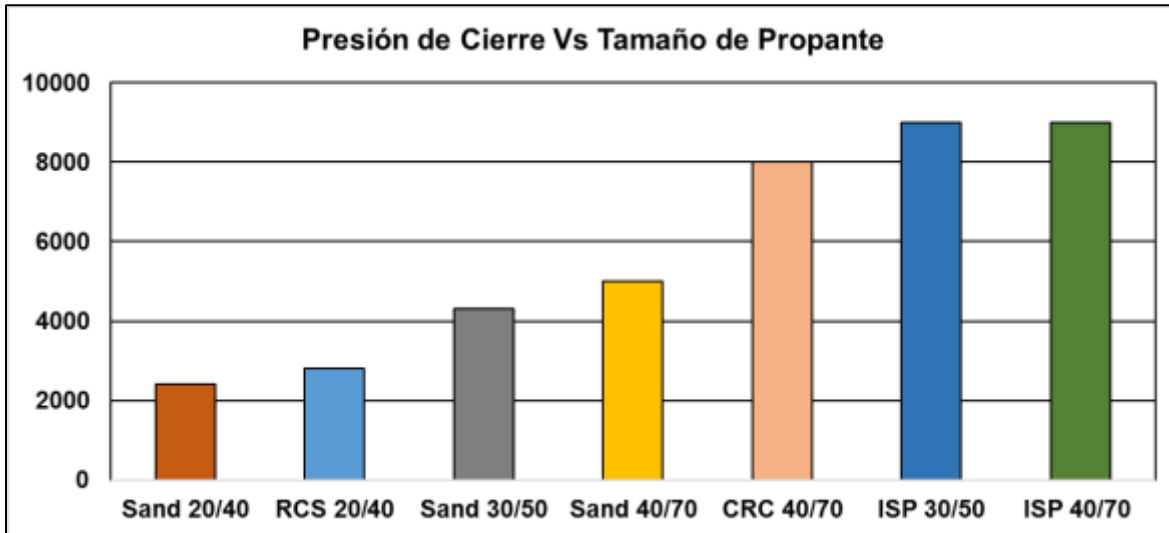
Fuente: Autor.

**Figura 58:** Aplicación según Presión de poro.



Fuente: Autor.

**Figura 59:** Aplicación según Presión de cierre.



Fuente: Autor.

**Tabla 23:** Relación entre fragilidad y tipo de propante.

PROPANTE	FRAGILIDAD (%)	CONCENTRACIÓN MIN. (Lb/Gal)	CONCENTRACIÓN MAX. (Lb/Gal)
<b>SAND 20/40</b>	<40	2	4,5
<b>RCS 20/40</b>	<30	2	4,5
<b>SAND 30/50</b>	>50	0,6	2,5
<b>SAND 40/70</b>	>50	0,6	3,3
<b>CRC 40/70</b>	>60	1	1
<b>ISP 30/50</b>	<20	1	1.5
<b>ISP 40/70</b>	<20	1	1.5

Fuente: Autor.

### 7.3.1 Diseño Conceptual para fracturamiento hidráulico en la formación La Luna.

La propuesta de diseño conceptual de fracturamiento hidráulico para la formación La Luna en VMM se fundamentó en diseños que optimizaron el rendimiento de los pozos en cuanto a producción y red de fracturas eficientes en el shale play Eagle Ford de Estados Unidos, dentro de los cuales se destaca el diseño de fracturamiento hidráulico usado actualmente en la zona de La Salle, zona de producción de petróleo liviano el cual es está entre 33 y 40°API y gas condensado, porque ha aumentado el rendimiento de producción de los pozos en aproximadamente un 40 %. El diseño consiste en 19 etapas de fracturamiento, de la etapa 1 a la 17 con 5 clusters por etapa y las etapas 18 y 19 con 4 clusters por etapa, el espaciamiento entre las etapas está entre 200 y 300 pies ya que al usar este espaciamiento, el factor de recobro en la zona mejora, porque la producción acumulada de los tres pozos es mucho mayor a la producción de un pozo individual, a pesar de que la presencia de pozos vecinos reduce el rendimiento inicial de un pozo individual en un 7% si tiene un sólo un pozo vecino y 15% si tiene dos pozos vecinos<sup>98</sup>.

A partir del diseño anterior y la longitud lateral sugerida para los pozos en la formación La Luna (3.000 pies) se sugiere un diseño conceptual de completamiento con las siguientes características: 12 etapas, con un espaciamiento de 250 pies, se recomienda un fluido de fracturamiento híbrido entre slickwater, gel entrecruzado con el fin de mejorar la conductividad de la fractura, cabe resaltar que el tamaño del propante debe incrementar junto con la concentración en las diferentes etapas de fracturamiento híbrido. Es importante tener en cuenta que la distribución de las etapas en la sección horizontal no debe ser geoméricamente equidistantes, puesto que su ubicación esta sujeta a la heterogeneidad de la formación en cuanto a calidad en la lateral del pozo, para efectos de este estudio se consideran equidistantes en la propuesta puesto que no se cuenta con la caracterización geomecánica y geoquímica en detalle.

