

ANÁLISIS TÉCNICO- FINANCIERO DEL USO DE LA TECNOLOGIA DE
FRACTURAMIENTO CON GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN LA FORMACION
LA LUNA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO

RAUL FRANCISCO IDROBO ATIENCIA
MARIO NELSON ROJAS BRICEÑO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

ANÁLISIS TÉCNICO- FINANCIERO DEL USO DE LA TECNOLOGIA DE
FRACTURAMIENTO CON GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN LA FORMACION
LA LUNA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO

RAUL FRANCISCO IDROBO ATIENCIA
MARIO NELSON ROJAS BRICEÑO

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
ALEJANDRO CABEZAS DUQUE
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ivan Eduardo Peñaloza Cristancho

Adriangela Romero Sanchez

Juan David Rengifo

Bogotá, D.C., Febrero de 2019

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Ingeniería de Petróleos (E)

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Principalmente, a mi mamá y mis hermanos los cuales han sido mi principal apoyo, que a pesar de las diversas dificultades que he afrontado, siempre han estado para mí en todo momento. A ellos les debo todo lo que soy.

Mi grupo de amigos más cercanos, tanto los de Buga que me han acompañado por más 17 años o los que por cosas de la vida se han convertido en personas muy importantes para mí (FF) , como los que conocí en mi trayecto como estudiante universitario (BDA) que llegaron a convertirse en mi principal compañía y apoyo en Bogotá.

Mi compañero y amigo Mario Rojas, con el que se logró sacar este proyecto, que a pesar de las diferencias y dificultades, siempre mantuvo la mejor actitud para ayudarme a concluir este logro.

A mis compañeros y profesores, que me han brindado conocimientos, colaboración, experiencias y demás, las cuales me han ayudado a crecer como persona y profesional.

Mi compañero Mario Méndez que nos ayudó a conseguir quien nos podría colaborar con el proyecto de grado cuando nos encontrábamos en dificultades.

Raúl Francisco Idrobo A

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a Colombia, escenario propicio para la generación de un número inimaginable de ideas que en ningún otro lugar, serían posible concebir.

A mis padres Olga Briceño y Nelson Rojas, por darme la formación moral, ética y crítica que permitieron generar este documento y este ser humano.

A Daniela y Juanita, por ser el yacimiento de alegría y felicidad de esta familia.

A mi compita, Wendy González, por ser la mujer que me ha brindado su apoyo durante estos últimos años; mi fuente de energía y de luz. Este es el primer de muchos logros que alcanzaremos juntos.

A mis compañeros, docentes y amigos que hicieron de esta etapa de mi vida, un camino lleno de aprendizaje y nuevas enseñanzas.

A mi camarada de grado, Raúl Idrobo, por mantener siempre una actitud positiva y perseverante, frente a la realización de este proyecto.

Finalmente, a Bertha Granados; por enseñarme enfáticamente que el conocimiento es lo único que nadie puede arrebatarnos.

Mario Rojas Briceño

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos por dar soporte en la creación, desarrollo y culminación del presente proyecto de grado.

A la empresa Wattle Petroleum Company, por la provisión de información vinculada al bloque Carbonera (Cerro Gordo).

Al Servicio Geológico Colombia y al suministro de información EPIS, por la asesoría y entrega de registros de caracterización del pozo, fundamentales para llevar a cabalidad este proyecto, a ustedes muchas gracias.

A nuestro Director el ingeniero Alejandro Cabezas, por el apoyo técnico y diligencia a lo largo de todo el proyecto de grado y al ingeniero Benjamín Garavito, por ayudarnos a materializar nuestra idea

A nuestro Orientador el ingeniero Ivan Pe alozza, por su acompañamiento y colaboración en el desarrollo de este documento.

A la Ge loga, Rosa Amelia Parra, por su tiempo, conocimientos y templanza, los cuales permitieron la realización de un capitulo geológico de alta calidad.

Al Economista, Vicente Emilio Calad, por brindarnos asesoría en el área financiera del presente documento.

A nuestros compañeros e ingenieros, Camilo Bohorquez y Juan Antolinez, por guiarnos en el camino del entendimiento ante el mundo del fracturamiento hidráulico.

A las Directivas, Cuerpo Docente, personal Administrativo de la Universidad América por el apoyo y la capacitación recibida durante la carrera.

CONTENIDO

| | pág. |
|--|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 28 |
| OBJETIVOS | 30 |
| 1. GENERALIDADES DE LA CUENCA | 31 |
| 1.1 HISTORIA DE LA CUENCA | 31 |
| 1.2 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA | 33 |
| 1.3 MARCO GEOLÓGICO | 33 |
| 1.3.1 Columna estratigráfica | 33 |
| 1.3.2 Estratigrafía Cuenca del Catatumbo | 33 |
| 1.3.2.1 Grupo Girón | 34 |
| 1.3.2.2 Grupo Uribante | 35 |
| 1.3.2.3 Formación Capacho (Fm Cogollo) | 36 |
| 1.3.2.4 Formación La Luna | 36 |
| 1.3.2.5 Formación Colón | 36 |
| 1.3.2.6 Formación Mito-Juan | 36 |
| 1.3.2.7 Formación Catatumbo | 37 |
| 1.3.2.8 Formación Barco | 37 |
| 1.3.2.9 Formación Los Cuervos | 37 |
| 1.3.2.10 Formación Mirador | 37 |
| 1.3.2.11 Formación Carbonera | 38 |
| 1.3.2.12 Formación León | 38 |
| 1.3.2.13 Formación Guayabo | 38 |
| 1.3.3 Geología estructural de la Cuenca Catatumbo | 38 |
| 1.3.4 Geología del petróleo de la Cuenca Catatumbo | 42 |
| 1.3.4.1 Roca generadora | 42 |
| 1.3.4.2 Roca reservorio | 44 |
| 1.3.4.3 Roca sello | 45 |
| 1.3.4.4 Trampa | 45 |
| 1.3.4.5 Migración | 45 |

| | |
|--|-----------|
| 1.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA | 46 |
| 1.4.1 Método de Producción | 46 |
| 1.4.2 Tiempo de producción de la Cuenca | 47 |
| 1.4.3 Número de pozos de la Cuenca | 48 |
| 1.4.4 Producción acumulada de petróleo y gas de la Cuenca del Catatumbo y el Bloque Carbonera | 48 |
| 2. MARCO LEGAL | 50 |
| 2.1 NORMATIVIDAD TÉCNICA ASOCIADA A OPERACIONES EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES | 50 |
| 2.2 NORMATIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL | 51 |
| 2.2.1 China | 52 |
| 2.2.2 Canadá | 53 |
| 2.2.2.1 Alberta | 53 |
| 2.2.2.2 Columbia Britanica | 55 |
| 2.2.2.3 Otras provincias y territorios | 55 |
| 2.2.3 Estados Unidos | 56 |
| 2.2.3.1 Ley de Control de la Contaminación del Aire (APCA) (1955- Actual) | 56 |
| 2.2.3.2 Ley de Agua Limpia (1972) – (Antes / Ley federal de control de la contaminación del agua (1948)) | 58 |
| 2.2.3.3 Regulación 43 CFR 3162.3-2 (1982/1988) y CFR 3162.3-3 (2012) | 60 |
| 2.2.3.4 Orden ejecutiva 13783 / 82 FR 16093 (2017) | 62 |
| 2.3.4 India | 63 |
| 2.3 NORMATIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) EN COLOMBIA | 64 |
| 2.4 COMPARACIÓN COLOMBIA Y ÁMBITO INTERNACIONAL | 66 |
| 3. MARCO TEORICO | 68 |
| 3.1 YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS | 68 |
| 3.1.1 Yacimientos Convencionales | 68 |
| 3.1.2 Yacimientos No Convencionales | 69 |
| 3.1.2.1 Shale Gas | 69 |
| 3.1.2.2 Tight Gas | 70 |

| | |
|---|----|
| 3.1.2.3 Coald Bed | 70 |
| 3.1.2.4 Gas Hidrate | 70 |
| 3.1.2.5 Basin-Centered Gas | 71 |
| 3.2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO | 71 |
| 3.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS | 71 |
| 3.3.1 Definiciones Básicas | 72 |
| 3.3.1.1 Estrés de la roca | 72 |
| 3.3.1.2 Deformación de la roca | 72 |
| 3.3.1.3 Módulo de Young (E) | 73 |
| 3.3.1.4 Relación de Poisson (ν) | 73 |
| 3.3.1.5 Ley de Hooke para solidos elásticos | 74 |
| 3.3.2 Dirección de la fractura | 74 |
| 3.3.2.1 Esfuerzos in situ | 74 |
| 3.3.2.2 Estrés de sobrecarga | 75 |
| 3.3.2.3 Estreses horizontales | 75 |
| 3.3.2.4 Presión de poro | 76 |
| 3.3.2.5 Orientación de fractura | 76 |
| 3.4 MODELO GEOMETRICO DE LA FRACTURA | 76 |
| 3.4.1 Modelos 2D | 77 |
| 3.4.1.1 Radial | 77 |
| 3.4.1.2 KGD (Kristianovich, Geerstma, De Klerk) | 77 |
| 2.4.1.3 PKN (Perkins, Kern, Nordgren) | 78 |
| 3.4.2 Modelo 3D (Modelo Elíptico) | 79 |
| 3.4.3 Modelo P3D | 79 |
| 3.5 ANÁLISIS DE PRESIONES | 80 |
| 3.5.1 Presión de inyección | 80 |
| 3.5.2 Presión hidrostática | 80 |
| 3.5.3 Presión de fricción en tubería | 81 |
| 3.5.4 Presión de inyección en fondo | 81 |
| 3.5.5 Presión de fricción en los perforados | 81 |
| 3.5.6 Presión de fricción en la cara del pozo | 82 |
| 3.5.7 Presión de cierre instantánea | 82 |
| 3.5.8 Presión de cierre | 82 |

| | |
|--|----|
| 3.5.9 Presión de extensión | 82 |
| 3.5.10 Presión del fluido de fractura | 82 |
| 3.5.11 Presión neta | 83 |
| 3.5.12 Pozo inyector (presiones) | 83 |
| 3.6 MATERIALES | 84 |
| 3.6.1 Apuntalante | 84 |
| 3.6.1.1 Conductividad | 84 |
| 3.6.1.2 Presión de confinamiento | 85 |
| 3.6.1.3 Clasificación | 85 |
| 3.6.2 Fluidos de fractura | 86 |
| 3.6.2.1 Fluido Base Agua | 87 |
| 3.6.2.2 Slickwater | 87 |
| 3.6.2.3 Fluidos lineales | 87 |
| 3.6.2.4 Fluido entrecruzado | 88 |
| 3.6.2.5 Fluidos de gel tensoactivo viscoelástico | 88 |
| 3.6.2.6 Fluidos Base-Espuma | 88 |
| 3.6.2.8 Fluidos base alcohol | 89 |
| 3.6.2.9 Fluidos base emulsión | 89 |
| 3.6.2.10 Otros fluidos | 90 |
| 3.6.3 Aditivos | 90 |
| 3.7.ASPECTOS OPERATIVOS | 92 |
| 3.7.1 Equipos | 92 |
| 3.7.1.1 Mezclador | 92 |
| 3.7.1.2 Fracturadores | 93 |
| 3.7.1.3 Frac van o puesto de control | 94 |
| 3.7.1.4 Lab van | 94 |
| 3.7.1.5 Unidad de químicos | 94 |
| 3.7.1.6 Unidad de arenas | 95 |
| 3.7.1.7 Unidades de Almacenamiento de N2 | 95 |
| 3.7.1.8 Equipos de bombeo de N2 | 95 |
| 3.7.1.9 Líneas de alta presión | 96 |
| 3.7.1.10 Cabezal de fractura | 97 |
| 3.7.2 Operación de fracturamiento | 97 |

| | |
|---|-----------|
| 4. SELECCIÓN DEL FLUIDO CANDIDATO MEDIANTE LA REVISIÓN DE LITERATURA; PARA UNA APROXIMACIÓN AL ESTADO DEL ARTE | 99 |
| 4.1 MATRIZ DE ANTECEDENTES | 99 |
| 4.2 GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) | 99 |
| 4.2.1 Propiedades del GLP | 100 |
| 4.2.2 Proceso de obtención del GLP | 100 |
| 4.3 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO BASE GLP | 100 |
| 4.3.1 Tipos de fluido base GLP y componentes | 101 |
| 4.3.1.1 Fluido GLP gelificado | 101 |
| 4.3.1.2 Fluido Propano Puro (Heptafluoruro Propano) | 103 |
| 4.4. EQUIPOS OPERACIONALES | 103 |
| 4.4.1 Unidades de almacenamiento de GLP | 104 |
| 4.5 OPERACIÓN | 104 |
| 4.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE GLP | 105 |
| 4.7 FRACTURAMIENTO DE GLP EN EL MUNDO | 107 |
| 4.7.1 SPE 144093-Canadá | 108 |
| 4.7.1.1 Geología del Campo McCully | 108 |
| 4.7.1.2 Operación de fractura campo McCully | 109 |
| 4.7.1.3 Equipos utilizados en el Campo McCully | 110 |
| 4.7.1.4 Rendimiento de la tasa de retorno en el Campo McCully | 110 |
| 4.7.2 PAPERS SPE-185441-MS Y SPE-185500-MS | 113 |
| 4.7.2.1 Propiedades que afectan al fluido base GLP | 114 |
| 4.7.2.2 Beneficios operativos del fracturamiento con GLP | 114 |
| 4.7.2.3 Equipos operacionales | 115 |
| 4.7.2.4 Riesgos operaciones | 115 |
| 4.7.2.6 Prospectividad en China | 116 |
| 4.7.3 Caso Merrimelia-62 | 117 |
| 4.7.3.1 Cuenca Cooper | 117 |
| 4.7.3.2 Fluido de fractura bombeado | 118 |
| 4.7.3.3 Resultados obtenidos | 119 |
| 4.8 FLUIDO RECOMENDADO PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON GLP EN LA LUNA CATATUMBO | 121 |

| | |
|---|------------|
| 5. SIMULACION CON SOFTWARE DE FRACTURAMIENTO | 123 |
| 5.1 SIMULADOR PARA EL MODELAMIENTO DE FRACTURAS | 123 |
| 5.2 TIPOS DE SIMULADORES | 123 |
| 5.3 SECCIONES DEL SIMULADOR | 124 |
| 5.4 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN | 124 |
| 5.4.1 Características del pozo | 124 |
| 5.4.2 Parámetros de yacimiento | 125 |
| 5.4.3 Fluidos presentes en la formación | 126 |
| 5.4.4 Tipos de fluidos | 127 |
| 5.4.5 Apuntalante | 128 |
| 5.4.6 Operación de fracturamiento | 129 |
| 5.4.7 Simulación | 130 |
| 5.5 GRÁFICOS DE FRACTURA | 131 |
| 5.6 ANÁLISIS DE FRACTURA | 132 |
| 5.7 SIMULACIÓN CON FLUIDO BASE AGUA | 133 |
| 5.8 PRODUCTIVIDAD DE FRACTURAS | 135 |
| | |
| 6. ANÁLISIS FINANCIERO | 139 |
| 6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN | 139 |
| 6.1.1 Análisis de Inversión (Caso 1) | 139 |
| 6.1.1.1 Costo de movilización | 139 |
| 6.1.1.2 Costo de personal | 140 |
| 6.1.1.3 Costo de servicios | 141 |
| 6.1.1.4 Costo de materiales | 141 |
| 6.1.1.5 Inversión Total (caso 1) | 142 |
| 6.1.2 Análisis de Inversión (Caso 2) | 142 |
| 6.1.2.1 Costo de movilización | 142 |
| 6.1.2.2 Costo de personal | 143 |
| 6.1.2.3 Costo de servicios | 143 |
| 6.1.2.4 Costo de materiales | 144 |
| 6.2 ANÁLISIS DE COSTOS OPERACIONALES | 145 |
| 6.2.1 Análisis de costos de operación (Caso 1) | 145 |
| 6.2.2 Análisis de costos de operación (Caso 2) | 145 |

| | |
|--|------------|
| 6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS | 146 |
| 6.3.1 Análisis de Ingresos (Caso 1) | 146 |
| 6.3.2 Análisis de Ingresos (Caso 2) | 146 |
| 6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA | 147 |
| 6.4.1 Flujo de caja | 147 |
| 6.4.1.1 Flujo de caja (caso 1) | 147 |
| 6.4.1.2 Flujo de caja (caso 2) | 148 |
| 6.4.2 Valor Presente Neto (VPN) | 148 |
| 6.4.2.1 Valor Presente Neto (caso 1) | 149 |
| 6.4.2.2 Valor Presente Neto (caso 2) | 149 |
| 6.4.3 Conclusión del análisis financiero desde el punto de vista del VPN | 149 |
| 6.4.4 Tasa Interna de Retorno (TIR) | 150 |
| 6.4.4.1 Tasa Interna de Retorno (caso 1) | 150 |
| 6.4.4.2 Tasa Interna de Retorno (caso 2) | 150 |
| 6.4.5 Conclusión del análisis financiero desde el punto de vista de la TIR | 150 |
| 7.CONCLUSIONES | 151 |
| 8.RECOMENDACIONES | 152 |
| BIBLIOGRAFIA | 153 |
| ANEXOS | 160 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Cuenca del Catatumbo Noreste de Colombia | 32 |
| Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Catatumbo | 34 |
| Figura 3. Corte B-B´- Esquemático | 39 |
| Figura 4. Corte D-D´- Esquemático | 39 |
| Figura 5. Corte F-F´- Esquemático | 40 |
| Figura 6. Corte H-H´: Falla Las Mercedes | 40 |
| Figura 7. Principales estructuras de la Cuenca del Catatumbo | 41 |
| Figura 8. Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, Cuenca Catatumbo | 43 |
| Figura 9. Producción anual 2013- 2018 Cuenca Catatumbo | 48 |
| Figura 10. Producción acumulada de gas pozo Cerro Gordo -1 | 49 |
| Figura 11. Producción acumulada de gas pozo Cerro Gordo 5 | 49 |
| Figura 12. Factores necesarios para la formación de un yacimiento petrolífero. | 68 |
| Figura 13. Escala de permeabilidad para yacimientos convencionales y no convencionales | 69 |
| Figura 14. Dirección de propagación de una fractura, dirección de esfuerzos | 76 |
| Figura 15. Modelo Radial | 77 |
| Figura 16. Modelo KGD | 78 |
| Figura 17. Modelo PKN | 79 |
| Figura 18. Modelo P3D | 80 |
| Figura 19. Fracturamiento hidráulico donde se exponen las presiones | 83 |
| Figura 20. Propante cerámico Ligero (LWC) | 84 |
| Figura 21. Distribución de equipos en la locación | 92 |
| Figura 22. Mezclador | 93 |
| Figura 23. Fracturadores | 94 |
| Figura 24. Unidad de químicos | 95 |
| Figura 25. Equipo de Bombeo de N2 | 96 |
| Figura 26. Líneas de alta presión y Manifold´s | 96 |
| Figura 27. Esquema de operación fracturamiento hidráulico | 97 |
| Figura 28. Operación de fracturamiento | 98 |
| Figura 29. Equipos operativos fracturamiento con GLP. | 103 |
| Figura 30. Diagrama operación GLP en superficie. | 104 |
| Figura 31. Comparación longitud de fractura con agua y con GLP | 105 |
| Figura 32. Vista en Superficie de la longitud de fracturas. | 106 |
| Figura 33. Comparación tasas de producción | 107 |
| Figura 34. Tendencias de retorno de propano para todos los pozos | 111 |
| Figura 35. Longitudes de fractura para pozos con una fractura. GLP vs Agua | 112 |
| Figura 36. Longitudes de fractura para pozos con 4 fracturas. GLP vs Agua | 112 |
| Figura 37. Longitudes de fractura en pozos ubicados en Frederick Brook. GLP | 113 |
| Figura 38. Organización de equipos utilizados en el fracturamiento con GLP | 115 |
| Figura 39. Comparación de producción de agua | 120 |
| Figura 40. Comparación tasa de producción de gas GLP | 120 |