Para la selección del propante se tiene en cuenta las figuras 57, 58 y 59, y la Tabla 23, adicionalmente las propiedades de la formación La Luna (Tabla 10) y considerando una presión de cierre esperada mayor a 8.000 psi. En este orden de ideas los propantes que aplican para el diseño conceptual de fracturamiento en la formación La Luna son los ISP 20/40 y ISP 30/50, en concentraciones entre 1 y 1,5 lb/gal, adicionalmente el propante arena 100 mesh, el cual es usado en el shale play Eagle Ford de EUA, para acondicionar la zona cercana a la cara del pozo.

---

<sup>98</sup> CENTURION, Sergio et al. "Lessons Learned From an Eagle Ford Shale Completion Evaluation". 2014. Baker Hughes & Cheyenne Petroleum. SPE 170827.

Los problemas asociados a las operaciones de fracturamiento hidráulico en el shale play Eagle Ford de Estados Unidos se deben tener en cuenta como posibles problemas en las operaciones de fracturamiento en la formación La Luna en VMM, con el fin de tener presente en caso de que sucedan. Cabe resaltar que se evitarán con los diseños propuestos. Los principales inconvenientes fueron:

- Baja concentración de propante en la etapa inicial del desarrollo del campo, lo que generó una red de fracturas ineficiente y por consiguiente un bajo rendimiento de los pozos, debido a que no se conocía el ambiente de esfuerzos anisotrópico en el que se encuentra la formación Eagle Ford, por tanto no se utilizaron altas concentraciones de propantes en el fluido de fractura; esta contingencia se solucionó utilizando un mayor volumen de propante (80.000 lb/cluster) respecto a los tratamientos de fracturamiento usados anteriormente en la zona de petróleo del Eagle Ford en los cuales se usó de 30.000 a 60.000 lb/cluster<sup>99</sup>.
- Poco espaciamiento entre etapas de fracturamiento (< 200 pies), ocasionó bajo rendimiento de los pozos en cuanto a producción, esta contingencia se solucionó con el espaciamiento entre 200 y 300 pies mostrado en el estudio de Centurion S., (2014).

Es importante destacar que en el Shale play Eagle Ford los volúmenes de agua utilizados son mucho mayores comparados con los volúmenes utilizados en otros shale plays de Estados Unidos, con un promedio de 100M bbl de agua por tratamiento de fracturamiento<sup>100</sup>, de manera que se propone trabajar en la optimización de los volúmenes de agua por tratamiento, en el desarrollo del shale play de la formación La Luna en el VMM. El diseño conceptual de fracturamiento hidráulico para la estrategia de desarrollo de la formación La Luna en VMM se muestra en la Tabla 24.

---

<sup>99</sup> AL-TAILJI, Wadhah. et al. "Optimizing Hydraulic Fracture Performance in the Liquids-Rich Eagle Ford Shale - How Much Proppant Is Enough?". 2014. EF Energy & StrataGen. SPE 170785.

<sup>100</sup> ROBERT, Christopher. et al. "Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Fluid System Trends". 2013. PacWest Consulting Partners. SPE 163875.

**Tabla 24:** Diseño de fracturamiento hidráulico propuesto para el desarrollo del shale play de la formación La Luna en el VMM

<b>Formación</b>	<b>La Luna (Miembros Salada y Galembo)</b>
<b>Tipo de fluido bombeado*</b>	Hibrido (Slickwater y Gel crosslinked)
<b>Promedio de fluido bombeado (Bbl/etapa)<sup>1,2</sup></b>	12.000
<b>Tipo de propante bombeado*</b>	Sand 100 mesh ISP 20/40 ISP 30/50
<b>Cantidad de propante bombeado (lb/Etapa)<sup>1,2</sup></b>	320.000
<b>Tasa de bombeo (bbl/min)<sup>1,2</sup></b>	30-40
<b>Volumen de agua bombeada por tratamiento de fracturamiento (bbl)<sup>1,2</sup></b>	144.000
<b>Numero de etapas de fracturamiento por pozo*</b>	11
<b>Espaciamiento entre etapas (pies)<sup>1,2</sup></b>	250
<b>Clusters por etapa*</b>	4
<b>Estilos de completamiento <sup>1,2</sup></b>	Plug-and-Perf ó Sliding Sleeve
* Estimados por el autor, a partir del análisis de la información producto del estudio 1.CENTURION, S. 2014 2. AL-TAILII, W. 2014	

**Fuente:** Autor

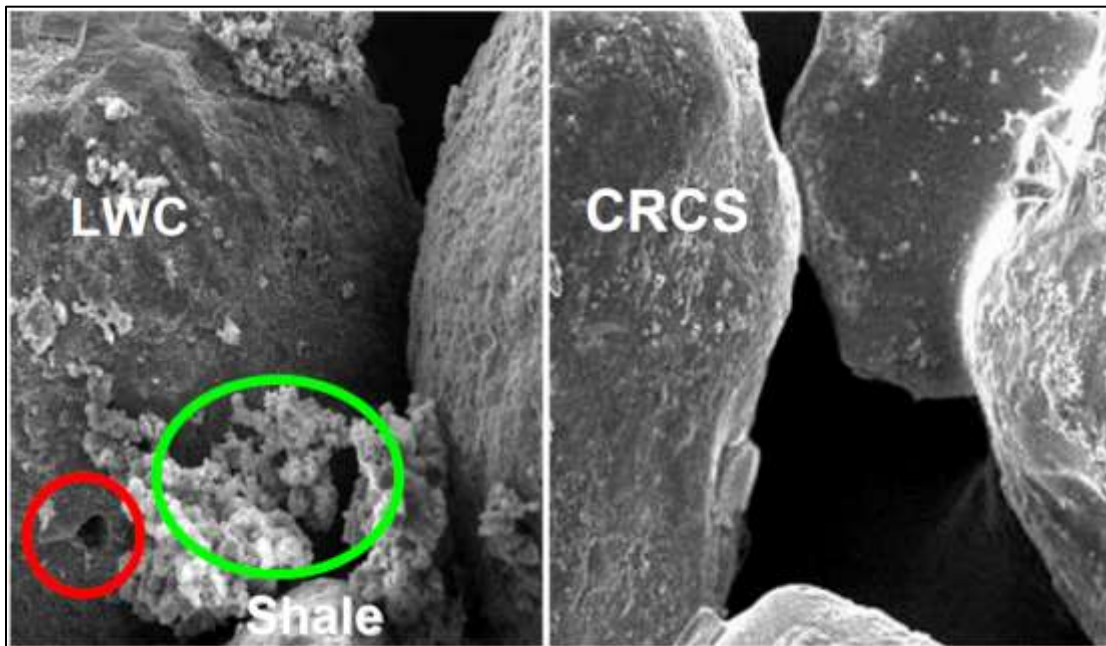
### 7.3.2 Diseño Conceptual para fracturamiento hidráulico en la formación Tablazo.

La propuesta de diseño conceptual de fracturamiento hidráulico para el desarrollo del “sweet spot” ubicado en la base de la formación Tablazo, considerado como posible shale play de gas seco, se fundamentó en diseños que optimizaron el rendimiento de los pozos en cuanto a producción y red de fracturas eficientes en el shale play Haynesville de Estados Unidos, dentro de los cuales se destacan los presentados por Xie X., (2012) y Thomson J., (2010). En este orden de ideas se recomienda el siguiente diseño para este “sweet spot”: 10 etapas de fracturamiento, espaciadas 300 pies, se recomienda un fluido de fracturamiento tipo hibrido entre slickwater y gel lineal ó reticulado. Según los estudios anteriormente mencionados en el shale play Haynesville (Xie X., 2012 y Thomson J., 2010) los diseños base para la propuesta

aumentaron la producción de los pozos (Mayor a 5MM Scf/d), respecto a los diseños usados inicialmente en Haynesville. De igual forma que en la propuesta para el fracturamiento de la formación La Luna, es importante recordar que la distribución de las etapas dependerá de las propiedades mecánicas y geoquímicas en la sección lateral del pozo.

Para la selección del tipo de propante se tuvieron en cuenta las Figs 57, 58 y 59 y la Tabla 23, adicionalmente las propiedades de la formación Tablazo (Tabla 10) y considerando una presión de cierre esperada mayor a 8.000 psi. En este sentido los propantes que aplican para el diseño conceptual de fracturamiento en la formación Tablazo son los ISP 20/40, ISP30/50 y los propantes cerámicos resinados 20/40, 30/50 y 40/70, estos últimos (CRC) fueron implementados en el shale Haynesville con el fin de manejar la diagénesis del propante, la cual consiste en la generación de un mineral aluminio silicato, similar a la arcilla, producto de la interacción entre el propante cerámico o bauxita con la sílice del shale. El impacto que genera este fenómeno a altas temperaturas y profundidades es bastante considerable, como es el caso del shale Haynesville, reduciendo la resistencia del propante y la conductividad de la fractura (Figura 60)<sup>101</sup>.