| | |
|--|-----|
| Figura 41. Ventana de propiedades mecánicas del yacimiento | 126 |
| Figura 42. Selección de fluidos empleados en el fracturamiento | 127 |
| Figura 43. Propiedades reológicas del fluido Hybor H 40 | 128 |
| Figura 44. Propiedades del propante CarboHSP 20/40 | 129 |
| Figura 45. Programa de inyección de tratamiento | 129 |
| Figura 46. Corrida de simulación | 130 |
| Figura 47. Geometría aparente de la fractura y concentración de propante | 131 |
| Figura 48. Geometría real, conductividad de fractura, litología, estrés vertical, modulo de Young, relación de poisson, y permeabilidad | 131 |
| Figura 49. Programa de fracturamiento para el caso agua | 133 |
| Figura 50. Distribución de concentración de propante y geometría de la fractura caso fluido base agua | 134 |
| Figura 51. Perfil de conductividad de la fractura | 135 |
| Figura 52. Grafica de producción anual de gas utilizando como fluido de fractura GLP y agua | 138 |
| Figura 53. Flujo de caja Caso 1 | 148 |
| Figura 54. Flujo de caja Caso 2 | 148 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Porosidad, espesor y tipo de roca en formaciones productoras | 45 |
| Tabla 2. Empresas encargadas de la explotación, y extracción de hidrocarburos en la Cuenca del Catatumbo desde el año 2013 | 47 |
| Tabla 3. Normas técnicas empleadas en el fracturamiento hidráulico | 51 |
| Tabla 4. Estándares de calidad SAC | 53 |
| Tabla 5. Directivas enfocadas hacia el fracturamiento hidráulico. | 54 |
| Tabla 6. Otros territorios y entidades reguladoras de Canadá (fracturamiento hidráulico). | 56 |
| Tabla 7. Ley de Aire Limpio | 57 |
| Tabla 8. Acta de Limpieza del Agua y sus Enmiendas | 59 |
| Tabla 9. Cambios entre las regulaciones existentes y las regulaciones propuestas | 61 |
| Tabla 10. Normas que comprenden los límites de la técnica de fracturamiento hidráulico | 64 |
| Tabla 11. Factores de comparación en términos de regulación nacional e internacional | 67 |
| Tabla 12. Tipos de propanes | 86 |
| Tabla 13. Fluidos tipo espuma | 89 |
| Tabla 14. Aditivos de los fluidos para fracturamiento | 91 |
| Tabla 15. Propiedades aproximadas del GLP | 100 |
| Tabla 16. Comparación de diferentes funciones entre agua y GLP | 101 |
| Tabla 17. Composición y especificaciones del GLP HD-5 | 102 |
| Tabla 18. Comparación entre el HPF, propano y n-butano. | 102 |
| Tabla 19. Parámetros de Yacimiento del Campo McCully | 109 |
| Tabla 20. Pozos del campo McCully con una fractura realizada con GLP | 110 |
| Tabla 21. Propiedades de los fluidos esenciales para optimizar la implementación del fracturamiento. | 114 |
| Tabla 22. Principales riesgos operacionales | 115 |
| Tabla 23. Comparación de propiedades de shale entre las formaciones Barnett y Longmaxi, Jukonlong | 117 |
| Tabla 24. Propiedades del reservorio del pozo Merrimelia-62 | 118 |
| Tabla 25. Comparación parámetros campo McCully y Merrimelia- 62 | 118 |
| Tabla 26. Programa de tratamiento bombeado campo Merrimelia-62 | 119 |
| Tabla 27. Casos por análisis de sensibilidad Merrimelia-62 | 121 |
| Tabla 28. Comparación de campos McCully, Merrimelia-62 y Cerro Gordo-3 | 122 |
| Tabla 29. Fluido de lechada | 122 |
| Tabla 30. Software de simulación en el mercado | 123 |
| Tabla 31. Dimensiones de la fractura | 132 |
| Tabla 32. Dimensiones de fractura caso fluido base agua | 134 |
| Tabla 33. Parámetros empleados en el cálculo de caudal para las fracturas simuladas | 136 |
| Tabla 34. Costos de movilización | 140 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 35. Costo de personal. | 140 |
| Tabla 36. Costo de servicios. | 141 |
| Tabla 37. Costo de materiales | 141 |
| Tabla 38. Inversión Total | 142 |
| Tabla 39. Costos de movilización | 142 |
| Tabla 40. Costo de personal | 143 |
| Tabla 41. Costo de servicios | 143 |
| Tabla 42. Costo de materiales | 144 |
| Tabla 43. Costos totales caso 2 | 144 |
| Tabla 44. Costos de operación caso 1 | 145 |
| Tabla 45. Costos de operación caso 2 | 145 |
| Tabla 46. Análisis de ingresos caso 1 | 146 |
| Tabla 47. Análisis de ingresos caso 2 | 147 |

LISTA DE ECUACIONES

| | pág. |
|---|------|
| Ecuación 1. Estrés de la roca | 72 |
| Ecuación 2. Deformación de la roca | 73 |
| Ecuación 3. Módulo de Young | 73 |
| Ecuación 4. Relación de Poisson | 74 |
| Ecuación 5. Ley de Hooke para solidos elásticos | 74 |
| Ecuación 6. Esfuerzos in situ | 75 |
| Ecuación 7. Estrés de sobrecarga | 75 |
| Ecuación 8. Presión de Inyección en fondo | 81 |
| Ecuación 9. Presión de fricción en los perforados | 81 |
| Ecuación 10. Presión neta | 82 |
| Ecuación 11. Correlación Nierode y Kruk para conductividad de fractura | 85 |
| Ecuación 12. Factor de conductividad adimensional | 132 |
| Ecuación 13. Caudal de gas a condiciones normales | 135 |
| Ecuación 14. Tasa de declinación efectiva | 137 |
| Ecuación 15. Tasa de declinación efectiva | 137 |
| Ecuación 16. Formula VPN | 148 |
| Ecuación 17. Valor presente Neto caso 1 | 149 |
| Ecuación 18. Valor presente Neto caso 2 | 149 |
| Ecuación 19. Tasa Interna de Retorno caso 1 | 150 |
| Ecuación 20. Tasa Interna de Retorno caso 2 | 150 |

LISTA DE ANEXOS

| | pág. |
|---|-------------|
| Anexo A. Avisos, anuncios y leyes que fijan el desarrollo del gas shale en China | 161 |
| Anexo B. Leyes de carácter ambiental (India) | 163 |
| Anexo C. Matriz de antecedentes | 164 |
| Anexo D. Composición fluido de fracturamiento base GLP | 168 |
| Anexo E. Riegos y soluciones de la operación con GLP (en superficie) | 169 |
| Anexo F. Comportamiento reológico HyborH 40 y GLP | 170 |
| Anexo G. Estado mecánico pozo Cerro Gordo-3 | 171 |
| Anexo H. Prueba DST 6- Formación La Luna | 172 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| % | Porcentaje |
| 2D | Dos dimensiones |
| 3D | Tres dimensiones |
| A | Área |
| API | American petroleum institute |
| BES | Bombeo electro sumergible |
| Ct | Perdida de filtrado |
| E | Módulo de Young |
| F | Fuerza |
| Ft | Pies |
| ft | Pies |
| g | Gravedad |
| gal | Galones |
| H | Profundidad total |
| HC/ g | Hidrocarburos / gramo |
| km² | Kilómetros cuadrados |
| Kpc | Kilo pies cúbicos estándar |
| m | Metros |
| mD | Milidarcy |
| MPCN | Miles de pies cúbicos normales |
| Pa | Pascales |
| PCN | Pies cúbicos normales |
| PCP | Bombeo por cavidades progresivas |
| PL | Bombreo plunger lift |
| Ro | Reflectancia de la vitrinita |
| SCF | Pies cúbicos estándar |
| TOC | Contenido de materia orgánica total |
| USD | Dólar estadounidense |
| WHP | Presión en cabeza de pozo |
| σ | Esfuerzo |
| ϵ_x | Deformación en la dirección x |
| δ_x | Variación de la longitud en x |
| ϵ | Deformación |
| ν | Relación de Poisson |
| σ_x | Esfuerzo en x |
| σ_y | Esfuerzo en y |
| σ_z | Esfuerzo en z |
| g | Gradiente se sobrecarga |

D Profundidad
 p Presion de yacimiento
 F Relación de Estres horizontal
 σ_v Estres de sobrecarga
 ρ_n Densidad a la profundidad
 h_n Profundidad

GLOSARIO

ACUÍFERO: zona subterránea de roca permeable saturada con agua.

ARCILLA: roca sedimentaria de grano muy fino, compuesta por silicato de aluminio procedente de rocas que presentan feldespato (granito), el límite superior del tamaño de grano tiene un diámetro máximo de 0,004mm

ANTICLINAL: pliegue de capas de roca en forma de arco (convexo hacia arriba), originado por fuerzas compresivas de la corteza terrestre.

ARENISCA: roca sedimentaria constituida principalmente por cuarzo de granulometría comprendida entre 63 μm a 2 mm. El material que mantiene unidos los granos de arena suele estar compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

BUZAMIENTO: es el ángulo vertical que forma un estrato con respecto al plano horizontal.

CAMPO: área en la superficie que abarca uno o múltiples yacimientos, todos agrupados alrededor de (o vinculados a) la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica..

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica que muestra la secuencia y espesores de los estratos de un área con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior, junto con información litológica y fosilífera.

COMPOSITE BRIDGE PLUG: es una herramienta no metálica de alta calidad que se utiliza principalmente para el aislamiento temporal en pozos de intervención

COMPRESIBILIDAD: propiedad de la materia la cual hace referencia al cambio de volumen de un cuerpo de acuerdo a un cambio de presión

CONCORDANCIA: relación entre dos unidades estratigráficas superpuesta donde hay paralelismo entre los materiales infra y supra yacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico compuesta por fragmentos de clastos redondeados con un tamaño entre 2 – 76mm, los cuales pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

CRAQUEO: Descomponer o fraccionar un compuesto orgánico, en compuestos de menor complejidad, puede ser térmico o catalítico.

CUENCA SEDIMENTARIA: área de corteza terrestre que ha sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas

DELTÁICO: tipo de ambiente de depositación donde los sedimentos que son arrastrados por los ríos exceden la costa y forman un delta.

DEWATERING: Proceso de eliminación del agua de algún componente sólido, ya sea por diversos métodos como centrifugación o filtración

DISCORDANCIA: discontinuidad estratigráfica entre dos unidades que representa un espacio o hiato en la sucesión estratigráfica, puede darse por erosión.

FALLA: es una superficie de fracturamiento a lo largo de la cual se ha presentado desplazamiento en una roca.

FALLA DE RUMBO DEXTRAL: Relativo a una falla de desplazamiento de rumbo o a una falla dextro-lateral en la que el bloque se desplaza a lo largo de la falla hacia la derecha. Si se desplaza hacia la izquierda, el movimiento relativo se describe como sinistral. La rotación en sentido horario o espiralado también se describe como dextral.

FALLA INVERSA: es una superficie de fracturamiento donde el bloque que está arriba (techo) del plano de fallo, ha subido con respecto al que se encuentra por debajo (piso). Se genera por compresión.

FALLA NORMAL: es una superficie de fracturamiento en la cual el bloque que está encima (techo) del plano de fallo, ha bajado con respecto al que se encuentra por debajo (piso) se genera por tracción.

HUMECTABILIDAD: tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles.

INCONFORMIDAD: superficie de contacto entre rocas antiguas y jóvenes, en la que ha presentado un periodo de no deposición, erosión y/o plegamiento en las rocas más antiguas.

LAMELAR: Forma lineal de una estructura

LIFTING COST: Son los costos necesarios para realizar algún tipo operación posterior a la perforación.

LIMOLITAS: Rocas sedimentarias compuesta por limos. El tamaño de sus granos es de menor tamaño que el de las areniscas pero mayor al de las arcillas.

LUTITA: es una roca sedimentaria detrítica, integrada por partículas del tamaño de 1/256mm a 1/16mm, posee una textura clástica, compuesta principalmente por minerales feldespáticos.

MISELAS: es el conjunto de moléculas que constituye una de las fases de los coloides

MIGRACIÓN: desplazamiento del petróleo a través de las rocas. La migración primaria es el movimiento del crudo desde la roca madre hasta la roca almacén. La migración secundaria consiste en el desplazamiento del petróleo de la roca almacén a la trampa donde se acumula.

PAD: Es el fluido encargado de generar la fractura y mantenerla abierta hasta que llegue el slurry con el apuntalante.

PERMEABILIDAD: es la capacidad de un medio poroso para dejar fluir los fluidos por medio de este.

POROSIDAD: la porosidad de un material representa un porcentaje que relaciona el volumen que ocupan los poros en un volumen unitario de roca. También se puede definir como la capacidad de la roca de almacenar un fluido.

SHALE: roca sedimentaria blanda finamente estratificada que se formó a partir de lodo o arcilla consolidada y se puede dividir fácilmente en placas frágiles.

SINCLINAL: estructura en forma plegada u ondulada en la cual se encuentran en el núcleo de las rocas más jóvenes y en la parte externa de las rocas más antiguas.

SLURRY: Es el fluido de transportar el apuntalante hacia la fractura

TRAMPA: estructura geológica donde se entrapan los hidrocarburos.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TECNICO- FINANCIERO DEL USO DE LA TECNOLOGIA DE FRACTURAMIENTO CON GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN LA FORMACION LA LUNA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO

Ante los debates asociados a las ventajas y desventajas del fracturamiento hidráulico en Colombia, se plantea en el presente trabajo de grado, de forma objetiva, un análisis comparativo de la Normatividad Colombiana frente a otras naciones que han planteado técnicamente el uso de fluidos de fractura base gas licuado de petróleo (GLP). Esto permite determinar que mejoras se podrían realizar a la actual legislación, entorno a los fluidos empleados para el desarrollo de la técnica de fracturamiento. Además, se busca determinar la viabilidad técnica y financiera utilizando como fluido base GLP, mediante la simulación de una fractura, haciendo uso de un fluido con propiedades análogas (Seleccionado mediante un estado del arte), que se adapten a la geología presente en la formación La Luna; unidad geológica ubicada en la cuenca sedimentaria del Catatumbo- Colombia. Igualmente, se plantea realizar un análisis financiero respecto a la implementación de dicha tecnología, mediante indicadores.

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento hidráulico, GLP, Campo Cerro Gordo, Cuenca del Catatumbo.

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico en roca generadora ha sido un tema de controversia en los últimos años, debido a sus repercusiones económicas, sociales y ambientales. El método como se conoce en la actualidad ha generado que países cuyas reservas de petróleo ubicados en un margen poco competitivo frente a los grandes productores, se hayan ubicado a la cabeza del mercado al adquirir esta tecnología; dichos países generaron un aumento exponencial de sus reservas, esto ocasiono el decremento del precio debido a la alta oferta.

Para el caso de Colombia, la técnica de fracturamiento hidráulico no ha sido empleada aun en yacimientos no convencionales, debido al estado de la normatividad y al desacuerdo de una alta porción de colombianos, que auguran hechos catastróficos al emplear la técnica en el suelo Colombiano. Sin embargo, la negativa se ha presentado sin permitir una valoración técnica, que permita determinar qué posibilidad de éxito o fracaso existe realmente.

A causa de las malas ejecuciones en el proceso (análisis en líneas sísmicas, errores operacionales) en algunos países, se ha omitido en algunos casos los cuerpos hídricos presentes en el subsuelo, lo cual para grupos en pro del cuidado ambiental, es su principal argumento para evitar el desarrollo de la técnica. El uso del agua en el fracturamiento hidráulico ha sido otro foco de controversia, esto se debe a la confusión en el momento de establecer el origen del agua a utilizar, debido a que se piensa que todo este fluido proviene de fuentes naturales superficiales las cuales son contaminadas luego del procedimiento.

Con el ánimo de realizar un juicio crítico y motivar la discusión sobre esta temática, nace la idea del presente trabajo, el cual busca establecer desde un punto de vista técnico, que tan viable es la ejecución de esta técnica en Colombia. Como alternativa y evitando el uso de agua en este proceso, se enuncia un fluido base GLP, el cual ha tenido resultados prometedores en Canadá cerca del año 2011.

Como punto de partida se propone, entre las cuencas con mayor potencial como yacimiento no convencional¹ en Colombia, la cuenca de Catatumbo. Para ello se plantea introducir al lector en esta zona, mediante una breve descripción de las generalidades de dicha cuenca y su geología. Además, se realiza un análisis comparativo en el cual se permite determinar el estado de las leyes referentes a esta técnica en Colombia, frente a otros países que han planteado este fluido como una nueva alternativa ambiental.

¹ "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America" [En línea] https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_South_America_Columbia_Venezuela_2013.pdf. P.8

Posteriormente, se plantea el argumento técnico que permita discernir la duda respecto a la factibilidad de crear una fractura con dicho fluido, y en la zona planteado, mediante un ejercicio teórico que permita visualizar las bondades del fluido GLP haciendo uso de una simulación numérica. Finalmente, se discutirá desde un punto de vista financiero la factibilidad, comparando con una fractura análoga generada con un fluido base agua, su rentabilidad.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar técnico-financieramente el uso de la tecnología de fracturamiento con Gas Licuado de Petróleo (GLP) en la Formación La Luna en un pozo de la cuenca del Catatumbo por medio de simulación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología de la Cuenca del Catatumbo.
2. Detallar los antecedentes legales y técnicos del fracturamiento con GLP de ámbito nacional como internacional.
3. Describir las generalidades del fracturamiento mediante el uso del Gas Licuado del Petróleo (GLP)
4. Seleccionar el fluido de fracturamiento mediante una revisión de literatura; para una aproximación al estado del arte.
5. Diseñar el fracturamiento con GLP como fluido de fractura al pozo seleccionado utilizando un software.
6. Evaluar la viabilidad financiera del fracturamiento con GLP mediante el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA

En el presente capítulo se detallará los aspectos geológicos de la cuenca del Catatumbo con el fin de especificar la historia de la cuenca, la ubicación geográfica, las formaciones presentes, estratigrafía; además de la complejidad estructural mediante un bosquejo de las fallas y pliegues más importantes comprendidos en la cuenca. Finalmente se expondrá el sistema petrolífero que da lugar a la acumulación de hidrocarburos en la región y el estado actual de la producción de hidrocarburos y pozos perforados en la cuenca.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA

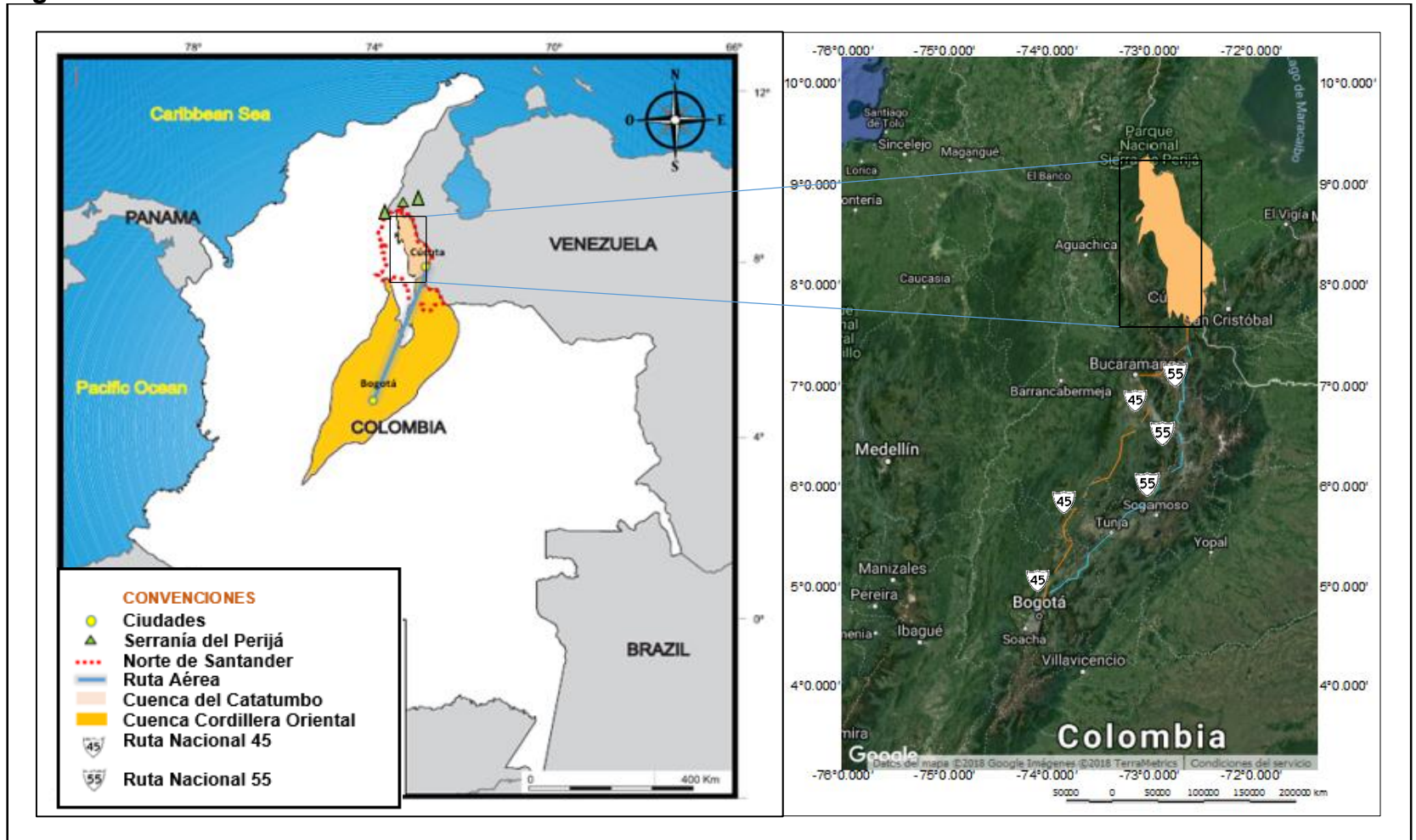
El historial de pozos perforados en la Cuenca del Catatumbo se remonta al año 1927, donde se da lugar a la perforación del primer pozo, nombrado Oro 1² (4820 pies de profundidad), ubicado al Norte de la cuenca; permitiendo así el descubrimiento del Campo Rio de Oro. Desde esta fecha, Texas Petroleum Company, Ecopetrol, Well Logging³, entre otras empresas, se han encargado de la explotación de los hidrocarburos allí presentes. Se ha descubierto un total de 10 campos, entre los que se encuentran: Campo Rio de Oro (1927), Campo Tibú (1940), Campo Socuavo (1988), Campo Petrolea (1933), Campo Sardinata Norte y Sardinata Sur (1951), Campo Carbonera(1938), Campo Yuca-Oru (1958), Campo Cerrito (1980), Campo Cerro Gordo(1987) y Campo Zulia (1961). Para efectos del presente trabajo de grado, se hará énfasis en el Bloque Carbonera, el cual contiene únicamente el Campo Cerro Gordo, que enmarca a su vez el pozo candidato a fracturar (Cerro Gordo-3). En el año 1989 se adjudica el bloque a la empresa Texas Petroleum Company. Posteriormente en el año 1990, dicha empresa se encargó de perforar los pozos Cerro Gordo -1, Cerro Gordo-2, Cerro Gordo-3 y Cerro Gordo-4, hasta las profundidades de 4071.96, 4410, 6875 y 4960 pies respectivamente. Años más tarde, el pozo Cerro Gordo-1 fue el único que expuso una producción rentable de gas (un acumulado de 935.210 kpc para el 31 de mayo del 2018), mientras los otros tres pozos, tuvieron una producción de leves trazas de aceite y shows de gas, la cual no generó ningún tipo de rentabilidad.