**Figura 60:** Diagénesis del propante en el shale Haynesville.



**Fuente:** TERRACINA, John. Et al. “Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations”. 2010. SPE 135502.

<sup>101</sup> TERRACINA, John. Et al. “Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations”. 2010. SPE 135502.

La principal dificultad asociada a las operaciones de fracturamiento hidráulico en el shale play Haynesville se dió en los primeros diseños de fracturamiento, en los cuales se detectó una baja concentración y un tamaño inapropiado de propantes, debido a que en diseños más recientes al aumentar la concentración de propante de 1.000 a 1.330 lb/cluster y cambiar el propante utilizado por uno de menor tamaño y más ligero (Arena recubierta con resina 40/70) el rendimiento de los pozos mejoró entre un 30 y 50%. Adicionalmente se consideraron como contingencias a tener en cuenta para el desarrollo de la formación Tablazo, los presentados en otros shale plays por su similitud en algunos criterios de la analogía realizada en este trabajo, los cuales básicamente fueron: Fracturamiento inicial ineficiente (Red de fracturas ineficaz ó tasa de inyección insuficiente, lo cual hace que no se pueda bombear la concentración de propante diseñada), debido a que no se consideró la anisotropía de los esfuerzos y la heterogeneidad de la formación en la sección lateral del pozo y el inadecuado espaciamiento de los clusters, ya que si el espaciamiento es pequeño habrá interferencia de las fracturas, adicionalmente se recomienda que la longitud de los clusters no sea mayor a 4 veces el diámetro del hueco para prevenir la interferencia de fracturas. El diseño de fracturamiento hidráulico para la estrategia de desarrollo de la formación Tablazo en VMM se muestra en la Tabla 25.

La propuesta de diseño de fracturamiento hidráulico para el desarrollo del “*sweet spot*” ubicado en el tope de la formación Tablazo (posible shale play de Gas rico ó húmedo) se consideró el mismo diseño sugerido como posible aplicación en la formación La Luna, como se puede observar en la Tabla 25, del mismo modo se hacen las sugerencias expuestas para esta operación en la formación La Luna, fundamentado en el diseño de fracturamiento hidráulico de mejor rendimiento en la zona La Salle (Eagle Ford), porque es un diseño que ha aumentado la producción de los pozos en aproximadamente un 40%.

**Tabla 25:** Diseño de fracturamiento hidráulico propuesto para el desarrollo del shale play de la formación La Luna en el VMM

Formación	Tope de la Fm. Tablazo	Base de la Fm. Tablazo
<b>Tipo de fluido bombeado*</b>	Hibrido (Slickwater y Gel crosslinked)	Hibrido (Slickwater y Gel lineal)
<b>Promedio de fluido bombeado (Bbl/etapa)</b>	12.000 <sup>1,2</sup>	10.000 <sup>3,4</sup>
<b>Tipo de propante bombeado*</b>	Arena 100 Mesh ISP 20/40 ISP 30/50	Arena 100 Mesh CRC 30/50 CRC 40/70
<b>Cantidad de propante bombeado (lb/Etapa)</b>	320.000 <sup>1,2</sup>	300.000 <sup>3,4</sup>
<b>Tasa de bombeo (bbl/min)</b>	30-40 <sup>1,2</sup>	30-50 <sup>3,4</sup>
<b>Volumen de agua bombeada por tratamiento de fracturamiento (bbl)</b>	144.000 <sup>1,2</sup>	100.000 <sup>3,4</sup>
<b>Numero de etapas de fracturamiento por pozo*</b>	11	10 <sup>3,4</sup>
<b>Espaciamiento entre etapas (pies)</b>	250 <sup>1,2</sup>	300 <sup>3,4</sup>
<b>Clusters por etapa*</b>	4	4
<b>Estilos de completamiento*</b>	Plug-and-Perf ó Sliding Sleeve	Plug-and-Perf ó Sliding Sleeve
* Estimados por el autor, a partir del análisis de la información producto del estudio 1. CENTURION, S. 2014 2. AL-TAILII, W. 2014 3. THOMSON, J. 2010 4. XIE, X. 2010		

**Fuente:** Autor

Finalmente se sugiere que los diseños propuestos para el fracturamiento hidráulico en las formaciones La Luna y Tablazo en VMM sean monitoreados inicialmente con el fin de robustecer los modelos 3D del yacimiento, obtener mejores simulaciones de fracturamiento hidráulico, perfeccionar las operaciones y prevenir contingencias como interferencia de red de fracturas, red de fracturas ineficientes, propagación de la red de fracturas en zonas de riesgo geológico como acuíferos y fallas, entre otros.

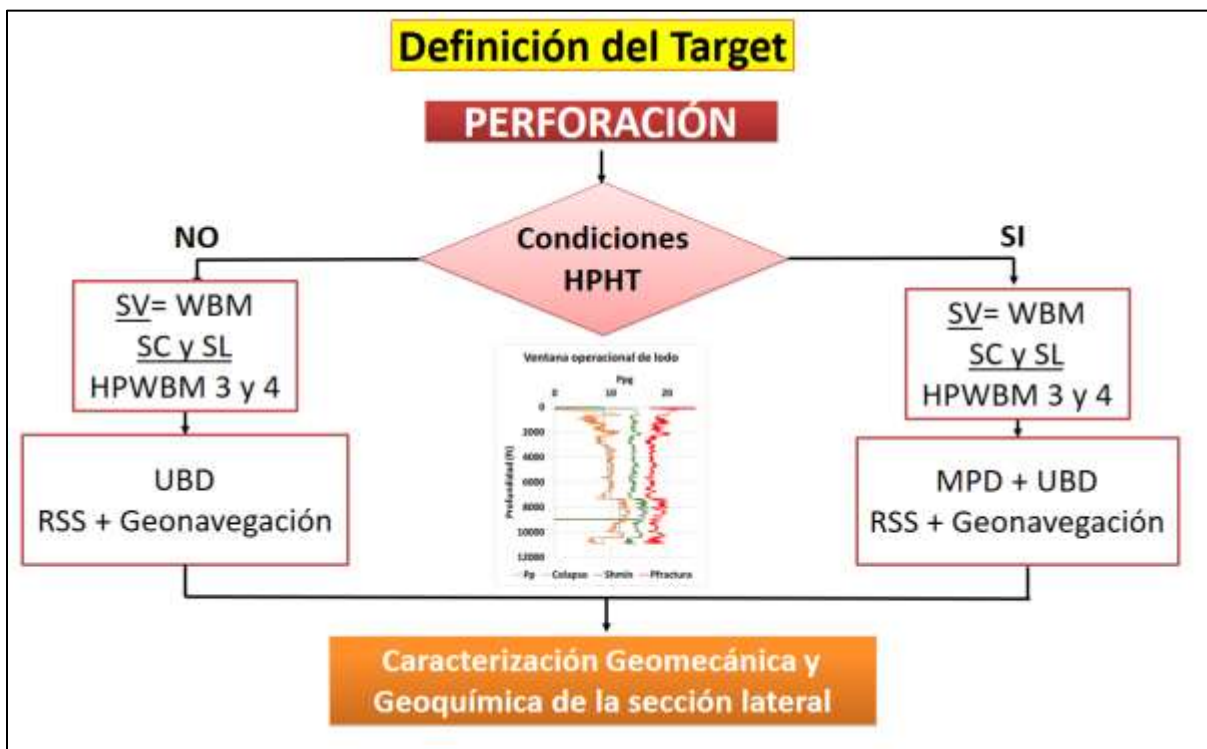
Para el monitoreo microsísmico como se reportó en el capítulo 4 se sugiere usar los softwares de la compañía Schlumberger (NetMod y StimMap) para el diseño de la red de geófonos y la ejecución de la operación, ya que se ha demostrado su eficiencia. En este sentido el

espaciamiento de los geófonos y del pozo monitor se determinará con el conjunto de software anteriormente mencionado y la ayuda de expertos.

#### 7.4 ESQUEMA GENERAL DE LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE SHALE PLAYS EN LA CUENCA VMM (FASE PILOTO)