Desde 1989, hasta la fecha actual (2018), el bloque ha pasado por diferentes operadores como: Texas Petroleum Company, Omega Energy, Alange Energy, Well Logging S.A.S, y actualmente la empresa operadora del bloque

² VASQUEZ, H. La historia del petróleo en Colombia. Revista Universidad Eafit. Vol. 30 Núm. 93 (1994). p. 99.

³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.Geovisor [en línea],18 de octubre de 2018. Disponible en internet: <https://geovisor.anh.gov.co/>

Figura 1. Cuenca del Catatumbo Noreste de Colombia



Fuente: Adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia/ Ingeominas, 2007. Modificado por autores.

Carbonera es Wattle Petroleum Company. Durante este periodo de tiempo se perforaron cuatro pozos; Cantaclaro, Pajarito, Paramito y Cerro Gordo -5. En la actualidad, dos de los ocho pozos perforados son productores de crudo condensado de las formaciones La Luna y Cogollo los cuales son Cerro Gordo-1 y Cerro Gordo-, con una gravedad API promedio de 60,2.

1.2 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA

La cuenca sedimentaria del Catatumbo se encuentra ubicada al Noreste de Colombia, comprendida por el departamento de Norte de Santander; siendo una de las cuencas que se encuentran en la periferia del país; colinda al Sur con la cuenca Cordillera Oriental, al Este con Venezuela, al Norte con la Serranía del Perijá y al Oeste con el Macizo de Santander. Cuenta con un área de 7700 km² aproximadamente.

Para llegar a esta cuenca, basta con tomar un avión desde Bogotá hasta la ciudad de Cúcuta, siendo un recorrido aproximadamente de una hora; si se opta por ir por carretera, las opciones más rápidas son por las rutas que van desde Bogotá hasta la ciudad de Bucaramanga (Tomando la Ruta Nacional 45 y 66) o nuevamente hasta la ciudad de Cúcuta (Tomando por las Rutas Nacionales 55), como se observa en la Figura 1.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La cuenca del Catatumbo se encuentra enmarcada dentro de un sistema geológico que se extiende a través de la gran Cuenca del Maracaibo (específicamente al Suroeste de esta), siendo una de las más productoras de hidrocarburos a nivel mundial. Algunas unidades geológicas se extienden desde Venezuela hasta Colombia, un ejemplo claro es la Formación La Luna; por este motivo, es importante entender la estratigrafía presente en la región, para tener una idea del potencial que puede tener esta cuenca sedimentaria en la explotación de hidrocarburos. A continuación se detallara la columna estratigráfica de la cuenca y cada una de las formaciones que la componen.

1.3.1 Columna estratigráfica. La cuenca del Catatumbo se caracteriza por presentar variaciones estratigráficas que se encuentran en periodos geológicos desde el Jurásico hasta el Neógeno; además, se presentan interrupciones en la deposición de sedimentos, generando en toda la cuenca una serie de discordancias afectando las secuencias regionales de estratigrafía; en la Figura 2, se observa a grandes rasgos las formaciones que conforman la cuenca.

1.3.2 Estratigrafía Cuenca del Catatumbo. Para entender con claridad las principales características de la estratigrafía de la Cuenca del Catatumbo, es necesario exponer cada una de las formaciones; por ello se describirán las peculiaridades vinculadas a: edad, litología, espesor, ambiente de depositación y

tipo de contacto; de las unidades geológicas presentes en la Cuenca (desde las más antiguas a las más recientes). Cabe resaltar que en el territorio Colombiano no se encuentran unidades geológicas del Eón Arcaico, por ello la descripción partirá después del Basamento, el cual data del Precámbrico al Triásico, se compone de rocas ígneas (granodioritas y dioritas) y metamórficas (gneis y esquistos).

Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Catatumbo

| Periodo | Época | Edad | Litoestratigrafía | Litología | Ambiente |
|---------------|-------------|-----------------|-------------------|-------------|------------------------------------|
| Cuaternario | Pleistoceno | | | | |
| | Plioceno | | | | |
| Neógeno | Mioceno | Tardío | Fm. Guayabo | | Fluvial |
| | | Medio | | | |
| | | Inferior | | | |
| Paleógeno | Oligoceno | Superior | Fm. León | | Marino Somero |
| | | Inferior | Fm. Carbonera | | Fluvial Deltaico |
| | Eoceno | Tardío | Fm. Mirador | | Fluvial |
| | | Medio | | | |
| | | Inferior | | | |
| | Paleoceno | Tardío | Fm. Los cuervos | | Fluvial Deltaico a Marino marginal |
| | | Medio | Fm. Barco | | |
| | | Inferior | Fm. Catatumbo | | |
| Fm. Mito-Juan | | | | | |
| Cretácico | Superior | Maastrichtiense | Fm. Colón | | Marino |
| | | Campaniense | | | |
| | | Santoniense | Fm. La Luna | | Marino Restringido |
| | | Coniaciense | | | |
| | | Turonense | | | |
| | | Cenomaniense | | | |
| | Inferior | Albiense | Gr. Uribante | Aguardiente | |
| | | Aptiense | | Mercedes | |
| | | | | Tibú | |
| | | Rio Negro | | | |
| Jurásico | | | Gr. Girón | | Continental |

Fuente: BARRERO, Dario. Colombian Sedimentary Basin. Bogotá: ANH, 2007, p.60; Modificado por los autores.

1.3.2.1 Grupo Girón. Según Orlando Pulido, Carlos Ulloa y Erasmo Rodríguez⁴ la Formación Girón aflora a lo largo del anticlinal de Los Cobardes (esta formación se originó a finales del Jurásico⁵); la parte superior de dicha unidad presenta un conjunto conglomerático conformado por areniscas rojas, rocas volcánicas y lutitas. Esta formación tiene lugar a una sedimentación de ambiente continental⁶; presenta un contacto discordante inferior con el Neis de Bucaramanga y las Formaciones Silgará y Diamante⁷.

⁴ PULIDO, O., et al .Relaciones estratigráficas ente el Jurásico y el Cretáceo de la Cordillera de Los Cobardes. Geología Colombiana. 1986. Vol. 15, .p 58.

⁵ YUREWICKS, D.A., D.M. Advocate, H.B. Lo, and E.A. Hernandez, 1998, Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Maracaibo Basin, Catatumbo Subbasin), Colombia: AAPG Bulletin, v. 82, n. 7, p. 1329-1352. pag 1333

⁶ Ibid., p. 1333.

⁷ ROYERO, J. Geología y geoquímica de la plancha 111 Toledo- Norte de Santander, escala 1:100.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS. p, 14.

1.3.2.2 Grupo Uribante. Data del Cretácico Inferior, conformado por intercalaciones de lutitas, arcillas, areniscas, dolomitas y calizas; que se distribuyen en las diferentes formaciones que comprenden este grupo (Rio Negro, Tibú, Mercedes y Aguardiente). Muestra una porosidad promedio de 5%, una baja permeabilidad y un espesor aproximado de 6561.68 pies.

➤ *Formación Rio Negro:* Esta unidad geológica se presenta entre las etapas del Aptiano, Barremiano y Hauteriviano en la cuenca del Catatumbo. Se compone de areniscas cuya tonalidades se encuentran en coloraciones grisáceas a amarillas, también presenta manifestaciones de arcilla de granos fino a gruesos, al igual que conglomerados. El espesor varía desde los 4500 pies (Serranía del Perijá) hasta llegar a los 8000 pies aproximadamente en la depresión de Uribante. El ambiente de depositación es fluvial y marino somero. Se cataloga como una discordancia angular que se extiende desde la Cuenca del Maracaibo presente en el sector venezolano hasta llegar a la Cuenca del Catatumbo (Colombia), suprayaciendo la Formación Girón⁸.

➤ *Formación Tibú:* La etapa de depositación de esta formación esta atribuida al Aptiano, esta unidad geológica muestra potentes capas de lodolitas de colores marrón, gris oscuro y negro; acompañadas de fósiles, conchas, bioturbaciones. La formación presenta espesores de 351 a 544 pies. De acuerdo a Yurewicz⁹, el ambiente de depositación que mejor explica la litología y tamaño de rocas es un ambiente marino somero, donde se da de manera ondulosa y plano paralela. La Formación Tibú suprayace a la Formación Rio Negro e infrayace la Formación Mercedes de manera concordante en ambos casos.

➤ *Formación Mercedes:* Yurewicz¹⁰ expone que esta formación data del Cretácico inferior, específicamente al Albiano temprano. La formación está compuesta por una la alta presencia de materia orgánica (foraminíferos plantónicos, bivalvos, gasterópodos) y rocas de carácter grainstone y mudstone, intercaladas con capas de lutitas, areniscas y dolomitas, acompañadas eventualmente por concreciones. Cuenta con un espesor aproximado de 148 pies, cuya depositación de rocas se da en un ambiente marino somero.¹¹ De manera concordante infrayace la Formación Aguardiente y suprayace la Formación Tibú.

➤ *Formación Aguardiente:* Generada en la etapa del Albiano medio a tardío. Se caracteriza por contener paquetes a nivel regional de cuarzoareniscas de grano grueso, acompañadas de intercalaciones de calizas y shales (con alto contenido de materia orgánica), que llegan a sumar un total aproximado de 590 a 787 pies de

⁸ YUREWICZ, op. cit, p. 1333

⁹ YUREWICZ, Don A., et al. Source rocks and oil families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia. En: AAPG BULLETIN. Jul 1, vol. 82, no. 7, p. 1333

¹⁰ Ibid., p. 1333.

¹¹ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P. 39.

espesor¹². La sedimentación se atribuye a un ambiente marino; es depositado suprayaciendo la Formación Mercedes de manera concordante.

1.3.2.3 Formación Capacho (Fm Cogollo). Su depositación se produjo a partir del Albiano Superior y el Cenomaniano. Se puede encontrar un gran porcentaje de materia orgánica compuesta por bivalvos y restos de peces; que se encuentran inmersos en capas de arcillolitas (con tonos grises oscuros a negros) depositadas en forma planoparalela a ondulada, arcillolitas arenosas y calizas lumaquéllicas (igualmente con estratificación planoparalela). Cuenta con un espesor de 300 a 1000 pies de Norte a Sur y en las secciones levantadas (Sardinata y La Donjuana) oscila entre 1070 y 1150 pies. Se genera a partir de un ambiente de depositación marino restringido, suprayaciendo la Formación Aguardiente de manera concordante.¹³

1.3.2.4 Formación La Luna. La etapa de generación se enmarca entre el Coniaciano al Campaniano temprano. Esta formación comprende principalmente intercalaciones de lutitas y calizas (con gran porcentaje de materia orgánica), que se manifiestan en forma de lentes o concreciones, donde se manejan espesores que van desde 180 a los 300 pies. El ambiente de depositación de dicha unidad geológica fue marino restringido.¹⁴ Según Yurewicz¹⁵, la Formación La Luna suprayace la Formación Capacho de manera concordante.

1.3.2.5 Formación Colón. La depositación se dio desde el Campaniano tardío al Maastrichtiano temprano. Se compone por lutitas (con bajo porcentaje calcáreo) y hacia la base por areniscas glauconíticas (conteniendo un porcentaje de foraminíferos y restos de peces). El espesor se encuentra entre 705 a 1509 pies. Su ambiente de depositación es Marino. La unidad geológica presenta un hiato estratigráfico (ausencia del lapso en la Etapa del Campaniano) en su base respecto al tope de la Formación La Luna, esto se puede observar en las cercanías del límite estratigráfico que une a las formaciones.

1.3.2.6 Formación Mito-Juan. La depositación acontece al Maastrichtiano temprano - Maastrichtiano tardío. Está constituido por arcillolitas limolíticas, limolitas, calizas y lutitas grises verdosas. El espesor de esta formación oscila entre 787 y 1200 pies. El ambiente de depositación se interpretó como marino somero. La Formación Colon nombrada en el anterior párrafo infrayace de manera concordante con la Formación Mito-juan.

¹² YUREWICZ, op. cit, p. 1333

¹³ YUREWICZ, Don A., et al. Source rocks and oil families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia. En: AAPG BULLETIN. Jul 1, vol. 82, no. 7, p. 1333

¹⁴ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.40.

¹⁵ YUREWICZ, op. cit, p. 1333

1.3.2.7 Formación Catatumbo. La Formación Catatumbo (generada entre las etapas del Maastrichtiano y el Paleoceno) está constituida por lutitas y arcillolitas intercaladas, también se pueden encontrar en la sección de la base; areniscas lenticulares, y a veces, en alguna sección de la localidad, se obtienen capas de carbón¹⁶; presenta un espesor que va desde los 328 a los 656 pies¹⁷. El ambiente de depositación se generó en un ambiente de frentes deltaicos (marino-marginal).¹⁸ Además cabe aclarar que se encuentra en contactos transicionales con la base la Formación Barco y el tope de la Formación Mito-Juan.

1.3.2.8 Formación Barco. (Depositada en la etapa del Paleoceno) Se ubica en el flanco Oriental del anticlinal de Petrólea¹⁹. El gran porcentaje de la formación se compone de areniscas, ya sea de grano fino o medio (con estratificación cruzada) y de intercalaciones de arcillolitas; de igual manera, se pueden obtener en algunas locaciones capas de carbón.²⁰ El espesor puede variar entre 500 a 700 pies según la locación. La formación se generó en un ambiente de depositación deltaica, y se encuentra suprayaciendo la Formación Catatumbo e infrayaciendo la Formación Los Cuervos de manera concordante.²¹

1.3.2.9 Formación Los Cuervos. Esta formación generó su sedimentación a partir de la etapa del Paleoceno. Está constituida litológicamente por intercalaciones de capas de areniscas lodosas, lutitas, arcillolitas (verdes a grisáceas) y mantos de carbón²². Tiene un espesor que oscila entre los 656 hasta los 985 pies. Se formó a partir de un ambiente fluvial-deltaico. La Formación Los Cuervos tiene un contacto local discordante con la base de la Formación Mirador.²³

1.3.2.10 Formación Mirador. Esta formación produjo su depositación durante la etapa del Eoceno, conformada por areniscas cuarzosas (con laminación en artesa), y contiene intercalaciones de shale. El espesor se encuentra entre los 525 y 1312 pies²⁴. El ambiente de depositación para la acumulación de los sedimentos fue; fluvial flujo trenzado. El contacto con la parte superior de la Formación Los Cuervos es discordante, mientras que el contacto con la base de la formación que la suprayace (Formación Carbonera) es concordante transicional.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, op. cit, p. 42

¹⁷ ZAPPA, Luis. GEOLOGÍA, GEOFISICA Y GEOQUIMICA DE LA CUENCA CATATUMBO. Bucaramanga, 2009, p.52. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisico-Química, Escuela de Geología.

¹⁸ YUREWICZ, op. cit, p. 1333

¹⁹ NOTESTEIN, F., Hubman, C., and Bowler, J. 1944. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. Bulletin of the Geological Society of America, 55(10): 1165-1216.

²⁰ ZAPPA, Luis. GEOLOGÍA, GEOFISICA Y GEOQUIMICA DE LA CUENCA CATATUMBO. Bucaramanga, 2009, p.54. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisico-Química, Escuela de Geología.

²¹ YUREWICZ, op. cit, p. 1333

²² ZAPPA, op. cit, p.54

²³ YUREWICZ, op. cit, p. 1333

²⁴ ZAPPA, op. cit, p.55

1.3.2.11 Formación Carbonera. La formación se originó entre las etapas del Eoceno Superior y el Oligoceno Inferior.²⁵ Se compone por arcillolitas, lutitas, areniscas (grano fino a grueso), limolitas y mantos de carbón. En los límites de la formación donde se obtienen calizas y areniscas glauconíticas, se pueden encontrar incursiones marinas. El espesor varía entre los 1300 a los 1800 pies aproximadamente. El ambiente de depositación de la formación es fluvial-deltaico. La formación se encuentra en contacto concordante con la base de la Formación León.

1.3.2.12 Formación León. Su depositación se dio a partir de la etapa del Mioceno temprano hasta el Mioceno tardío. Está compuesta de intercalaciones de capas delgadas de limolitas, lentes de arenisca y lutitas grises. Tiene un espesor aproximado de 1200 a 1400 pies según su localidad (Oriente u Occidente). El ambiente de depositación que generó esta formación fue un ambiente marino-somero. Suprayace con la Formación Guayabo e infrayace con la Formación Carbonera, en ambos casos de manera concordante.

1.3.2.13 Formación Guayabo. La depositación se da entre las etapas del Mioceno medio al Plioceno. Se encuentra constituida por limolitas, areniscas, arcillolita (en un menor porcentaje) y shale arenoso. Esta formación puede alcanzar un espesor cercano a los 3000 pies.²⁶ La sedimentación se produjo a partir de un ambiente de baja energía de carácter deltaico. La Formación Guayabo se encuentra en contacto concordante con el tope de la Formación León.

1.3.3 Geología estructural de la Cuenca Catatumbo. Debido a los esfuerzos producidos y al tipo de formación, se da lugar a la generación de estructuras dependiendo del tipo de roca (y características), en donde se tiene en cuenta la fragilidad o plasticidad; en el primer caso, si la roca es muy frágil daría origen a estructuras falladas, mientras, si la roca a la cual se le aplica el esfuerzo es de carácter plástico, la estructura originada tiende a ser un plegamiento.

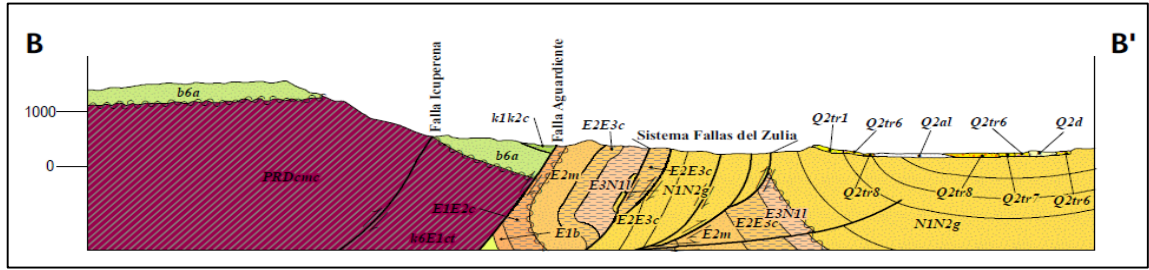
A continuación se describen las principales estructuras presentes en la Cuenca del Catatumbo.