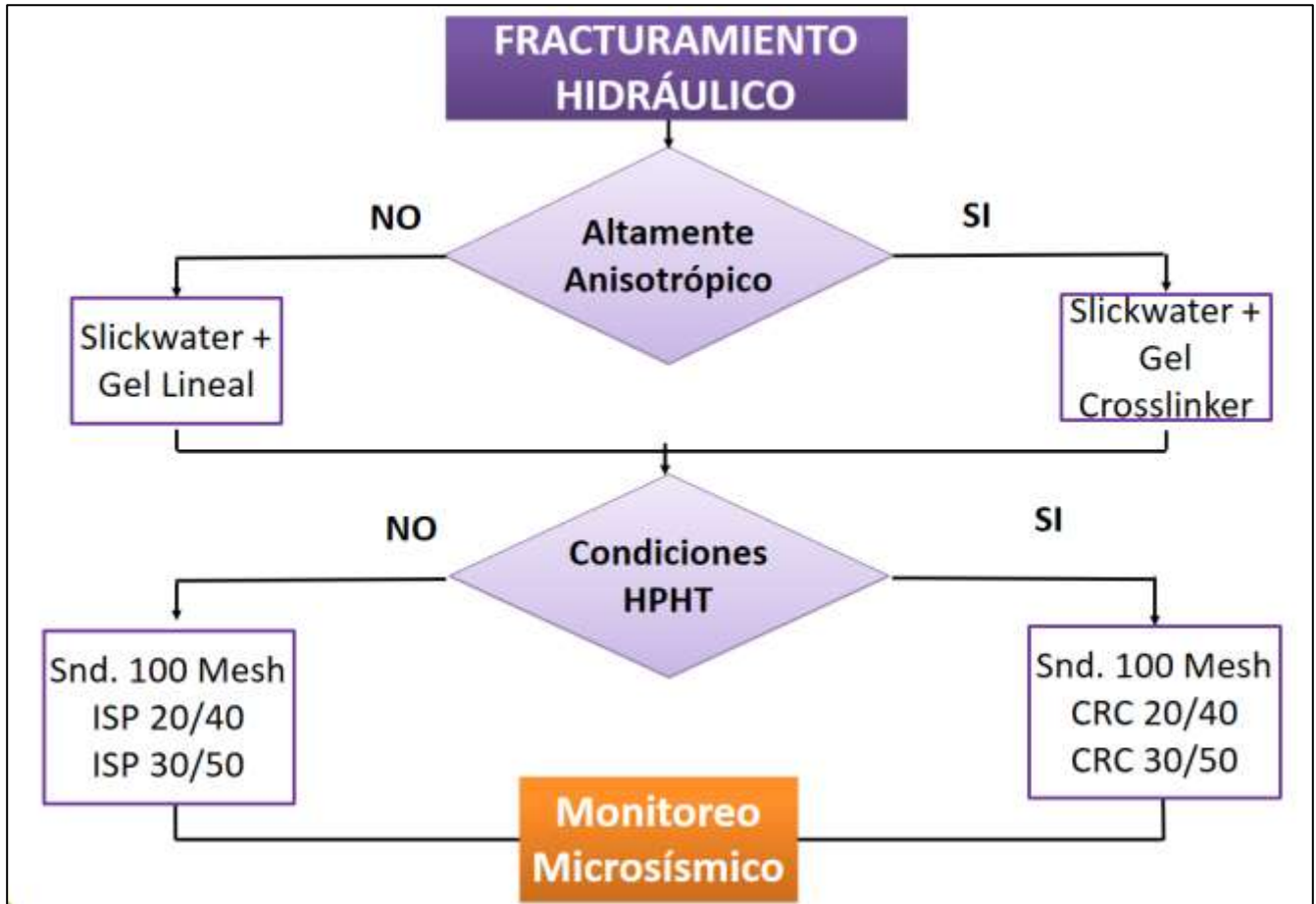
A continuación, las Figuras 61 y 62 muestran de manera general los parámetros principales para los diseños de perforación y completamiento conceptuales que hacen parte de la propuesta de desarrollo de shale plays en la cuenca VMM, en la fase piloto, producto de este trabajo.

Figura 61: Perforación en VMM



Fuente: Autor

Figura 62: Fracturamiento Hidráulico en VMM



Fuente: Autor

## 8. CONCLUSIONES

La formación La Luna en la cuenca del VMM se considera similar al shale play Eagle Ford y la formación Tablazo en la cuenca del VMM, se considera similar a los shale play Eagle Ford y Haynesville de Estados Unidos.

Los principales retos operacionales en la etapa de desarrollo de shale plays están asociados la estabilidad de las secciones curva y lateral del pozo, propagación e interferencia de la red de fracturas, posicionamiento del propante y distribución de las etapas y clusters de fracturamiento.

El estudio del desarrollo histórico del conjunto de shale plays seleccionados, mostró la importancia que tienen los modelos geomecánicos y geoquímicos en la optimización de las operaciones de perforación y fracturamiento hidráulico para mejora el rendimiento de los pozos en cuanto a producción.

El monitoreo microsísmico es una técnica de gran utilidad en la explotación de shale plays, ya que permite determinar geometría y orientación de las fracturas hidráulicas, robustecer los modelos de fracturamiento y geomecánicos y da información relevante de la operación de fracturamiento en tiempos muy cortos (30 segundos), posibilitando la mejora del tratamiento de manera rápida y efectiva en la operación en curso.

Los fluidos de perforación base agua de alto rendimiento HPWBM por sus siglas en inglés, son una opción innovadora para reducir impactos ambientales y costos asociados a las operaciones de perforación en comparación con el uso de fluidos base aceite, adicionalmente tienen rendimientos similares a los fluidos base aceite en la perforación de las secciones curva y lateral de los pozos en shale plays.