Falla de Aguardiente: Es una falla inversa o de cabalgamiento, donde el bloque yacente cabalga en dirección al E por un esfuerzo compresional. Su longitud es de 62 km aproximadamente, sin embargo la falla se encuentra interrumpida superficialmente en algunos tramos por una sedimentación posterior. Se genera en la falla de rumbo dextral (la cual se encuentra ubicada en la Cuchilla El Disparate), y se extiende con un rumbo en dirección NE, 38° aproximadamente (ver Figura 3).

²⁵ ZAPPA, op. cit, p.55

²⁶ YUREWICZ, Don A., et al. Source rocks and oil families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia. En: AAPG BULLETIN. Jul 1, vol. 82, no. 7, p. 1333

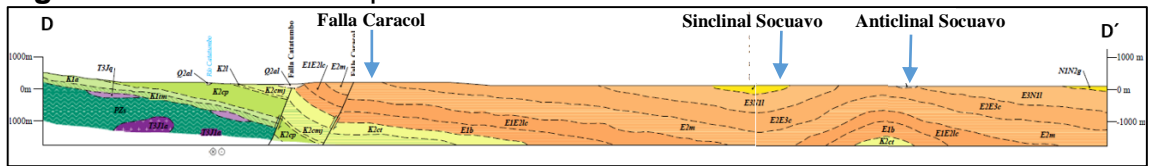
Figura 3. Corte B-B' - Esquemático



Fuente: OCHOA, A., Oviedo, J., Rios, P., Garcia, G, Lozano, L & Martinez, E.2016. Mapa geológico de la plancha 87 Sardinata. Escala 1:100 000. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá.

Anticlinal de Socuavo: Se encuentra ubicado al Oeste de la frontera colombo-venezolano, limita al Norte con el Rio Socuavo Norte. Es un anticlinal asimétrico donde tiene altos buzamientos en el flanco W, y buzamientos suaves en el flanco E. Cuenta con una longitud aproximada de 28,7 km (ver Figura 4).

Figura 4. Corte D-D' - Esquemático

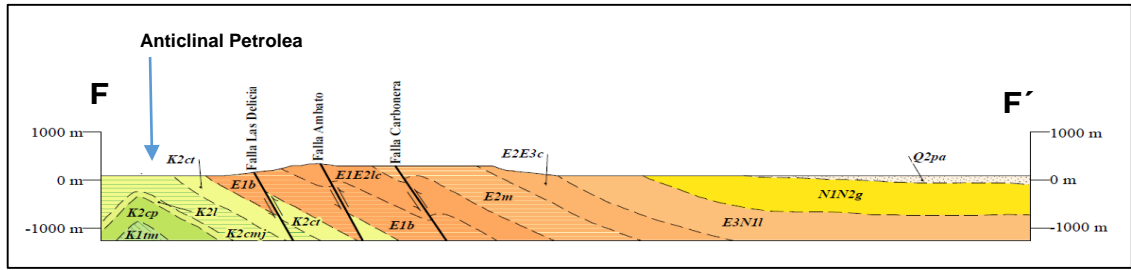


Fuente: GONZÁLEZ, H., Salinas, R., Arenas, A., Ayala, L., Cardenas, J., Muñoz, C., Paniagua, F., Pulido, W., Restrepo, J., Rodriguez, S., Vergara, V. & Zuluaga, S.2015. Mapa geológico de la plancha 67 Tibú. Escala 1:100 000. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá.

Sinclinal Socuavo: Es una estructura con tendencia asimétrica, en la cual se pueden observar buzamientos leves en ambos flancos. El anticlinal tiene un rumbo NS, donde a la mitad de la longitud de estructura, presenta una variación de rumbo con dirección NW (aproximadamente 45°). Se encuentra al Oeste del Anticlinal Socuavo y las formaciones que afloran a lo largo del anticlinal corresponden con la Era Cenozoica. Exhibe una longitud de 64,8 km aproximadamente (ver Figura 4).

Anticlinal de Petrolea: Es un anticlinal con estructura asimétrica, el cual presenta un rumbo NS, en donde el flanco W tiene un buzamiento más alto respecto al flanco E. Cabe resaltar que el anticlinal tiene diversas fallas. Posee una longitud aproximada de 19.9 km (ver Figura 5).

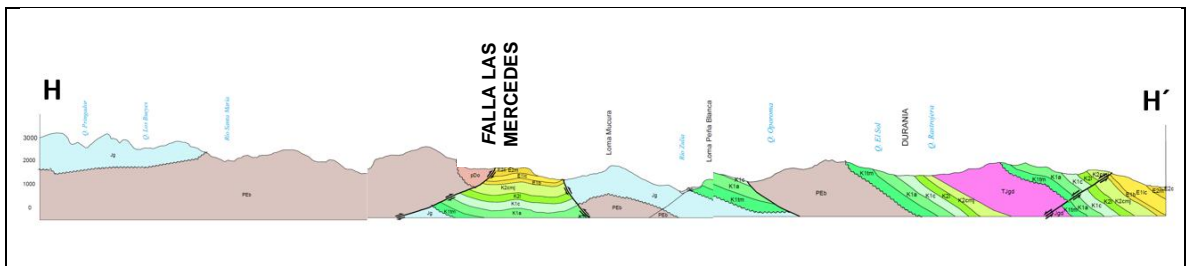
Figura 5. Corte F-F' - Esquemático



Fuente: GONZÁLEZ, H., Salinas, R., Arenas, A., Ayala, L., Cárdenas, J., Cifuentes, P., Muñoz, C., Paniagua, F., Pulido, W., Restrepo, J., Rodríguez, S., Vergara, V. & Zuluaga, S. 2015. Mapa geológico de la plancha 78 Puerto Santander. Escala 1:100 000. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá.

Falla de Gramalote y Las Mercedes: Son fallas inversas, es decir, el bloque superior que cabalga el bloque inferior se encuentra ubicado al W, con dirección de cabalgamiento E. Cabe resaltar que ambas fallas nacen a proximidades del río Arboledas. El rumbo de las fallas es NS y sus longitudes son aproximadamente de 92km (Falla las Mercedes) (Ver Figura 6) y de 40,2 km (Falla Gramalote).

Figura 6. Corte H-H': Falla Las Mercedes

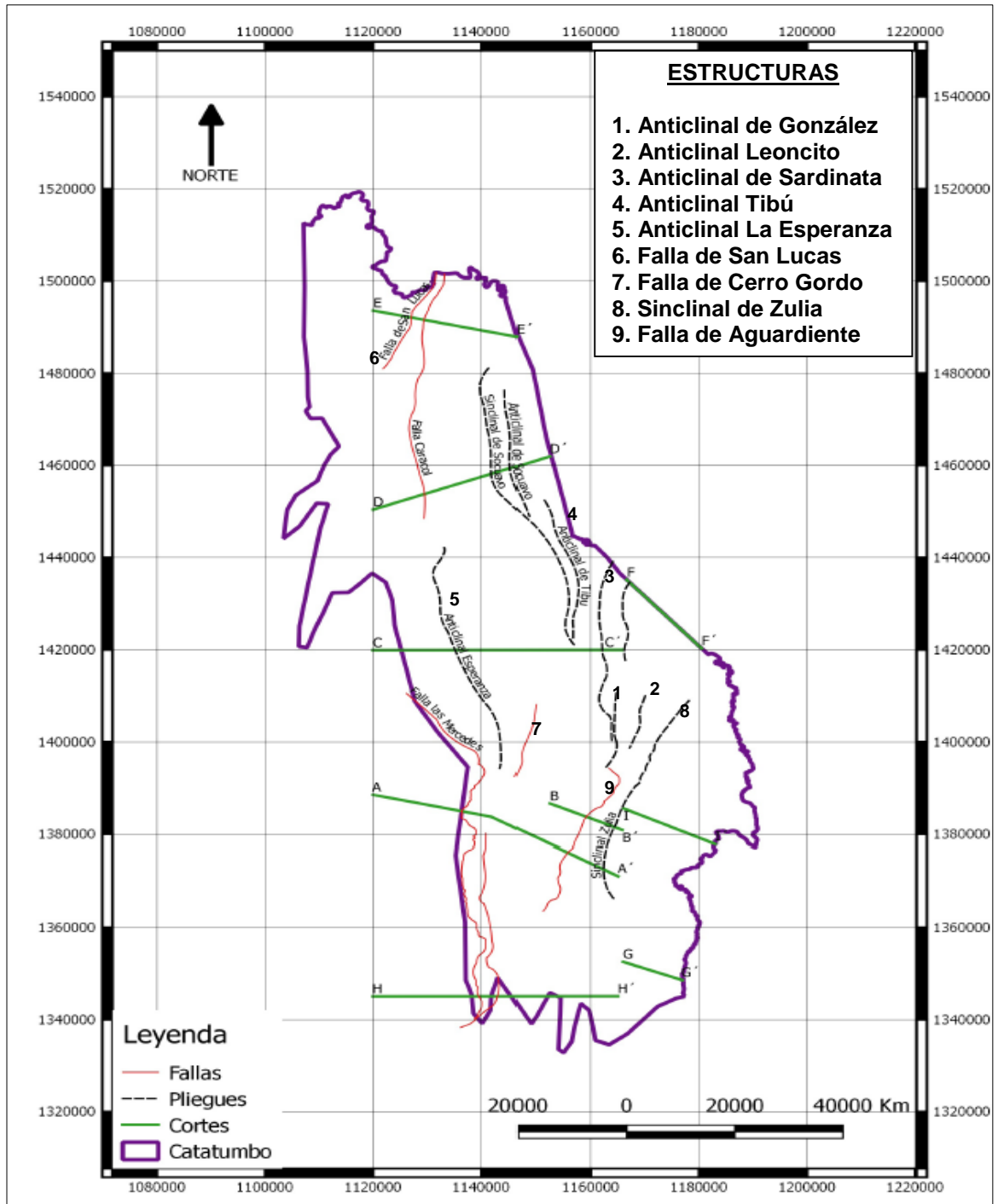


Fuente: Elaboración propia, con base en: FUQUEN, J. (2010). Geología de la plancha 98 Durania. Escala 1:100.000. Bogotá: INGEOMINAS.

Anticlinal de González: Es un anticlinal con estructura asimétrica alargada, este presenta un rumbo NS, con un cabeceo en la parte Norte hacia el Oeste. Tiene una longitud aproximada de 11.3 km. El afloramiento que se presenta a través de la longitud del anticlinal data de la era Cenozoica. El anticlinal muere al Norte al tener contacto con la Falla de Aguardiente (Ver Figura 7).

Anticlinal de Leoncito: Su geometría es asimétrica, donde los buzamientos son muy suaves en el flanco W, mientras que los buzamientos en el flanco E son altos. Presenta un rumbo NE y tiene un leve cabeceo hacia el Sur. El anticlinal tiene una longitud aproximada de 13.1 km. Se ubica al Este del Anticlinal de González (ver Figura 7).

Figura 7. Principales estructuras de la Cuenca del Catatumbo



Fuente: Elaboración propia, con base en: PEDRAZA, P., & Ramírez, Y. (2011). *Catatumbo Basin Vol. 5* (p. 135). Medellín, Colombia: ANH-University EAFIT. Department of Geology.

Anticlinal de Sardinata: Este anticlinal presenta una estructura asimétrica, en el que el buzamiento del flanco E es mayor al buzamiento del flanco W. Se ubica al W del anticlinal de petrolea, donde presenta una longitud de 32 Km. El afloramiento que presenta a lo largo del anticlinal data de la era Cenozoica o Terciaria (ver Figura 7).

Anticlinal de Tibú: Es un anticlinal con una tendencia simétrica, su rumbo es NS con cabeceo hacia el Este. Se encuentra en la parte Norte del Anticlinal de Sardinata. Tiene una longitud aproximada de 7,95 km (ver Figura 7).

Anticlinal de Caracol: El anticlinal tiene una estructura asimétrica, donde el flanco W tiene una tendencia de buzamiento suave, mientras que el flanco E tiende a ser casi vertical. Tiene una longitud aproximada de 17,8 km, donde finaliza (Norte) con la Falla de San Lucas (Ver Figura 7).

Anticlinal La Esperanza: Es un anticlinal el cual presenta una estructura asimétrica, con muy bajos buzamientos en ambos flancos. Se encuentra ubicado al NW de la Falla de Cerro Gordo. Esta estructura presenta una longitud aproximada de 50.9 km. Presenta un rumbo NW aproximadamente de 33 grados (ver Figura 7).

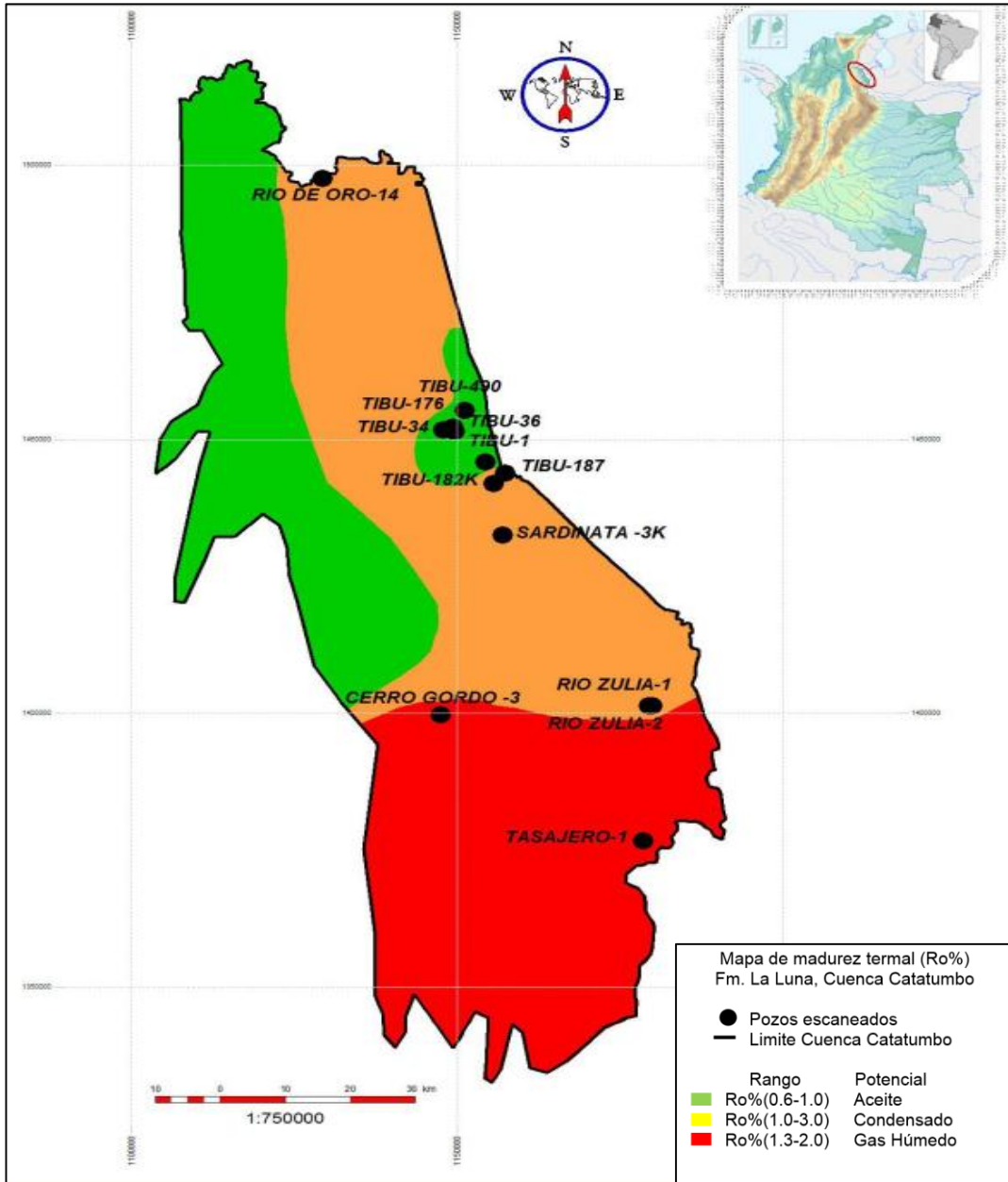
Sinclinal de Zulía: Es una estructura que cuenta con un rumbo aproximado de 35° NE. Se ubica al E de la Falla de Aguardiente (8,3 km aproximadamente) y tiene una longitud de 53,1 km (ver Figura 7).

Falla de Cerro Gordo: Es una falla inversa, cuyo bloque yacente se encuentra al W del plano de falla y el bloque colgante se encuentra el E, donde se puede exhibir un buzamiento al W de 35°. Su longitud es aproximadamente 17,8 km. Se encuentra ubicada entre la quebrada la Lejía y el Río San Miguel (ver Figura 7).

1.3.4 Geología del petróleo de la Cuenca Catatumbo. Para este proyecto es de vital importancia exponer como se conforma el sistema petrolífero; actualmente se encuentra con un alto contenido de materia orgánica y variaciones de madurez térmica a través de toda la cuenca, indicando una alta probabilidad de encontrar hidrocarburos tanto en estado líquido como en estado gaseoso (o mezclas). A continuación se explicará cada elemento que comprende los diferentes reservorios.

1.3.4.1 Roca generadora. La roca generadora por excelencia a nivel regional en la cuenca del Maracaibo y en Colombia ha sido la Formación La Luna, sin embargo, el periodo de generación de hidrocarburos data del Cretácico superior, indicando la

Figura 8. Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, Cuenca Catatumbo



Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.28.

existencia de una segunda roca generadora, correspondiente a la Formación Capacho, eventualmente nombrada Formación Cogollo por su similitud con el Grupo Cogollo (unidad geológica que infrayace la Formación La Luna en la Cuenca del Maracaibo-Venezuela). Por este motivo es necesario hablar de manera independiente de cada una de estas formaciones, ya que dependiendo de cuál sea, tiene repercusiones en la ventana de generación de hidrocarburos.

La calidad de una roca generadora es evaluada a través de varias pruebas en las cuales se pueden determinar características tales como: la cantidad de Materia Orgánica (TOC), la calidad de la misma (tipo de kerógeno) y la madurez (Índice de Hidrogeno). En el caso de la Formación La Luna, como roca generadora, presenta variaciones en el porcentaje de materia orgánica según el sector de ubicación; hacia el sector Central y Nororiental del Catatumbo se obtienen valores entre 2 a 4 % de TOC, y desde el Noroccidente hasta el Sur / Sureste se encuentran entre 1 a 2% de TOC. A su vez La Luna exhibe un kerogeno tipo II, lo cual indica un alto contenido de hidrogeno y bajo contenido de oxígeno. El índice de hidrogeno (IH) es menor a 200 mg HC/ g TOC, por este motivo se enmarca en un rango de alta madurez, tal como se puede evidenciar en la Figura 8. Mapa de tendencias de madurez y posible tipo de fluido relacionado, Formación La Luna, Cuenca Catatumbo en términos del índice de reflectancia de la vitrinita (Ro%).

Para la Formación Capacho como roca generadora tiene un porcentaje (%) de TOC entre el 1,5 al 3; demarcado específicamente entre los sectores Noroccidental, Nororiental y Centro Suroccidental de la cuenca. En cuanto al tipo de Kerógeno predominante se ve limitado entre tipo II y III; al igual que La Luna muestra un IH inferior a 200 mg HC/ g TOC.²⁷

1.3.4.2 Roca reservorio. La roca almacén es caracterizada por tener valores de porosidad y permeabilidad altos a medios; en donde se almacena con frecuencia los hidrocarburos; sin embargo para yacimientos de baja permeabilidad, el contenido de hidrocarburos va ligada a la presencia de fracturas.

Para el caso de la Cuenca del Catatumbo; de acuerdo al análisis realizado por la ANH en conjunto con INGRAIN /Halliburton²⁸, se puede realizar una clasificación de los yacimientos de la siguiente manera: desde la superficie hasta la Formación Mito-Juan, los yacimientos son asociados a porosidades convencionales, ya que el origen de la materia orgánica es de carácter continental; por el contrario las formaciones más antiguas, previas a Mito-Juan, muestran porosidades de alrededor del 4%, indicando yacimientos vinculados a sistemas de fracturas. Para las formaciones superiores a Mito-Juan, que actúan como roca reservorio manifiestan

²⁷ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.28.

²⁸ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.108.

variaciones de porosidad, espesor conforme al tipo de roca presente en cada unidad geológica tal como se evidencia en la Tabla 1.