El fracturamiento híbrido ha sido ampliamente usado en los últimos años en fracturamiento hidráulicos en shale plays de Estados Unidos, obteniendo excelentes propiedades de fractura y rendimiento de pozos en cuanto a producción, puesto que agrupa las bondades del slickwater y sistemas gelificados, por lo que es una buena alternativa para el desarrollo de shale plays en Colombia.

## **9. RECOMENDACIONES**

Se sugiere hacer un estudio detallado del ambiente de esfuerzos en el que se encuentran las formaciones prospectivas para el desarrollo de shale plays en la cuenca Valle Medio del Magdalena, y la heterogeneidad composicional de la formación a lo largo de la sección horizontal de los pozos, con el fin de garantizar una red de fracturas eficiente y una correcta ubicación de las etapas y clusters del diseño de tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Se recomienda hacer un estudio a detalle de las metodologías para el diseño de la geometría de sensores para el monitoreo microsísmico, con el fin de hacer una propuesta de monitoreo microsísmico para los primeros pozos estimulados en la cuenca Valle Medio del Magdalena.

Se recomienda hacer un estudio de viabilidad económica de los diseños propuestos, puesto que este parámetro no se tuvo en cuenta en este trabajo.

Se recomienda estudiar la posibilidad de optimizar los volúmenes de agua por tratamiento para el desarrollo de shale plays en Colombia.

## 10. BIBLIOGRAFIA

ALEXANDER, Tom. et al. "Revolución del gas de lutitas". Schlumberger.2011. Oilfield review Volumen 23,no.3.

ALI-MUNSTASHERI, Ghaithan. "A Critical Review of Hidraulic-Fracturing Fluids for Moderate-to Ultralow-Permeability Formations Over the Last Decade". 2014. Saudi Aramco. SPE-169552.

ALL CONSUKTING. "The modern practices of hydraulic fracturing: A focus on candian Resources". PTAC & SCEK. Noviembre de 2012.

AL-TAILJI, Wadhah. et al. "Optimizing Hydraulic Fracture Performance in the Liquids-Rich Eagle Ford Shale - How Much Proppant Is Enough?". 2014. EF Energy & StrataGen. SPE 170785

BREENDEN, D. et al. "Haynesville performance review: Unique Clay-Free Water-Based Polymer Drilling Fluid Sistem for application-specific unconventional shale producción intervals". 2011. Newpark Drilling Fluids. AADE-11-NTCE-39.

BRITISH PETROLEUM, BP. Statistical Review of World Energy June 2016.

BURCH, Donald. et al. "Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico". 2009. Schlumberger. Oilfield review.

CENTURION, Sergio.et al. "Lessons Learned From an Eagle Ford Shale Completion Evaluation". 2014. Baker Hughes & Cheyenne Petroleum. SPE 170827.

CIPOLLA, Craig. et al. "A practial guide to interpreting microseismic measurements". 2011. Schlumberger. SPE-144067.

COMPTON, Jeremy. et al. "High performance brine drilling fluid proves cost effective in Eagle Ford shale. Newpark Drilling Fluids". 2015.Oak Valley Operating & Newpark Drilling Fluids. AADE-15NTCE-13.

DEVILLE, Jay. et al. "Development of Water-Based drilling fluids customized for shale reservoirs". 2011. Halliburton. SPE-140868.

DUNCAN, Peter. "Microseismic Monitoring: Tecnology State of Play". 2010. MicroSeismic, Inc. SPE-131777.

ECONOMIDES, Michael. et al. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production" 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

ELLIOTT, Dave. Et al. "El manejo de la presión durante las operaciones de perforación". 2011. Schlumberger Oilfield Review.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION EIA. "Drilling sideways-A review of horizontal well technology and its domestic application". Abril 1993.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA. "Shale oil and shale gas resources are globally abundant". 2013.

EVERHARD, Lan., et al. "Reduced drilling days and low friction factors hallmark Eagle Ford wáter-based fluid performance". 2014. Baker Hughes. AADE-14-FTCE-11.

FRANTZ, Joseph. et al. "Evaluating Barnett Shale Production Performance-Using an Integrated Approach". 2005. Schlumberger. SPE-96917.

GANDONSSI, Luca. "An overview of hidraulic fracturing and other formation stimulation techonologies for shale gas production". 2013. European Commission. JRC TECHNICAL REPORTS.

GARCÍA, Mariano. et al. "Vaca Muerta Shale Reservoir Characterization and Description: The Starting Point for Development of a Shale Play with Very Good Possibilities for a Successful Project". 2013. Halliburton. SPE 168666/URTeC 1508336.

GILES M., et al. "Sweet Spots: What are they, Where are they, How are they created and they important anyway?".2014. Shell E&P. SPE-167760.

GODWIN, Neil. et al. "Lo Mejor de Ambos Mundos: Un Sistema Rotativo Direccional Híbrido" 2012. Schlumberger, Oilfield Review.

GRANADAS, Camila. et al. "Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil". Trabajo de grado facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander UIS. Noviembre 2014.

GUO, Quanxin. et al. "Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned". 2012. MI-Swaco & Cornell University. SPE-158894.

GUO, Quanxin. et al. "Shale Gas Drilling Experience and Lessons Learned From Eagle Ford". 2012. M-I SWACO & University of South Alabama. SPE-155542.

HUSSAIN, Rabia. "Well Engineering & Construcción". 2002. P517-566

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, ICP. "Caracterización integrada de laboratorio intervalo corazonado pozo La Luna 1". 2012.

JONES, Frank. "Influence of chemical composition of water on clay blocking of permeability". 1964. Pan American Petroleum Corp. SPE 631.

KETTER, Aaron. et al. "A Field Study Optimizing Completion Strategies for Fracture Initiation in Barnett Shale Horizontal Wells". 2006. Schlumberger DCS & Devon Energy Production Co. LP. SPE 103232-MS.

KING, George. "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?". 2012. Apache Corporation. SPE-133456.

LESS, Bennet. et al. "La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas". 2006. Schlumberger. Oilfield Review.

LÓPEZ, Juan. "Aplicaciones geomecánicas de la microsísmica en ingeniería de petróleos". 2005. Tesis de pre-grado. Universidad Nacional sede Medellín. Facultad de minas.

MALDONADO, Eliana. "Uso de sísmica pasiva en superficie y su relación con la anisotropía y producción de fluidos en yacimientos del piedemonte llanero colombiano". 2010. Tesis de maestría. Universidad EAFIT. Ciencias de la tierra, departamento de geología.

MANTLE, Kate. "El arte de controlar la trayectoria de los pozos". Schlumberger. 2014. Oilfield Review Volumen 25, no 4

MAXWELL, Shawn. "Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improve Engineering of Unconventional Shale Reservoirs". 2014. Society Exploration Geophysicists SEG.

MOHAMMED, Sayed. et al. "Overview of existing proppant technologies and challenges". 2015. Aramco Services. SPE-172763.

MONTGOMERY, Carl. [En línea]. "Fracturing Fluids". [Consulta en Enero 25 de 2016] Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5772/56192>

PAEZ, Vanessa & PEREZ, Flavia. "Estudio de la viabilidad de técnicas de perforación y completamiento de pozos no convencionales en Colombia, teniendo en cuenta analogías a nivel mundial, asociadas a shale y tight sandstones". Bucaramanga 2012. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PASSEY, Quinn, et al. "From oil-prone source rock to gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of unconventional Shale-Gas Reservoirs". 2010. Exxon Mobil. SPE-131350.

PÉREZ, Edgar. et al. "Integrated Methodology for Laboratory Evaluation of Shale Plays Cores". 2014. Ecopetrol. SPE-169301-MS.

QUIREIN, John. et al. "Microseismic Fracture Monitoring". 2006. Halliburton Energy Services Inc., USA. SPWLA 47th Annual Logging Symposium.

RIBEIRO, Lionel & SHARMA, Mukul. "Fluid Selection for Energized Fracture Treatments". 2013. The University of Texas at Austin. SPE-163867.

ROBART, Christopher. et al. "Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Fluid System Trends". 2013. PacWest Consulting Partners. SPE 163875.

ROBART, Christopher. et al. "Analysis of US hydraulic fracturing fluid system and proppant Trends". 2014. PacWest Consulting Partners. SPE168645.

TERRACINA, John. Et al. "Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations". 2010. SPE 135502.

THOMPSON, John. et al. "An Overview of Horizontal-Well Completions in the Haynesville Shale". 2010. Schlumberger. SPE 136875.

VAN DER BAAN, Mirko. et al. "Microseismic Monitoring developments in Hydraulic Fracture stimulation". International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. Brisbane, Australia, May 2013.

VAZQUEZ O. et al. "Post-frac flowback water chemistry matching in a shale development". 2014. Heriot Watt University & Nalco-Champion. SPE-169799-MS.

WANG, Qiang. et al. "Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States". 2013. Elsevier Ltd. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

XIE, Wei. et al. "Global Cross Application of Shale Gas Development Work Flows Revealed". 2014. PetroChina, & Schlumberger. SPE-JFES-2014-A.

XIE, Xueying. et al. "Completion Influence on Haynesville Shale Gas Well Performance". 2012. Shell Company. SPE 159823.

XINJUN, Guang. et al. "Research on Application of Steering Drilling Technologies in Shale Gas Development". 2014. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing. ELSEVIER.