Tabla 1. Porosidad, espesor y tipo de roca en formaciones productoras

| Formación | Espesor neto (pies) | Tipo de Roca | Rango de Porosidad (%) |
|-----------|---------------------|---------------------|------------------------|
| Mirador | 40 a 60 | Areniscas | 15 a 22 |
| Barco | 150 | Areniscas | 10 a 15 |
| Carbonera | 200 | Areniscas/ Shale | 5 a 15 |
| | | Calizas | 10 |

Fuente: Elaboración propia, con base en: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.28.

1.3.4.3 Roca sello. Los principales sellos regionales corresponden a las Formaciones Colón, Mito-Juan; ya que su diagénesis tuvo lugar en el choque entre la placa Pacífica y la placa Suramericana, lo cual desencadenó la depositación de grandes espesores de shale y areniscas; impidiendo así, la migración de hidrocarburos provenientes del Cretácico.

Por la naturaleza de la litología en las rocas de las Formaciones León y Los Cuervos, también funcionan en algunos casos como roca sello, al contar con muy baja permeabilidad y tener zonas apretadas.

1.3.4.4 Trampa. Durante el Mioceno al Plioceno, al originarse un ambiente compresivo, se generaron pliegues y fallas, dando así lugar al entrampamiento de hidrocarburos en toda la cuenca.²⁹ Principalmente la Cuenca del Catatumbo está compuesta por fallas transpresionales representadas por estructuras de flor y fallas normales.

1.3.4.5 Migración. De acuerdo a los análisis realizados a los hidrocarburos presentes en la cuenca, se ha planteado una hipótesis respecto al proceso de migración de dichos hidrocarburos. La hipótesis con mayor rango de aceptabilidad, plantea tres caminos de migración que determinaran la trayectoria del crudo o del gas (dado el caso).

Estas migraciones datan en la época del Mioceno-Plioceno en donde tendrá origen un evento compresivo de alta intensidad, en el cual surgirá un levantamiento de grandes cadenas montañosas, además de ocasionar fallamientos y fracturas; en el que fueron generados los senderos de migración por donde migraron los

²⁹ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.48.

hidrocarburos (cocinados en el Cretácico), hacia formaciones superiores. Una primera migración se da a partir de las fallas y fracturas, llegando así a las formaciones del Cretácico superior y el Terciario (crudo generado desde las Formaciones Capacho y Uribante).

La segunda migración, se da de manera adyacente a través de formaciones del Cretácico (crudo generado a partir de la Formación La Luna). Para el caso del Campo Rio Zulia, ubicado al Oriente de la Cuenca, el crudo es de origen continental y marino, significando un camino diferente de migración, que según el estudio, es atribuido a una alta maduración de la Formación Barco, gestando así, una migración lateral distribuyéndose en diferentes formaciones entre el Paleoceno y Mioceno (Formaciones Mirador, Barco y Carbonera).³⁰

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA

En esta sección se explicará a grandes rasgos las generalidades de producción de la cuenca haciendo énfasis en la producción del Bloque Carbonera. La información es suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, cumpliendo la función de fiscalización a partir del año 2013; por ende el análisis de producción del presente trabajo, será realizado desde dicha fecha. La información respecto al Bloque Carbonera es suministrada por la empresa Wattle Petroleum Company, operadora del bloque desde el año 2012, motivo por el cual, la información del bloque será reportada a partir de esta fecha.

1.4.1 Método de Producción. La Cuenca del Catatumbo de acuerdo a la distribución de TOC expuesta en la Figura 8 se encuentra una correlación del tipo de mecanismo de producción. En las zonas donde se halla un índice de madurez termal medio (1- 1,3 Ro%), se ubican mecanismos como gas en solución, expansión de fluidos (para las zonas más someras) y empuje parcial de agua (en las zonas más profundas); esto se puede corroborar en campos como Sardinata, Petrolea y parte del Campo Rio Zulia³¹. Para el año 2012, el Campo Rio Zulia empleaba en un total de 15 pozos en operación, ocho sistemas de gas lift y siete con bombeo hidráulico yet³². Para Campos con Ro entre 0,6 a 1 %, como lo es el Campo Tibú, existe una fuerte influencia de empuje de agua, lo cual desencadena una mayor conservación de presión; para efectos de los métodos de producción el Campo Tibú, utiliza diferente sistemas de levantamiento, entre los que se encuentran: bombeo

³⁰ YUREWICZ, Don A., et al. Source rocks and oil families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia. En: AAPG BULLETIN. Jul 1, vol. 82, no. 7, p. 1348

³¹ JIMENEZ, Juan; MEDINA, Daniel. EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE LA ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SARDINATA. Bogotá DC, 2014, p.40. Trabajo de Grado. Fundación Universidad De América, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos.

³² BARÓN, Mauricio; PEREZ, José. SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO RÍO ZULIA. Bogotá DC, 2012, p.39. Trabajo de Grado. Fundación Universidad De América, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos.

mecánico, PCP, BES, PL y flujo natural³³; ya que el principal hidrocarburo presente allí es aceite. Para el caso del Bloque Carbonera, en el Campo Cerro Gordo, desde el año 2012 hasta la actualidad (2018), se ha extraído gas de dos pozos rentables (comercialmente), mediante flujo natural como método de producción; estos son Cerro Gordo-1 y Cerro Gordo-5.

1.4.2 Tiempo de producción de la Cuenca. Más aun, cuando el primer pozo de la cuenca (Pozo Rio de Oro-1), fue perforado en el año 1920 y posteriormente abandonado debido a la baja productividad; por esto, es necesario recalcar que la historia de producción del campo corresponde al año 1933, cuando la empresa COLPET (Colombian Petroleum Company) perfora el pozo Petrólea-1, encontrando crudo con una gravedad API cercana a los 46°, lo que permitió desarrollar la Concesión Barco (Actualmente enmarcada en el área delimitada por la Cuenca del Catatumbo). El descubrimiento de los Campos Carbonera (1938), Tibú (1940), Sardinata (1951), Yuca y Oru (1958); también son realizados por la compañía COLPET. De acuerdo a los reportes de perforación, el Campo Cerro Gordo es descubierto por la empresa Texas Petroleum Company, en el año 1987 con la perforación del pozo Cerro Gordo-1³⁴, desde este año se ha venido desarrollando el campo, pese a los problemáticas de orden social que aquejan la región, generando el cierre intermitente de los pozos allí presentes.

Tabla 2. Empresas encargadas de la explotación, y extracción de hidrocarburos en la Cuenca del Catatumbo desde el año 2013

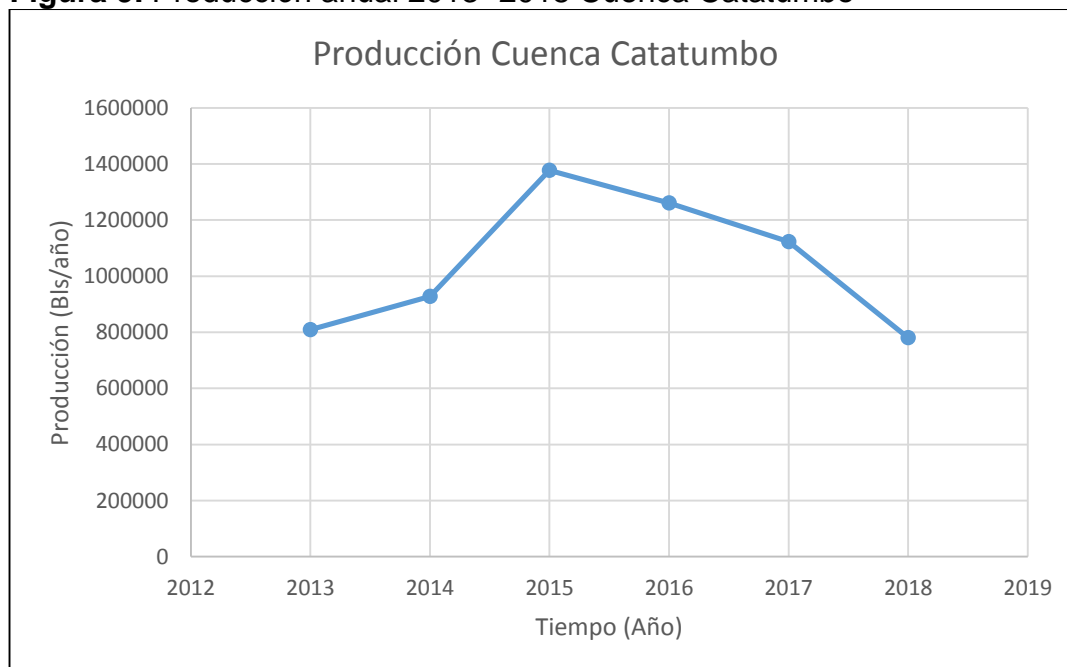
| Año | Empresa |
|------|--|
| 2013 | WELL LOGGING y ECOPETROL S.A |
| 2014 | WELL LOGGING y ECOPETROL S.A |
| 2015 | WELL LOGGING y ECOPETROL S.A |
| 2016 | ECOPETROL S.A |
| 2017 | WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S, ECOPETROL S.A Y IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ |
| 2018 | WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S, ECOPETROL S.A Y IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ |

Fuente: ANH Derecho de Petición, Radicado 20185010321871, 25 de Octubre del 2018.

³³ DUARTE, Stephania; GAITAN, Nicolas. VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) POSTERIOR AL PROCESO DE RECOBRO MEJORADO POR LA INYECCIÓN SELECTIVA DE AGUA EN EL CAMPO TIBÚ. Bogotá DC, 2012, p.35. Trabajo de Grado. Fundación Universidad De América, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos.

1.4.3 Número de pozos de la Cuenca. Para el año 2018 se obtiene un total cercano a los 838 pozos perforados en la Cuenca del Catatumbo³⁵; donde el 30 por ciento aproximado del total de pozos son productores. La mayor densidad de pozos perforados por bloque se ubica en el sector de Tibú; ya que los Campos Sardinata, Petrólea y Tibú coexisten en el mismo bloque. En el Campo Cerro Gordo, en el Bloque Carbonera se encuentra un total de 8 pozos perforados y solo dos son productores (Cerro Gordo-1 y 5).

Figura 9. Producción anual 2013- 2018 Cuenca Catatumbo



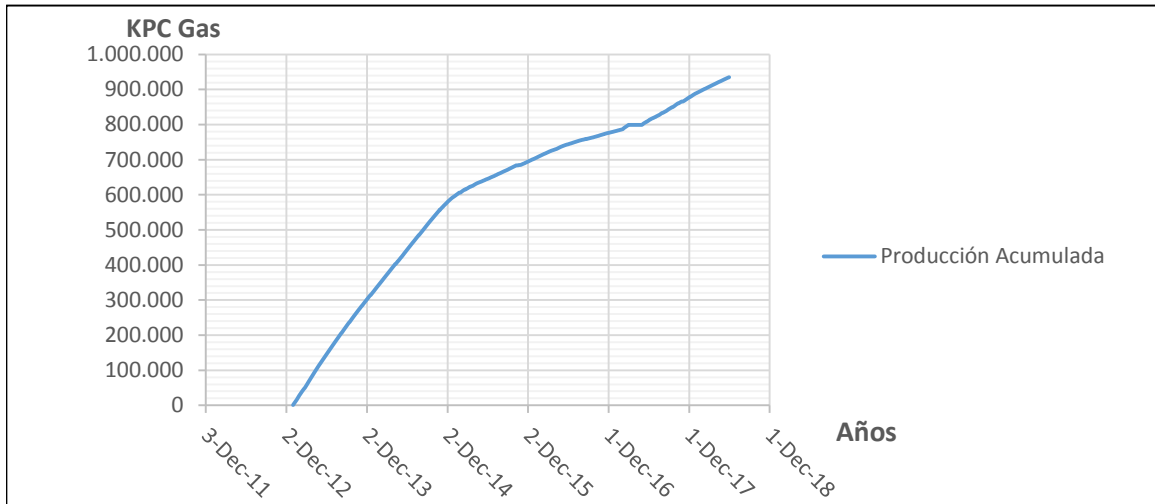
Fuente: ANH Derecho de Petición, Radicado 20185010321871, 25 de Octubre del 2018.

1.4.4 Producción acumulada de petróleo y gas de la Cuenca del Catatumbo y el Bloque Carbonera. La producción acumulada de hidrocarburo en la cuenca del Catatumbo, de acuerdo con la ANH desde el 2013 al 2018 ha sido de aproximadamente 6.278.344 barriles de hidrocarburo, tanto crudo, gas y condensados, reportando la mayor productividad en el año 2015, pese a la caída de precios en el año 2014; tal como se puede evidenciar en el Figura 9.

Respecto a la producción del Bloque Carbonera, existen reportes desde el año 2012 para el pozo Cerro Gordo-1. A continuación, se presenta el grafico de producción acumulada de gas (para el 31 de mayo del 2018 un total de 935.210 kpc), suprimiendo la producción de condensados.

³⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geovisor [en línea], 18 de octubre de 2018. Disponible en internet: <https://geovisor.anh.gov.co/>

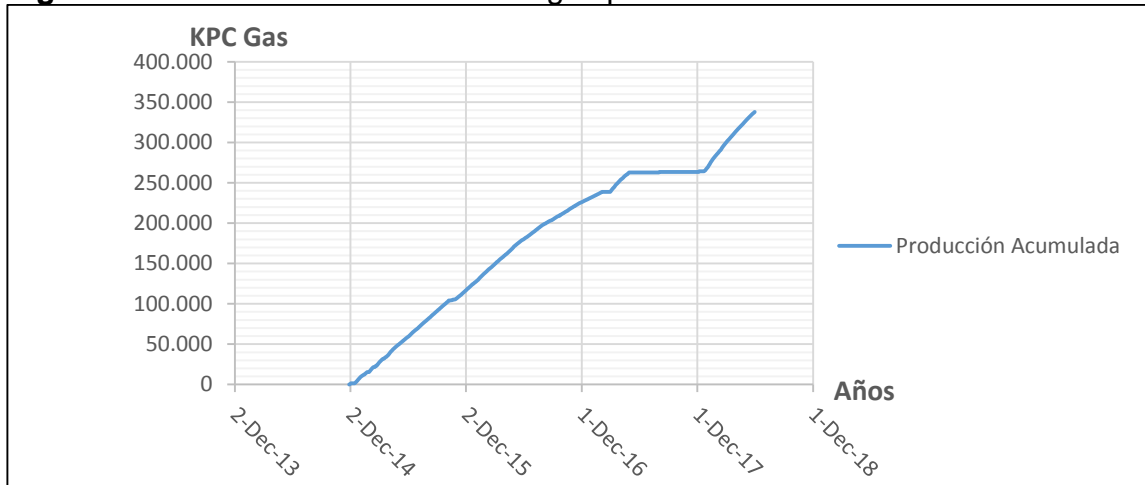
Figura 10. Producción acumulada de gas pozo Cerro Gordo -1



Fuente: Elaboración propia, con base al reporte de producción. Wattle Petroleum Company.

Para el caso del pozo Cerro Gordo-5, fue completado el 30 de enero del 2013 y se obtienen reportes de producción de gas desde el 28 de noviembre del 2014; sin embargo, para el año 2017 se realiza un cierre del pozo desde mayo a diciembre (ver Figura 11). Se estima un total de 337.857 SCF de gas acumulados para mayo 31 del 2018.

Figura 11. Producción acumulada de gas pozo Cerro Gordo 5



Fuente: Elaboración propia, con base al reporte de producción. Wattle Petroleum Company..

2. MARCO LEGAL

El presente trabajo de grado plantea como prioridad obtener una vista objetiva, enfocada a las buenas prácticas ingenieriles. Para determinar el éxito en una operación delicada, como es el fracturamiento con GLP, es necesario entender a cabalidad como se realiza el proceso y en qué lugares es adecuado realizarlo; lo cual se desglosara a lo largo del capítulo 3 del actual proyecto de grado.

Sin embargo, para aplicar un proceso tecnológico con éxito es necesario analizar diferentes aspectos, tales como: aspecto técnico (garantizado una buena ejecución de la tecnología), financiero (optimizando los recursos, para reducir costos) y de gestión (se realice la operación en el tiempo determinado y protegiendo la integridad de las partes involucradas).

Para lograr fijar los lineamientos de la operación, es necesario analizar el cumplimiento de los parámetros para verificar las reglas estipuladas por entidades especializadas en el tema, tales como: API, AGA, ASME, etc. Sin embargo, el alcance de esta técnica, debe a su vez, verificar si no se está violando alguna restricción legal, enmarcada en otros entes legislativos como ministerios o el mismo estado.

Es por esto que entender la legislación de un estado, nos permite dictar si la técnica se puede llevar acabo en el país y que tan preparado se encuentra la nación para lidiar ya sea con el impacto positivo o negativo del uso de la técnica. A continuación, se detallará los antecedentes legales referentes a la técnica de fracturamiento hidráulico, administración de los yacimientos no convencionales e impacto ambiental tanto en Colombia como a nivel Internacional.

2.1 NORMATIVIDAD TÉCNICA ASOCIADA A OPERACIONES EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Las entidades que promulgan en su mayoría los estándares de calidad y normatividad asociada a las técnicas empleadas en la extracción de hidrocarburos son:

1. American Petroleum Institute (API)
2. International Organization for Standardization (ISO)
3. American Society for Testing and Materials (ASTM)
4. American National Standards Institute (ANSI)

Específicamente, el API formula los estándares de calidad empleados mundialmente en la industria petrolera, por lo cual las normas incluidas dentro de la legislación de cada nación, van vinculadas a los estándares fijados por esta entidad; las sociedades y organizaciones enunciadas anteriormente cumplen las funciones de dictar estándares de calidad frente a la realización de muestreos, métodos de

medición y procedimientos enfocados especialmente al uso de materiales en las diferentes industrias.

Para el caso del fracturamiento hidráulico se deben cumplir con estándares de calidad que garanticen la seguridad y la optimización del proceso; esto va desde la selección de los materiales empleados durante el proceso, los cuales debe soportar las presiones, temperaturas y ser compatibles con el fluido transportado; hasta la ejecución del proceso, minimizando el impacto ambiental y garantizando la seguridad del personal. Entre las normas específicas utilizadas durante la planeación, ejecución y posterior al fracturamiento hidráulico son:

Tabla 3. Normas técnicas empleadas en el fracturamiento hidráulico

| Norma | Entidad | Tema |
|----------|---------|---|
| HF1 | API | Operaciones para fracturamiento hidráulico- Guías de Integridad de construcción de pozos |
| HF2 | API | Gestión de agua asociada a la fractura hidráulica |
| HF3 | API | Prácticas para mitigar los impactos superficiales asociados con la fracturación hidráulica |
| RP-51R | API | Protección ambiental para operaciones de producción de petróleo y gas en tierra |
| STD 65-2 | API | Aislamiento de zonas de flujo potencial durante la construcción del pozo |
| RP-100-1 | API | Integridad de pozo y contención de fracturas |
| RP-100-2 | API | Gestión de aspectos ambientales asociados a las operaciones de exploración y producción incluidas en la fracturación hidráulica |
| 56 | API | Prácticas recomendadas para la prueba de arena utilizada en operaciones de fracturación hidráulica |
| 13503 | ISO | Medición de las propiedades viscosas de los fluidos de completamiento |

Fuente: Elaboración Propia

2.2 NORMATIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

En el ámbito Internacional se reducirá el análisis de la legislación, a los países cuyo desarrollo de la técnica sea exitoso. De acuerdo con los papers SPE-185500, SPE-185441 se evidencian estudios satisfactorios en el fracturamiento con GLP en países como: China, Canadá, Estados Unidos e India.

Por consiguiente, se desglosara la normatividad estatal que vincula esta práctica en los países nombrados anteriormente.

2.2.1 China. El poder legislativo en China se encuentra abarcado principalmente por la Asamblea Popular Nacional (NPC), la cual aprueba o deroga los proyectos de ley fijados; ya sea por el presidente del país o por el consejo de estado. Los proyectos de ley van dirigidos a partir de las necesidades del país, y son conexos con una docena de ministerios y oficinas adscritas a los mismos. Además de cumplir con las leyes nacionales, cada región abarcada por las cuencas sedimentarias donde se realiza las operaciones de exploración y explotación de crudo, tiene el deber y derecho de observar, inspeccionar y determinar si se están cumpliendo la normatividad. En caso de que el estado determine que se está incumpliendo las normatividades puede cesar la operación de la empresa e imponer una sanción económica.

Para el caso del fracturamiento con GLP no se encuentra especificado en la legislación un procedimiento para realizarlo; pero si se encuentra publicada una serie de leyes que estipulan los lineamientos de la extracción de Gas Shale.

Los ministerios involucrados en las políticas referentes al Gas Shale son³⁶: La comisión de Reforma y Desarrollo Nacional (CNRD) quien desarrolla la política general y regula los precios de gas natural; La Administración Nacional de Energía (NEA) establece metas de producción de Gas Shale, además de especificar cuáles son las normas vigentes publicadas por La Plataforma Nacional de Servicio Público para los estándares de Información (SAC) – entidad que maneja los estándares de calidad propios de China y manejo de información bajo modelos específicos-;el Ministerio de Tierras y Recursos (MLR) determina los derechos sobre los minerales y realiza las ofertas de tierras para la exploración de Gas Shale; el Ministerio de Finanzas (MOF) genera políticas de ámbito económico en términos de subsidios para contribuir a la producción de este tipo de recursos (ya que los yacimientos presentes en las cuencas sedimentarias de CHINA, asociados a gas Shale se encuentran a profundidades equivalentes al doble de la profundidad que maneja Estados Unidos, 13.200 a 16.400 pies y 8000 pies respectivamente; esto genera un mayor costo en el procedimiento de extracción del Gas Shale, que no sería rentable sin ayudas del Gobierno³⁷);el Ministerio de Ciencia y Tecnología (MOST) se encarga de investigar técnicas alternativas y mejoras en los procedimientos para la extracción de gas Shale. El Ministerio de Protección Ambiental (MEP) dicta las pautas para cuidar de la calidad del aire y del agua (El MEP adquirió el nombre de Ministerio de Ecología y medio Ambiente, y se unió a varios entes gubernamentales, con el fin de mitigar las problemáticas existentes en Beijing³⁸). Actualmente, es

³⁶ La estructura para Marzo del 2018 se encuentra conformada de la siguiente manera: http://f.mlr.gov.cn/201804/t20180401_1766716.html

³⁷ La profundidad promedio registrada en la formación Qiongzhusi, ubicada en la cuenca de Sichuan es de 13200 ft, reportando profundidades hasta los 16400 ft https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China_2013.pdf
La profundidad de completamiento de la formación Barnett Shale (ubicada en la cuenca Bend Arch Fort Worth, Estados Unidos), son cercanas a los 8000 ft.

³⁸ SPANISH PEOPLE. El nuevo Ministerio de Ecología y Medio Ambiente de China combate con firmeza la contaminación [en línea], 10 de Julio de 2018. Disponible en internet: <http://spanish.people.com.cn/n3/2018/0425/c31614-9453534.html>.

esencial presentar un informe a la MLR donde se realice una evaluación del impacto ambiental generado con el fracturamiento Hidráulico. En el ANEXO A, se enunciarán avisos, anuncios y leyes que fijan el desarrollo del gas Shale.

Los procedimientos técnicos que maneja China a lo largo del desarrollo de un fracturamiento hidráulico van de la mano con los estándares de calidad de entes internacionales como API con las normas HF1, HF2 y HF3. El estado chino, por su parte, promulga estándares de calidad, por medio de la SAC; entre los cuales se encuentran:

Tabla 4. Estándares de calidad SAC

| Norma | Tema |
|-------------------|--|
| NB/T 14022-2017 | Prácticas recomendadas para la evaluación de la sensibilidad al agua |
| NB / T 14024-2017 | Especificación técnica de predicción de producción de gas |
| NB / T 14025-2017 | Especificación técnica de prueba de pozo de gas |
| NB / T 14017-2016 | Especificación técnica de registro de gas |
| SY / T 7311-2016 | Procedimiento de evaluación geológica de petróleo y gas |
| SY / T 7327-2016 | Probador de expansión |
| NB / T 14014-2016 | Especificación técnica de prueba de pozo de gas |
| NB / T 14001-2015 | Descripción técnica de la caracterización del yacimientos de Gas Shale |

Fuente. ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA NACIONAL. Servicio de plataforma pública nacional [en línea], 14 de junio de 2018. Disponible en internet: <http://www.std.gov.cn/hb/hbQuery?initnode=SJElectronicsartculos%20>.

2.2.2 Canadá. El ente encargado de la normatividad en el país de Canadá, depende únicamente de cada estado, es decir, estos se generan a partir de una entidad encargada de originar, regular y reglamentar cualquier tema relacionado con la exploración y explotación de hidrocarburos, en este caso, la técnica de fracturamiento hidráulico.

2.2.2.1 Alberta. La entidad Alberta Energy Regulator (AER) es la encargada de reglamentar y originar la normatividad respectiva a la provincia. Algunos requisitos (para la implementación del fracturamiento) para garantizar que el medio ambiente se encuentre protegido son las siguientes:

1. Reglamentar los productos químicos utilizados para generar el fluido de fractura y evitar el ingreso de este fluido hacia aguas subterráneo.
2. El fluido de fracturamiento utilizado no deben ser toxico.

3. La empresa debe revelar el contenido el fluido a utilizar si este es solicitado por la AER.
4. La operadora debe mantener un registro diario respecto al volumen y al tipo de los aditivos que se utilizaron en los fluidos de fractura.
5. La operadora debe utilizar un casing el suficientemente resistente y se debe cementar el pozo, de esta manera, evitar que el fluido de fracturamiento emigre a zonas de aguas subterráneas y aguas superficiales.
6. Los fluidos aguas arriba generados, ya sea, el fluido de fractura o el agua salda generada del yacimiento, estos se deben manipular, almacenar y posteriormente ser desechados según las reglamentaciones y regulaciones.

Para que estos requisitos se cumplan se deben tener encuentra unas regulaciones que están expresadas en forma de directivas. A continuación se expondrán las respectivas directivas enfocadas al fracturamiento hidráulico.

Tabla 5. Directivas enfocadas hacia el fracturamiento hidráulico.

| Directiva u Orden | Nombre | Fecha de vigencia |
|-----------------------------|--|-----------------------|
| Directiva 008 | Requisitos de profundidad del casing superficial | 31 de enero de 2018 |
| Directiva 009 | requisitos mínimos de cementación del casing | 01 de julio de 1990 |
| Directiva 047 | Requisitos de información de residuos para instalaciones de gestión de residuos de yacimientos petrolíferos | 02 de abril de 2013 |
| Directiva 050: | Gestión de residuos de perforación | 15 de julio de 2016 |
| Directiva 058 | Requisitos de gestión de desechos en yacimientos petrolíferos para la industria del petróleo en sentido ascendente | 01 de febrero de 2006 |
| Directiva 059 ³⁹ | Requisitos para la presentación de datos de perforación y finalización de pozos | 29 de marzo de 2018 |
| Directiva 083 ⁴⁰ | Fracturamiento hidráulico – Integridad subsuperficial. | 21 mayo del 2013 |

³⁹ Para el fracturamiento hidráulico la AER exige la presentación y divulgación de sustancias químicas utilizadas en los fluidos de fractura. La compañía encargada de adquirir dichos datos sobre los productos químicos es Fracfocus.

⁴⁰ Esta directiva es de suma importancia, debido a que es la encargada de establecer los requisitos asociados a todas las operaciones subterráneas de fracturamiento; integridad del pozo, prevenir reventones, mantener fluidos los fluidos de fractura seprados de algún acuífero o pozo de agua.

Tabla 5.(Continuación)

| | | |
|---------------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| Orden de Subsuelo No. 2 ⁴¹ | Orden de Subsuelo No. 2-Duveray | Febrero 19 del 2015 |
|---------------------------------------|---------------------------------|---------------------|

Fuente. REGULADOR DE ENERGÍA DE ALBERTA. “Fracturamiento Hidráulico” [en línea], 18 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://www.aer.ca/providing-information/by-topic/hydraulic-fracturing>. Editado por los autores.

2.2.2.2 Columbia Británica. El ente regulador encargado de la provincia de generar y reglamentar una normatividad para el fracturamiento hidráulico y así evitar un impacto ambiental o algún riesgo operacional o de otro tipo es “BC Oil & Gas Comision”.

Para regular toda actividad relacionada con gas y petróleo (pozos, instalaciones, refinерías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, oleoductos y demás), se elaboró el Acta de Actividades de Petróleo y Gas (OGAA).

Las regulaciones, leyes y estatus que hace referencia la OGAA esencialmente relacionadas con el fracturamiento hidráulico son las siguientes:

Regulación de perforación y producción: Esta regulación está asociada al manual de operaciones de petróleo y gas de “BC oil & gas comisión”, el cual es un conglomerado de condiciones para los titulares de permisos, que expone las condiciones reglamentarias y de orientación para las operaciones, construcciones, etc. En el capítulo 9 del manual, se muestran las condiciones y las regulaciones que se deben tener en cuenta para realizar el fracturamiento hidráulico, tanto en el diseño como en la operación; de esta forma mitigar cualquier tipo de riesgo.

Ley de Manejo y Evaluación Ambiental: Regula los procesos de manejo y evaluación ambiental de Columbia Británica, entre estos están los permisos de desechos de petróleo y gas, es decir, regulan diferente tipo de emisiones, gases, sustancias peligrosas y demás, , por consiguiente se encargan de establecer estándares para el almacenamiento y vertimiento de estas sustancias. En el caso del fracturamiento hidráulico, es la encargada monitorear y regular el fluido de fractura (en el proceso de fracturamiento y en el proceso del retorno del fluido), ya que el fluido contiene productos químicos y estos deben ser monitoreados para evitar algún tipo de riesgo o impacto ambiental.

Ley de Sostenibilidad del Agua: Principalmente esta ley regula el uso del agua y su disposición. En el caso del fracturamiento hidráulico, se encarga de verificar y reglamentar el uso del agua, es decir, el volumen a utilizar, de donde se extrae, y como se piensa usar

2.2.2.3 Otras provincias y territorios. Debido al tiempo que se lleva implementando la técnica de fracturamiento en Canadá, las provincias y

⁴¹ Esta orden es importante, debido a que se dice que el fracturamiento ha ocasionado algún tipo de sismicidad en la provincia. La orden impone reglas sobre de monitoreo y reporte sísmico en la zona

territorios en los que se usa esta tecnología, tienen una reglamentación similar y concisa, resaltando la gran importancia que se le debe dar al uso del agua y la importancia hacia el medio ambiente. Estas regulaciones consisten en reglamentar; el uso del agua, el diseño y operación de la técnica de fracturamiento, las sustancias químicas utilizadas en el fluido de fractura, el diseño y completamiento del pozo (para evitar algún tipo de migración a fuentes de agua).

En la **Tabla 6** se expondrán los diferentes territorios donde se ha implementado el fracturamiento hidráulico y sus respectivos entes reguladores.

Tabla 6. Otros territorios y entidades reguladoras de Canadá (fracturamiento hidráulico).

| Provincia o Territorio | Ente Regulador |
|--------------------------|--|
| Territorios del Noroeste | Oficina del Regulador de Operaciones de Petróleo y Gas (OROGO) |
| Nueva Escocia | Departamento de Energía de Nueva Escocia |
| Manitoba | Subdirección de Petróleo de Manitoba Innovación, Energía y Minas |
| Québec | Recursos naturales de Québec |
| Saskatchewan | Energía y recursos de Saskatchewan |

Fuente. Elaboración Propia.

2.2.3 Estados Unidos. En Estados Unidos se maneja la regulación respecto al “fracking” de dos maneras, estatal y federalmente, es decir, cada estado tiene autoridad primaria sobre las diferentes regulaciones que se aplicaran hacia dicha técnica (fracturamiento), sin embargo, las empresas operadoras de hidrocarburos no solo deben cumplir estas regulaciones, sino también, las diversas leyes federales que existan, ya sean, de salud pública, ambiental, técnico, entre otros.

A continuación se expondrán algunas de las leyes y regulaciones más importantes tanto federales como algunas estatales.

2.2.3.1 Ley de Control de la Contaminación del Aire (APCA) (1955- Actual).

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) comenta que, "el Congreso diseñó la Ley de Aire Limpio para proteger la salud pública y el bienestar de los diferentes tipos de contaminación del aire causados por una amplia gama de fuentes de contaminación"⁴². A través de los años se han aprobado enmiendas importantes en la que modifica estándares máximos de contaminación atmosférica, entre otras variaciones. En la Tabla 7 se muestran los actos y las fechas donde se modificó (las fechas van desde la creación de la ley, hasta la ley que rige en la actualidad).

⁴² AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Requisitos e historial de la Ley de Aire Limpio" [en línea], 15 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/clean-air-act-overview>.

Para el desarrollo de la ley, es necesario que se acuerde unos estándares nacionales por parte del gobierno federal y así poder reducir la contaminación del aire. Cada estado debe realizar un plan de ejecución para cumplir dichos estándares (Estos deben contar con la aprobación de la EPA). Por consiguiente las normas nacionales respecto a la regulación de la contaminación y la calidad de aire se deben aplicar obligatoriamente por gobiernos estatales. Los estados se deben encargar de supervisar el cumplimiento de la norma, emitir los permisos requeridos y realizar veeduría a las instalaciones, por otro lado, la EPA se encarga de verificar que las acciones del estado permitan el cumplimiento de la ley. De igual manera, la ley demanda una regulación de fuentes móviles y estacionarias de contaminación, los rangos máximos de emisión de contaminantes hacia la atmosfera y peligrosidad de dicho contaminante⁴³.

Tabla 7. Ley de Aire Limpio

| Ley de Aire Limpio | | |
|---------------------------|--|----------------------------|
| Año | Acto | Citación |
| 1955 | Ley de control de contaminación | PL 84-159 |
| 1959 | Reautorización | PL 86-353 |
| 1960 | Estudio de escape de vehículos motorizados | PL 88-206 |
| 1963 | Acta de aire limpio | PL 88-206 |
| 1966 | Enmiendas de la Ley de Aire Limpio de 1970 | PL 89-675 |
| 1967 | Ley de Calidad del Aire 1967. Ley de Normas Nacionales de Emisión de Área | PL 90-148 |
| 1970 | Enmiendas de la Ley de Aire Limpio de 1970 | PL 91-604 |
| 1973 | Reautorización | PL 93-13 |
| 1974 | Ley de suministro de energía y coordinación ambiental de 1974 | PL 93-319 |
| 1977 | Enmiendas de la Ley de Aire Limpio de 1977 | PL 95 -95 |
| 1980 | Precipitación Acida. Acta de 1980 | PL 96-294. Título VII |
| 1981 | Ley de extensión de cumplimiento de la Industria de acero 1981 | PL 97-23 |
| 1987 | Clean Air Act 8-month Extension | PL 100-202 |
| 1990 | Enmiendas de la Ley de Aire Limpio de 1990 | PL 101-549 |
| 1995-96 | Leyes relativamente menores que enmiendan la ley | PL 104-6, 59, 70, 260 |
| 1999 | Ley de Información de Seguridad Química, Seguridad del Sitio y Ley de Alivio para la Regulación de Combustible | PL 106-40 |
| 2004 | Enmiendas (Revisar) | PL 108-199, División G, |

⁴³ AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Resumen de la Ley de Aire Limpio" [en línea], 2 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/laws-regulations/summary-clean-air-act>.

Tabla 7. (Continuación)

| | | | | |
|--|--|------|----------------------|----------------------------|
| | | 2004 | Enmiendas (Revisar) | PL 108-199, División G, |
|--|--|------|----------------------|----------------------------|

Fuente: SERVICIO DE INVESTIGACIÓN DEL CONGRESO. "Ley de Aire Limpio: Un resumen de su Ley y sus requisitos mayores" [en línea], 20 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/clean-air-act-overview>. Editado por los Autores.

La contaminación atmosférica "durante el 'fracking'" se le podría atribuir a la construcción de oleoductos y carreteras, perforación y completamiento de pozos, almacenamiento, tratamiento y transporte de gas natural (o GLP). Algunos de los principales contaminantes generados por este proceso son: compuestos orgánicos volátiles (VOC), dióxido de azufre, material particulado y óxidos de nitrógeno (El óxido de nitrógeno puede reaccionar con los compuestos orgánicos volátiles y así generar "smog").

2.2.3.2 Ley de Agua Limpia (1972) – (Antes / Ley federal de control de la contaminación del agua (1948)). La ley de Agua Limpia tiene como objetivo "restaurar y mantener la integridad química, física y biológica de las aguas de la nación", para la realización de este objetivo se establecieron normas sobre la calidad de agua para; programas encargados de regular las descargas de diferentes desechos industriales, aguas superficiales, y manejo de fondos generados por el gobierno federal para plantas de tratamiento de aguas residuales⁴⁴. A través de los años se han aprobado enmiendas importantes en la que modifica estándares máximos de contaminación atmosférica, entre otras variaciones. En la **Tabla 8** se muestran los actos y las fechas donde se modificó (las fechas van desde la creación de la ley, hasta la ley que rige en la actualidad).

La Ley de Agua Limpia (1972) tiene en cuenta:

1. Programas federales de control de la contaminación, incluidos estándares de aguas residuales para municipios e instalaciones industriales
2. Reducción de contaminantes descargados en aguas de los Estados Unidos
3. La autoridad del gobierno estatal sobre el establecimiento y la revisión de los estándares de calidad del agua, incluidos los estándares para contaminantes en aguas superficiales
4. Fondos federales para la construcción de plantas de tratamiento de aguas residuales municipales

⁴⁴ AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Resumen de la Ley de Aire Limpio" [en línea], 2 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/laws-regulations/summary-clean-air-act>.

5. Regulación de la contaminación de fuente no puntual definida como contaminación de fuentes ampliamente distribuidas y desconectadas
6. Prohibición de descargas de contaminantes de fuentes específicas e identificables sin un permiso⁴⁵

Existe una posible contaminación de agua potable debido a las actividades de fracturamiento hidráulico que podría llevar un impacto ambiental considerable si no se toman las medidas necesarias. Según la EPA⁴⁶, algunas de las condiciones que generan una contaminación al agua potable serían las siguientes.

1. Derrames durante el manejo de los fluidos utilizados para el fracturamiento hidráulico y productos químicos o agua producida resultantes de la técnica (ya que, se encuentran en grandes volúmenes o altas concentraciones de productos químicos) y están pueden llegar hacia las aguas subterráneas.
2. Extracción de agua para el fracturamiento hidráulico en áreas o tiempos de escasez de agua, esencialmente en áreas con recursos de agua subterránea limitados o que se encuentren en disminución.
3. Inyección de fluidos de fracturamiento hidráulico en pozos que no posean una integridad mecánica adecuada, lo que permite que los gases o líquidos se muevan a los recursos de agua subterránea.
4. Eliminación o almacenamiento de aguas residuales del fracturamiento hidráulico en pozos sin revestimiento que pueden resultar en una contaminación de aguas subterráneas.

Tabla 8. Acta de Limpieza del Agua y sus Enmiendas

| Acta de Limpieza del Agua y sus Enmiendas, 1948-1987 | | |
|---|--|-----------------|
| Año | Acta | Citación |
| 1948 | Ley Federal de Control de la Contaminación del Agua | PL 845 |
| 1956 | Ley de Control de la Contaminación del Agua de 1956 | PL 84-660 |
| 1961 | Enmiendas a la Ley Federal de Control de la Contaminación del Agua de 1961 | PL 87-88 |
| 1965 | Ley de Calidad del Agua 1965 | PL 89-234 |

⁴⁵ AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "¿Qué es la contaminación de fuente no puntual?" [en línea], 23 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/nps/basic-information-about-nonpoint-source-nps-pollution>.

⁴⁶ SERVICIO DE PESCA Y VIDA SILVESTRE DE LOS EE.UU. "Recopilación de leyes de recursos federales de interés para el Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los EE.UU. (Ley Federal de la Contaminación del Agua)" [en línea], 2 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.fws.gov/laws/lawsdigest/FWATRPO.HTM>.

Tabla 8.(Continuación)

| | | |
|------|---|-----------|
| 1966 | Ley de Restauración de Agua Limpia | PL 89-753 |
| 1970 | Ley de mejora de calidad del agua | PL 89-753 |
| 1972 | Enmiendas a la Ley Federal de Control de la Contaminación del Agua (Ley de Agua Limpia) | PL 86-353 |
| 1977 | Enmiendas a Ley de Agua Limpia | PL 95-217 |
| 1981 | Enmiendas de concesiones de obras de tratamientos de aguas residuales municipales | PL 97-117 |
| 1987 | Ley de Calidad del Agua | PL 100-4 |

Fuente: Servicio de Pesca y vida Silvestre de los EE.UU., “Recopilación de leyes de recursos federales de interés para el Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los EE.UU. (Ley Federal de la Contaminación del Agua)”. Editado por Autores.

2.2.3.2. Ley de Respuesta, Compensación y Responsabilidad Ambiental Integral (CERCLA) (1980). La CERCLA fue promulgada por el Congreso el 11 de diciembre de 1980 y otorgó poder a la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) para regular sustancias peligrosas en sitios de desechos contaminados a nivel nacional. La ley también permitió a la EPA juzgar a personas o compañías responsables de la contaminación y obligar a estas partes a pagar por la limpieza de los sitios⁴⁷.

La ley CERCLA genero el programa Superfund, el cual se encarga de crear una lista de sitios de desechos no controlados y abandonados la cual está administrada por el gobierno federal. Mediante el sistema nombrado anteriormente (Superfund) la EPA (Agencia de Protección Ambiental) se responsabiliza de los posibles sitios contaminados, los cuales son agregados a una lista priorizada para posibles medidas y regulaciones a un plazo determinado. “Para establecer qué sitios reciben prioridad, la EPA utiliza lo que se conoce como un Sistema de Clasificación de Riesgos (HRS), un proceso de investigación para evaluar el nivel de riesgo y el nivel de contaminación de un sitio (que incluye la inspección de los sitios)”⁴⁸
Esta ley actúa sobre la técnica de fracturamiento hidráulico regulando la limpieza y previniendo el uso de sustancias peligrosas emitidas.

2.2.3.3 Regulación 43 CFR 3162.3-2 (1982/1988) y CFR 3162.3-3 (2012). La Oficina de Administración de Tierras (BLM) presenta una regulación encargada de la normatividad del fracturamiento hidráulico, tanto en tierras públicas como en tierras indígenas. La regla o regulación tendría como propósito exhibir al público los productos químicos que fueron empleados en el fracturamiento hidráulico, tiene en cuenta asuntos enlazados con el agua de reflujos, así mismo como mejorar los

⁴⁷ AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Ley de Respuesta, Compensación y Responsabilidad Ambiental Integral (CERCLA)" [en línea], 17 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/agriculture>.

⁴⁸ AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Superfund Glossary, N" [en línea], 25 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://www.epa.gov/superfund/programs/reforms/glossary.h>

reglamentos relacionados con el completamiento e integridad del pozo. La implementación de la regla se debió a que era necesario suministrar información al público para así evitar rumores o preocupaciones ambientales, del mismo modo, asegurar que la aplicación del fracturamiento hidráulico sea segura para el medio ambiente.

“Las regulaciones de fracturamiento hidráulico existentes de BLM se encuentran en 43 CFR 3162.3-2. Estas regulaciones se establecieron en 1982 y se revisaron por última vez en 1988, mucho antes de que las últimas tecnologías de fracturación hidráulica fueran ampliamente utilizadas”⁴⁹. Posteriormente, debido al incremento exponencial que hubo en el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico (desde finales de los años 90 hasta la actualidad) se realizaron diversos Foros en el 2010 y en el 2011, donde se reunió una gran cantidad de información respecto a los posibles problemas ocasionados por el ‘fracking’. Además, durante este periodo el Consejo Asesor de la Secretaria de Energía, citó a diferentes personas y sectores para evaluar dichos problemas, en esta convocatoria se agruparon, proveedores de servicios, representantes de operadoras, reguladores federales y estatales, ambientalistas, académicos, entre otros. Esa agrupación (Subcomite), se encargó de emitir unas recomendaciones iniciales el 18 agosto del 2011. Después de un tiempo se originó la regulación actual (2012).

Tabla 9. Cambios entre las regulaciones existentes y las regulaciones propuestas

| Regulación existente | Propuesta de regulación | Cambios sustanciales |
|--|--|---|
| 43 CFR 3160.0-5 Operaciones de petróleo y gas en tierra: definiciones generales | 43 CFR 3160.0-5 Operaciones de petróleo y gas en tierra: definiciones generales | Esta propuesta reemplazaría la definición actual de agua utilizable que se encuentra en 43 CFR 3162.5-2 (d) y define otros seis términos utilizados en la industria de perforación de petróleo y gas para hacer que la regla sea más clara y fácil de entender. Las definiciones serían consistentes con las utilizadas en las Órdenes en tierra de petróleo y gas de BLM y por la industria. |
| 43 CFR 3162.3-2 (a) Operaciones subsiguientes de pozos | 43 CFR 3162.3-2 (a) Operaciones subsiguientes de pozos | Esta propuesta eliminaría la frase "realizar trabajos de fracturamiento no rutinarios". |
| 43 CFR 3162.3-2 (b) Operaciones subsiguientes de pozos | 43 CFR 3162.3-2 (b) Operaciones subsiguientes de pozos | Esta propuesta eliminaría la frase "trabajos rutinarios de fracturación o acidificación, o * * *" |
| Sin regulación existente | 43 CFR 3162.3-3 (a) a (j) | Esta propuesta agregaría disposiciones que abordan las operaciones de estimulación de pozos, requeriría la divulgación de fluidos de estimulación de pozos y requeriría la aprobación de operaciones de estimulación de pozos. La regla propuesta también requeriría que se realicen pruebas de integridad mecánica antes de que se lleven a cabo las actividades de estimulación del pozo y requeriría un informe completo de los resultados de la actividad de estimulación del pozo dentro de los treinta días de su finalización. Esta propuesta también agregaría una sección que permite al oficial autorizado otorgar una variación a las condiciones específicas de estas reglas si el operador puede demostrar que los procedimientos alternativos cumplirían o excederían la intención de los estándares mínimos en esta regla. Este lenguaje de varianza es consistente con el encontrado en las Órdenes en tierra de petróleo y gas de BLM. |
| 43 CFR 3162.5-2 (d) Protección de agua dulce y otros minerales | 43 CFR 3162.5-2 (d) Protección de agua dulce y otros minerales | Esta propuesta elimina la definición de agua utilizable de esta sección. La nueva definición de agua utilizable se colocará en 43 CFR 3160.0-5. |

Fuente. INSTITUTO DE INFORMACION LEGAL. Operaciones subsiguientes del pozo (43 CFR 3162.3-2) [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/43/3162.3-2>.

⁴⁹ INSTITUTO DE INFORMACION LEGAL. Operaciones subsiguientes del pozo (43 CFR 3162.3-2) [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/43/3162.3-2>.

Debido a lo discutido en el foro y en la subcomisión, el incremento de las actividades de fracturamiento en los últimos años originó inquietudes y preocupaciones en el público sobre los químicos y materiales utilizados en la implementación de la técnica. Evaluando lo ocurrido BLM determinó una nueva regulación (Regulación actual: 3162.3-2, 3162.3-3) donde se le hacen unos cambios y se le agregan nuevas reglas y normatividades.

Cabe resaltar que uno de los principales objetivos de esta última actualización sobre las regulaciones para el fracturamiento hidráulico es complementar los esfuerzos estatales al proporcionar un estándar consistente en Estados Unidos. Para la realización óptima de dicha reglamentación la BLM trabaja en conjunto con el Consejo de Protección de Agua y la Comisión Interestatal del Petróleo y gas, con la intención de aumentar la divulgación (química) que solicita la nueva reglamentación. El sitio web encargado de revelar dicha información recibe el nombre de Fracfocus. En el 2015, 25 estados usaban Fracfocus para las divulgaciones químicas, ejemplos importantes donde existían operaciones a gran escala son estados como: Colorado, Montana, Nuevo México, Dakota del Norte, Oklahoma, Texas y Utah. La **Tabla 9** explica los principales cambios entre las regulaciones existentes y las regulaciones propuestas.

2.2.3.4 Orden ejecutiva 13783 / 82 FR 16093 (2017). El presidente Trump, el 28 de marzo del 2017 se encargó de emitir una orden ejecutiva -Orden Ejecutiva 13783, titulada "Promover la independencia energética y el crecimiento económico" (82 FR 16093, 31 de marzo de 2017)-. Donde se le ordenaba al Secretario de Interior que revisara algunas reglas específicamente, donde estaba incluida la regla 80 FR 16128 del 2015

En la Orden Ejecutiva 13783 Sección 1, estableció que el interés nacional es promover el desarrollo seguro y limpio de los recursos energéticos de la nación, pero que debía evitar "cargas reglamentarias que graven innecesariamente la producción de energía, limiten el crecimiento económico y eviten la creación de empleos". Esta sección garantiza que es prioridad nacional que: "la electricidad sea asequible, confiable, segura y limpia, y que el carbón, natural gas, material nuclear, agua corriente y otras fuentes domésticas, incluidas las fuentes renovables, pueden utilizarse para producirlo".

Para implementar la Orden Ejecutiva nombrada con anterioridad, el 29 de marzo del 2017, Ryan K. Zinke Secretario del Interior emitió la Orden Secretarial N ° 3349 que lleva el nombre de; "Independencia Energética Americana", la cual, como uno de sus diferentes objetivos fue rescindir la regla 80 FR 16128 que iba a tomar vigencia a partir de finales de este año. Esta decisión fue tomada debido a que la BLM por lo Ordenado (Orden Ejecutiva 13783 y la Orden Secretarial No. 3349), elaboró una revisión de la regla 80 FR 16128, que generó como resultado; los costos del cumplimiento de la regla no están justificados, ya que, como se expuso con anterioridad en este capítulo, las regulaciones expuestas en esta regla, ya se

encuentran explícitas en otras reglas y normatividades más antiguas, además de que cada estado tiene sus propias normatividades enfatizadas a la protección del medio ambiente.

En el 2017, 32 estados con contratos de arrendamientos de petróleo y gas vigentes poseen leyes o reglamentos que tienen en cuenta el fracturamiento hidráulico y sus riesgos. Estos estados con contratos federales son los siguientes: Alabama, Alaska, Arizona, Arkansas, California, Colorado, Idaho, Illinois, Indiana, Kansas, Kentucky, Luisiana, Maryland, Michigan, Mississippi, Montana, Nebraska, Nevada, Nuevo México, Nueva York, Dakota del Norte, Ohio, Oklahoma, Oregón, Pensilvania, Dakota del Sur, Tennessee, Texas, Utah, Virginia, Virginia Occidental y Wyoming.

Dando un ejemplo respecto a las leyes y regulaciones que poseen los estados están las siguientes:

1. Reglas Administrativas de Oregon [O. Admin. R.] sección 632-010-0194. "Inyección de agua e inundación de agua de las propiedades de petróleo y gas"
2. Código Administrativo de Arizona [AAC], sección R12-7-117. "Estimulación artificial de pozos de petróleo y gas"

2.3.4. India. Entre los países con mayor demanda energética en el mundo, se encuentra INDIA; esto debido a la densidad poblacional que maneja. Para suplir la demanda de energía el estado recurre al uso de carbón, gas y energía eléctrica; sin embargo no es suficiente para abastecer a su población, por ello les es necesario importar energía de otros países.

Como alternativa, se dan miras al desarrollo de energías provenientes de yacimientos no convencionales como mantos de carbón, Gas Shale entre otros. Las cuencas sedimentarias de la india, muestran presencia de grandes extensiones de lutitas, especialmente en las cuencas de Cambay, Krishna-Godavary, Cauvery, donde se augura un alto contenido de gas, el cual podría aliviar la creciente demanda.

Para desarrollar estas cuencas se requiere implementar el uso de fracturamiento hidráulico lo cual sugiere, formalizar una legislación para realizar una óptima explotación de los recursos, esta legislación es realizada por el ministerio de ambiente, bosques y cambio Ambiental (MoEF&CC), ministerio de petróleo y gas (MOP&NG) – especialmente la Dirección general de hidrocarburos (DGH)-. Entre las normas publicadas que comprenden los límites de la técnica de fracturamiento hidráulico se encuentran en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Normas que comprenden los límites de la técnica de fracturamiento hidráulico

| Normas | Año de publicación |
|---|--------------------|
| Reglas de petróleo y gas | 1959 |
| Ley de desarrollo de la industria petrolera | 1974 |
| Ley de regulación y desarrollo de campos petrolíferos | 1948 |
| Reglas para el petróleo y gas natural (reforma) | 2009 |
| Reglas de enmienda al petróleo | 2011 |

Fuente. MINISTERIO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DE INDIA. Políticas y Pautas [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://petroleum.nic.in/exploration-production/policies-and-guidelines>

La norma que lleva por título “Directrices políticas para la exploración y explotación de Shale gas and oil por compañías petroleras nacionales bajo la nominación de régimen- reg”, promulgada por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH)⁵⁰, siendo el 14 de octubre de 2013; estipula los parámetros de licenciamiento, procedimientos, incentivos y otras leyes anexas al desarrollo de estos recursos naturales. El documento enfatiza en las buenas practicas técnicas enmarcadas por las instituciones internacionales tales como: API, SPE e ISO; además, de ceñirse bajo los estándares de calidad propios del estado hindú inmersos en el manual de “Buenas prácticas internacionales de la industria petrolera” cuya última publicación fue hecha en el 2016⁵¹. Las leyes de carácter ambiental que abarcan las prácticas petroleras son publicadas por el ministerio de ambiente, bosques y cambio climático; entre las más importantes encontramos (ver **ANEXO B**):

2.3 NORMATIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) EN COLOMBIA

El fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales “fracking” en Colombia ha sido uno de los temas con mayor debate en el país durante los últimos años, ya que la información respecto el desarrollo de este en Colombia ha sido confusa, a continuación se generara un paso a paso histórico de esta técnica en el país con el fin de concluir su estado actual.

La primera instancia donde se nombraron los yacimientos no convencionales en Colombia, fue a inicios del año 2008, cuando se publicó el CONPES 3517, en el cual se buscaba fijar los “Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón”, este

⁵⁰ MINISTERIO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DE INDIA. Políticas y Pautas [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://petroleum.nic.in/sites/default/files/oidb.pdf>.

⁵¹ MINISTERIO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DE INDIA. Buenas prácticas internacionales de la industria petrolera [en línea], 02 de agosto de 2018. Disponible en internet: <http://dghindia.gov.in/assets/downloads/gpip.pdf>.

documento fundamento el análisis y búsqueda de nuevos recursos energéticos, además, de fijar una metodología, procedimientos y técnicas apropiadas para cada uno.

El término de yacimiento no convencional apareció más tarde en el año 2009 al publicarse la resolución 181495 del Ministerio de Minas y Energía (MME), “la cual establece medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos”.

La tramitación de la normatividad referente a la exploración y producción de yacimientos no convencionales (YNC), quedo en un proceso jurídico en el cual se obtuvieron frutos hasta el año 2012 cuando el MME formulo la resolución 180742⁵², en la cual “se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimiento no convencionales”. Cabe resaltar que para este mismo año, la Contraloría en su función de Vigilancia fiscal, genera una comunicado dirigido al ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Minas y Energía, ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) y ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), en el cual formulaba una advertencia a las diferentes entidades sobre la técnica del “fracking” (herramienta fundamental para el desarrollo de YNC), ya que basada en estudios de países como Francia, Japón , Bulgaria, Rumania, Rumania, República Checa, Sudáfrica y Canadá , expone los efectos adversos de utilizar la técnica.

Además, estando todavía en el año 2012 la ANH, realiza el acuerdo No 4⁵³ en el cual se proclama el Reglamento de contratación para la selección de contratistas. Finalizando el años 2013, el Ministerio de Minas y Energía mediante el decreto 3004, “se establecen los criterios y procedimientos para la explotación y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”, es importante resaltar, que la definición vigente de YNC se encuentra en este mismo decreto.

El año clave para los YNC, sería el año 2014 en el cual se fundamentan los acuerdos y resoluciones que darían el visto bueno para realizar los contratos de los bloques ofertados para la extracción de hidrocarburos de este tipo de yacimientos. Entre los lineamientos más importantes encontramos:

Acuerdo 3 de 2014 de la ANH: En este documento se incorpora al acuerdo 4 de 2012, “...parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales...”.⁵⁴

⁵² COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y DE ENERGÍA . Resolución 180742. (16, Mayo, 2012), Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. En: Diario Oficial. Diciembre, 2012. Nro. 48657. p. 35

⁵³ COLOMBIA, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS . Acuerdo 4. (04, Mayo, 2012), Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente, y se fijan reglas para la gestión y el seguimiento de los respectivos contratos. (Diario Oficial 48425, mayo 9 de 2012)

⁵⁴ COLOMBIA, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS . Acuerdo 3. (26, Marzo, 2014), Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias. En: Diario Oficial. Abril, 2014. Nro. 49111. p. 46

Resolución 0421 de 2014 del ministerio de Ambiente y desarrollo Sostenible: “por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones”⁵⁵

Resolución 90341 de 2014 del MME: En esta publicación “se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos No Convencionales”⁵⁶

Paso siguiente, el 13 de mayo del 2014, el Ministerio de Minas y Energía formula la ley N° 1715⁵⁷, en la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

2.4 COMPARACIÓN COLOMBIA Y ÁMBITO INTERNACIONAL

Colombia como país con potencial de YNC, no ha iniciado con la ejecución de la técnica de fracturamiento hidráulico en este tipo de yacimientos debido a diferentes inconvenientes sociales, impulsado por el miedo de las comunidades de poner en riesgo la integridad del medio ambiente, ya que se han generado falsas evidencias de daños adversos asociados al uso del fracturamiento. Como se dictó al inicio del presente capítulo, el porcentaje de probabilidad de que ocurra un evento catastrófico durante la ejecución de la técnica o posteriormente, disminuye si se cuenta con un buen desempeño de la operación y se cuenta con unos límites legales respecto a su desarrollo. Es por esto que, una vez desglosada la normatividad de fracturamiento hidráulico con GLP en el ámbito internacional, se puede establecer un punto comparativo del estado de las leyes con las cuales, cuenta Colombia para desarrollar la técnica e identificar los factores que pueden ser mejorados dando lugar a operaciones exitosas, minimizando el impacto en las zonas donde se llevaría a cabo la extracción de hidrocarburos mediante fracturamiento. A continuación se presenta una tabla comparativa entre los principales factores que consideran India, China, Canadá y Estados Unidos para el uso de la técnica; y cuáles de ellos Colombia tiene vinculados en su normatividad.

55. COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE . Resolución 421. (20, Marzo, 2014), Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. En: Diario Oficial. Julio, 2014. Nro. 49205. p. 2

56. COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y DE ENERGÍA . Resolución 90341. (27, Marzo, 2014), Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. En: Diario Oficial. Marzo, 2014. Nro. 49106. p. 5

57 COLOMBIA, PODER PÚBLICO - RAMA LEGISLATIVA . Ley 1715. (13, Mayo, 2014), Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. En: Diario Oficial. Mayo, 2014. Nro. 49150. p. 1

Tabla 11. Factores de comparación en términos de regulación nacional e internacional

| Factores | China | Canadá | Estados Unidos | India | Colombia |
|--|--------------|--------------------|-----------------------|--------------|-----------------|
| Regulación en exploración y explotación | x | x | x | X | x |
| Regulación respecto la contaminación del aire | x | x | x | | x |
| Reglamentación respecto a salud pública | | x | x | x | x |
| Regulación del uso del agua y su disposición | x | x | x | x | x |
| Reglamentación respecto a los desechos y emisiones | x | x | x | | x |
| Regulación respecto al uso de productos químicos | | x | x | x | |
| Protección hacia los acuíferos | x | x | Depende del estado | | x |
| Regulación Geológica | x | | x | x | x |
| Regulación respecto el fluido a utilizar | x | x | x | | |
| Regulación respecto al completamiento | x | x | x | x | x |
| Regulación en el uso de la técnica | x | Depende del estado | x | x | En proceso |

Fuente: Elaboración propia

3. MARCO TEORICO

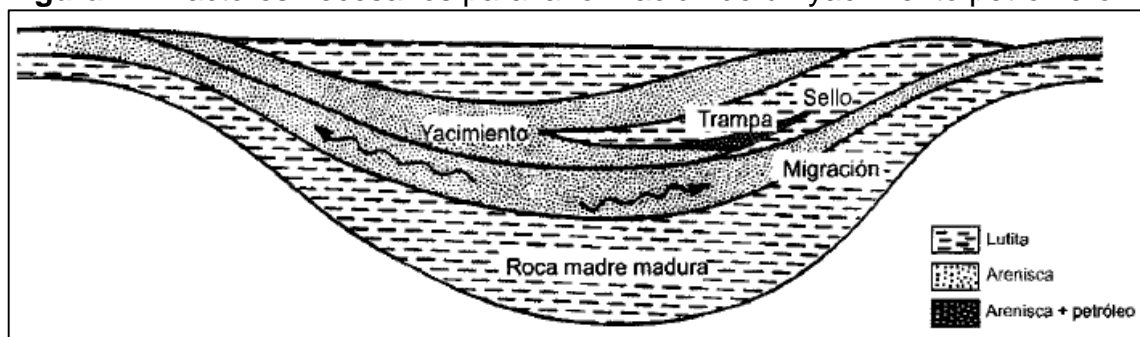
Para tener un óptimo entendimiento de la técnica de fracturamiento con GLP es necesario abordar previamente la temática referente al fracturamiento con un fluido convencional; por consiguiente, en el presente capítulo se busca abordar a grandes rasgos que es un yacimiento y en cuáles de ellos se puede realizar fracturamiento hidráulico. Una vez se comprenda en donde se puede desarrollar la técnica, se ahonda en el concepto de fracturamiento hidráulico, explicando además los principios físicos que rigen la propagación de fracturas en rocas y su correspondiente comportamiento. Finalmente se nombrarán los materiales, equipos y operaciones necesarios para el desarrollo de la técnica.

3.1 YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS

Es la unidad de roca que permite almacenar y fluir hidrocarburos en cantidades comerciales. Entre los fluidos que puede almacenar se encuentran agua, gas y/o aceite, distribuidos entre los poros de la roca de acuerdo a sus densidades. Pueden ser clasificados de acuerdo al método de almacenamiento en yacimientos convencionales y no convencionales.

3.1.1 Yacimientos Convencionales. Un yacimiento convencional es aquel conjunto compuesto por una fuente de hidrocarburo, una roca almacén (porosa y permeable), un proceso de migración, una trampa y un sello impermeable⁵⁸ que da lugar al almacenamiento de fluidos dentro de una unidad geológica. Se pueden clasificar en dos grupos: yacimientos convencionales y yacimiento no convencionales.

Figura 12. Factores necesarios para la formación de un yacimiento petrolífero.



Fuente: PARIS, de Ferrer. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A., 2009.

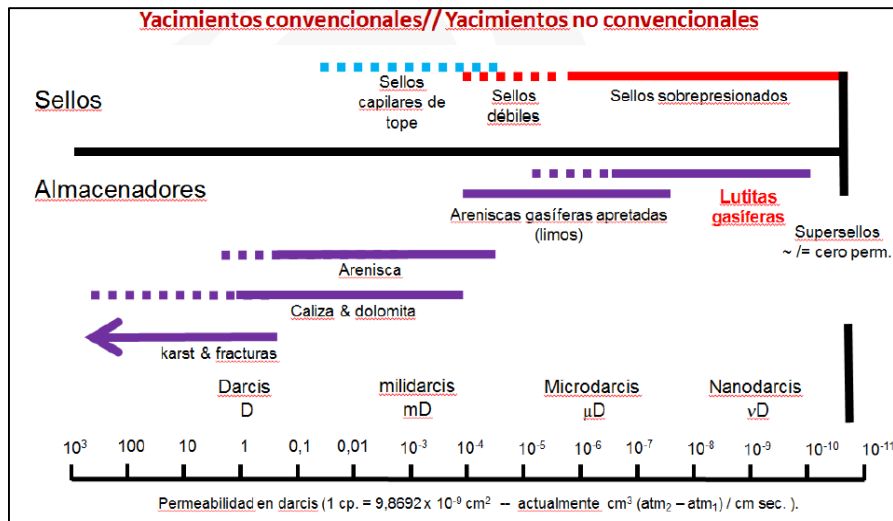
⁵⁸ PARIS, de Ferrer. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A., 2009.

Los yacimientos convencionales cuentan con una migración de fluidos desde la roca generadora a la roca almacén (usualmente la roca por excelencia que predomina en el reservorio son areniscas, intercaladas con otras clases de rocas).

3.1.2 Yacimientos No Convencionales. Son aquellos yacimientos donde los hidrocarburos no tuvieron una migración como usualmente presentaría uno convencional, otro característica básica para el entendimiento de este sistema es la ausencia de alguna de las partes que forman el conjunto de los yacimientos convencionales (roca almacén, roca sello, roca generadora, migración y trampa). Finalmente, el rasgo más notable para catalogar un yacimiento como no convencional es la dificultad para la extracción de hidrocarburo, los principales casos se atribuyen a la baja permeabilidad con la que cuentan los tipo de roca o mineral a los cuales se encuentra adherido el hidrocarburo; además es importante tener en cuenta que en algunos casos las presiones no obedecen al patrón de confinamiento de hidrocarburos que es habitual encontrar en los convencionales. Entre los yacimiento no convencionales más conocidos encontramos los yacimientos de Shale Gas, Tight Gas, Coal Bed o mantos de carbono, Hidratos de metano y Basin centered gas.

3.1.2.1 Shale Gas. Comprende aquellos yacimientos cuyo almacén está basado en lutitas, las cuales se caracterizan por tener permeabilidades ubicadas en la escala de los nanodarcys, como se puede observar en el siguiente **Figura 13**.

Figura 13. Escala de permeabilidad para yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.28.

Para lograr extraer los hidrocarburos almacenados en esta roca, es necesario hacer uso de la técnica de fracturamiento hidráulico, con el fin de lograr, por medio de la generación de nuevos caminos permeables, drenen los fluidos a superficie.

3.1.2.2 Tight Gas. Hace referencia a yacimientos cuyo reservorio maneja permeabilidad de alrededor de 1 md, suelen estar asociados a formaciones de areniscas y limolitas (ver **Figura 13**). El gas presente en estas formaciones no fluye de forma natural, debido a que los diferentes caminos permeables no conectan las zonas que almacenan fluido. Para extraer el hidrocarburo atrapado, es necesario utilizar técnicas de fracturamiento para lograr interconectar los poros aislados, o realizar estimulación ácida.⁵⁹

3.1.2.3 Coald Bed. Este tipo de yacimiento se centra fundamentalmente en el fenómeno físico de adsorción, el cual, permite que partículas de gas se adhieran a superficies sólidas. Este fenómeno ocurre en la diagénesis de yacimientos de carbón, que durante su formación, almacenan gas natural por medio de intercambios cationes o procesos de crackeo térmico del carbón, que generan una alta afinidad que no permite que el gas se escape fácilmente. Para separar las moléculas de gas asociadas a estas estructuras, basta con mermer la presión del sistema de poros, ya que estos yacimientos cuentan con una alta permeabilidad; y en algunos casos, donde el gas se encuentra atrapado por el efecto de la saturación de agua, es necesario someterlo a un proceso de *dewatering* para dejar así, que fluya a través de las capas impermeables de carbón.⁶⁰

3.1.2.4 Gas Hidrate. Los hidratos, a grandes rasgos son sustancias que dentro de su composición contienen moléculas de agua. Para el caso de un yacimiento de gas de hidrato, el gas se encuentra atrapado dentro de las moléculas de agua, la gran mayoría de veces por las condiciones de baja temperatura que presentan los entornos donde se ubican; es por esto que este tipo de yacimientos se localizan en las unidades geológicas de mar profundo, en glaciares o en zonas peri glaciares, donde los hidratos se encuentran congelados y retienen el gas⁶¹. La forma de producción de este tipo de yacimientos radica en la disociación de los hidratos las formas más comunes de lograrlo es por medio de aumento de temperatura (Inyección térmica), cambio en la estructura por inyección de inhibidores (Inyección de alcoholes) o también por el cambio de presiones, lo cual finalmente permite la liberación y el flujo de gas a los pozos.⁶²

⁵⁹ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 383.

⁶⁰ MA, Y. Zee and HOLDITCH, Stephen A. Preface. En: MA, Y. Zee and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. Boston: Gulf Professional Publishing, 2016. p.476

⁶¹ ECONOMIDES. Op. cit., p. 383.

⁶² DOCPLAYER. Hidratos de Gas, potencial energético estratégico para el desarrollo integral. [en línea], 26 de Octubre de 2018. Disponible en internet: <https://docplayer.es/44014783-Hidratos-de-gas-potencial-energetico-estrategico-para-el-desarrollo-integral-identificacion-y-extraccion-en-las-costas-venezolanas.html>

3.1.2.5 Basin-Centered Gas. También conocidos como Yacimientos en Zonas geo presurizadas, están formados por una alta compactación de limos y arcillas, lo cual hace que el gas natural se vea forzado a estar a altas presiones en formaciones ricas en areniscas y limolitas. Se caracterizan por estar en estructuras bastante profundas entre 10000 ft a 30000 ft, lo cual se traduce en altos costos de producción, haciendo que sea una opción –para algunos casos inviables-.⁶³

3.2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Es una técnica que consiste en la inyección de un fluido a través del pozo, con el cual se busca sobrepasar la resistencia de la roca que compone la formación de interés, para así generar una o varias fracturas (etapas del fracturamiento); dando lugar a un canal que conecta la cara del pozo con una mayor porción de la formación, permitiendo así un mayor drenaje de los hidrocarburos hacia la superficie. Esta técnica es ideal para extraer hidrocarburos en formaciones que no permiten fluir los hidrocarburos con facilidad, debido a que la unidad geológica presenta una alta compactación o por el reducido tamaño del grano que exhibe la estructura de la roca.

El fluido empleado para el fracturamiento debe cumplir con unas propiedades específicas para lograr transmitir la suficiente presión de una serie de bombas en superficie a las secciones cañoneadas que desean ser fracturar; además, el fluido debe ser capaz de conducir y soportar el material propante que será introducido en la fractura.

El material propante es el conjunto de partículas sólidas que tienen como función dar soporte a la fractura, con el fin de evitar que esta se cierre por efectos de la presión de sobrecarga y así dar paso al fluido almacenado en la formación de interés al pozo. Al igual que el fluido de fracturamiento, el propante debe tener ciertas características para evitar una baja eficiencia durante y posterior al fracturamiento. Quien rige el comportamiento de la fractura en el medio son las propiedades mecánicas de la roca. El correcto entendimiento de estas propiedades, permite mitigar los efectos adversos tanto en el medio ambiente como en la operación, y tener un control de la fractura en términos de sus dimensiones y la dirección de propagación.

3.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

Una vez comprendidas las diferencias entre los tipos de yacimientos, es necesario describir los principios físicos que manejan el comportamiento del material particulado que compone la matriz donde es almacenado el hidrocarburo, para poder entender con mayor facilidad como se realiza la operación de fracturamiento,

⁶³ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 383.

y los parámetros que la rigen; además de poder predecir la propagación de la fractura. A continuación se definirán las propiedades físicas de la roca y la unidad geológica.

3.3.1 Definiciones Básicas. El comportamiento de las rocas en subsuelo, es explicado por medio de leyes físicas, que permiten cuantificar el grado de cambio que sufren las rocas estando sometidas a un medio con características específicas de presión y temperatura. En este orden de ideas, se entenderá por definiciones básicas los conceptos relacionados únicamente a las propiedades físicas de la roca, entre las cuales se encuentran el concepto de esfuerzo, deformación, módulo de Young, relación de Poisson y ley de Hooke.

3.3.1.1 Estrés de la roca. Estrés o esfuerzo es el término asociado a la fuerza ejercida sobre la roca en un área determinada. Se denota con la letra griega sigma (σ), y a diferencia de la presión, este es un concepto propio de los materiales sólidos, ya que el esfuerzo cambia dependiendo de la dirección de análisis, esto no sucede con la presión, ya que en el caso de los líquidos y gases la presión en un volumen definido es igual en todas las direcciones.

Ecuación 1. Estrés de la roca

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.

Donde:

$\sigma =$ Esfuerzo

$F =$ Fuerza

$A =$ Área

3.3.1.2 Deformación de la roca. Se entiende por deformación, como la proporción entre la cual varia la longitud –generada por la aplicación de un esfuerzo- y la longitud original. Es representada por la letra griega ϵ .

Ecuación 2. Deformación de la roca

$$\varepsilon_x = \frac{\delta_x}{x}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.

Donde

ε_x = Deformación en la dirección x

δ_x = Varición de la longitud en x

x = longitud original en x

3.3.1.3 Módulo de Young (E). Este módulo permite definir si un cuerpo solido tiene un comportamiento elástico o frágil, su criterio se basa en comparar si es mayor el grado de esfuerzo al de deformación y viceversa. Si el modulo exhibe valores altos será catalogado como un material frágil o duro, si por el contrario, arroja valores bajos estará enmarcada en materiales blandos o de carácter elástico. El módulo de Young está dado por la siguiente ecuación.

Ecuación 3. Módulo de Young

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 117.

Donde:

E = Modulo de Young

σ = Esfuerzo

ε = Deformación

3.3.1.4 Relación de Poisson (ν). Es la relación existente entre la deformación presentada por un material en la dirección paralela a la cual se ejercicio un esfuerzo, y la deformación en la dirección perpendicular al esfuerzo. Esta relación permite calcular el gradiente de fractura, al igual que las dimensiones de fractura, lo que lo convierte en una pieza clave para fijar las pautas en una operación de fracturamiento hidráulico.

Ecuación 4. Relación de Poisson

$$v = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.

Donde:

v = Relación de Poisson

ε_y = Esfuerzo en la dirección y

ε_x = Esfuerzo en la dirección x

3.3.1.5 Ley de Hooke para sólidos elásticos. Fue desarrollada en el año 1660 por Robert Hooke, quien estableció que la deformación de un material se puede descomponer en un sistema tridimensional de esfuerzos, ya que cada componente del esfuerzo genera una fuerza en cierta dirección para dar lugar a la deformación.

Ecuación 5. Ley de Hooke para sólidos elásticos

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - v(\sigma_y + \sigma_z)]$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 119.

Donde:

ε_x = Deformación en x

E = Modulo de Young

v = Relación de Poisson

σ_x = Esfuerzo en x

σ_y = Esfuerzo en y

σ_z = Esfuerzo en z

3.3.2 Dirección de la fractura. Una fractura puede ser representada en términos de un vector, lo cual nos permite mostrar esta como un fenómeno físico con magnitud y dirección. La dirección de una fractura será dada por el camino por el cual se propagara la misma con mayor facilidad. Los parámetros que determinan este camino, serán los esfuerzos in situ y la presión de poro.

3.3.2.1 Esfuerzos in situ. Los esfuerzos in situ son los vectores de fuerza que actúan en cada plano presente sobre una unidad geológica, estos esfuerzos siempre se encuentran interviniendo sobre las rocas, y son los causantes de los plegamientos o fallamientos de las formaciones; eventualmente por la dinámica de placas tectónicas estos cambiarán de dirección, lo cual ,generara modificaciones en las estructuras geológicas presentes.

Se dividen principalmente en dos clases de esfuerzos, los cuales son estrés de sobrecarga y estreses horizontales.

Ecuación 6. Esfuerzos in situ

$$\sigma = \frac{(v(gD - 2p) + p)}{1 - Fv}$$

Fuente: FRACCADE Schlumberger

Donde:

σ = *Estres in situ (Pa)*

v = *Relación de Poisson (Adimensional)*

g = *Gradiente de sobrecarga (Pa/m)*

D = *Profundidad (m)*

p = *Presión de yacimiento (Pa)*

F = *Relación de Estres horizontal (Adimensional)*

3.3.2.2 Estrés de sobrecarga. También conocido con el nombre de esfuerzo vertical, está dado por la presión que ejerce las capas suprayacentes a la profundidad de análisis. El estrés de sobrecarga está en función de la densidad de roca, asimilándose a la presión de una columna hidrostática. Se denota con la siguiente formula.

Ecuación 7. Estrés de sobrecarga

$$\sigma_v = \sum_0^H \rho_n g h_n$$

Fuente: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.p .27

Donde:

σ_v = *Estres de sobrecarga*

ρ_n = *densidad a la profundidad*

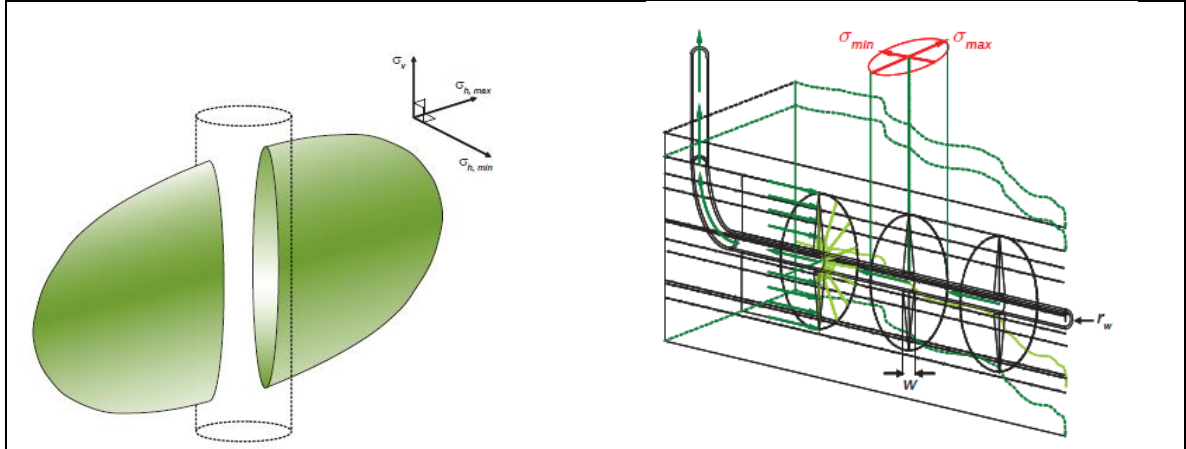
g = *constante de gravedad*

h_n = *profundidad*

H = *Profundidad Total*

3.3.2.3 Estreses horizontales. Se entiende por estrés horizontal, el estrés perpendicular al estrés de sobrecarga, se divide en dos tipos de estrés: el mínimo y máximo. Estos tipos de estrés poseen la misma magnitud cuando el sistema se encuentra en equilibrio; es por esto que al perturbar el ambiente estos tenderán a redistribuirse generando una mayor estrés en un dirección, y un menor estrés en el mismo plano pero de forma perpendicular, tal como se puede evidencia en la **Figura 14**.

Figura 14. Dirección de propagación de una fractura, dirección de esfuerzos



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.

3.3.2.4 Presión de poro. La presión de poro hace referencia al potencial hidráulico de un fluido de generar presión en términos de la profundidad, si la presión que recibe el fluido almacenado a cierta profundidad, fuera ejercida por una columna de agua, sería idéntica a la presión hidrostática. Sin embargo la presión de poro, suele contener los efectos de la presión ejercida por las rocas y fluidos que generan sobrecarga en espacio poral donde se almacenan los fluidos.⁶⁴

3.3.2.5 Orientación de fractura. La fractura al propagarse en la dirección donde encuentra menores restricciones, buscará siempre evitar las zonas donde la magnitud del esfuerzo en la dirección contraria a la de la propagación de la fractura, sean muy altas; es por esto que la fractura buscare ir en la dirección del mayor esfuerzo, paralelamente a la dirección de mayor esfuerzo (Ver **Figura 14**). Además, si existe una alta presión de poro, la fractura buscare otra trayectoria por la cual no tenga que oponer resistencia a la presión existente.

3.4 MODELO GEOMETRICO DE LA FRACTURA

Como se expuso en la sección 3.3.2 la dirección de la fractura estará determinada por la distribución de los principales esfuerzos, lo cual fundamenta los principales modelos geométricos de la fractura que dependerán de las dimensiones (ancho, largo y profundo), dirección y forma.

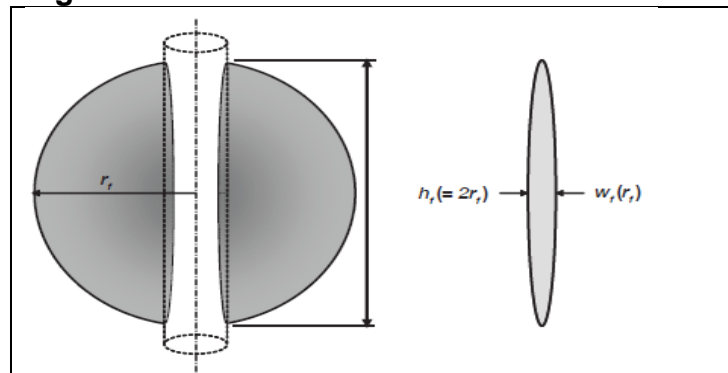
Para realizar el diseño a nivel de software de simulación se plantean dos tipos de modelos geométricos para la representación gráfica de la fractura entre los cuales podemos encontrar: modelos geométricos en dos dimensiones (2D), en tres dimensiones (3D) y pseudo-tridimensional (P3D).

⁶⁴ ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. p. 27

3.4.1 Modelos 2D. Estos modelos cuentan con una representación gráfica del perfil de la fractura desde perspectiva frontal y lateral. Se clasifica principalmente en tres sub modelos: radial, KGD y PKN. Cuenta con una serie de premisas, tales como:

1. Las fuerzas de corte en los planos perpendiculares al plano de fractura planos pueden ser despreciadas.
2. La altura de la fractura es constante.
3. Los valores de E (Young), ν (Poisson), C_t (perdida de filtrado), y "toughness" son constantes en toda la altura de la fractura.
4. El fluido se desplaza en una sola dirección.⁶⁵

Figura 15. Modelo Radial



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.

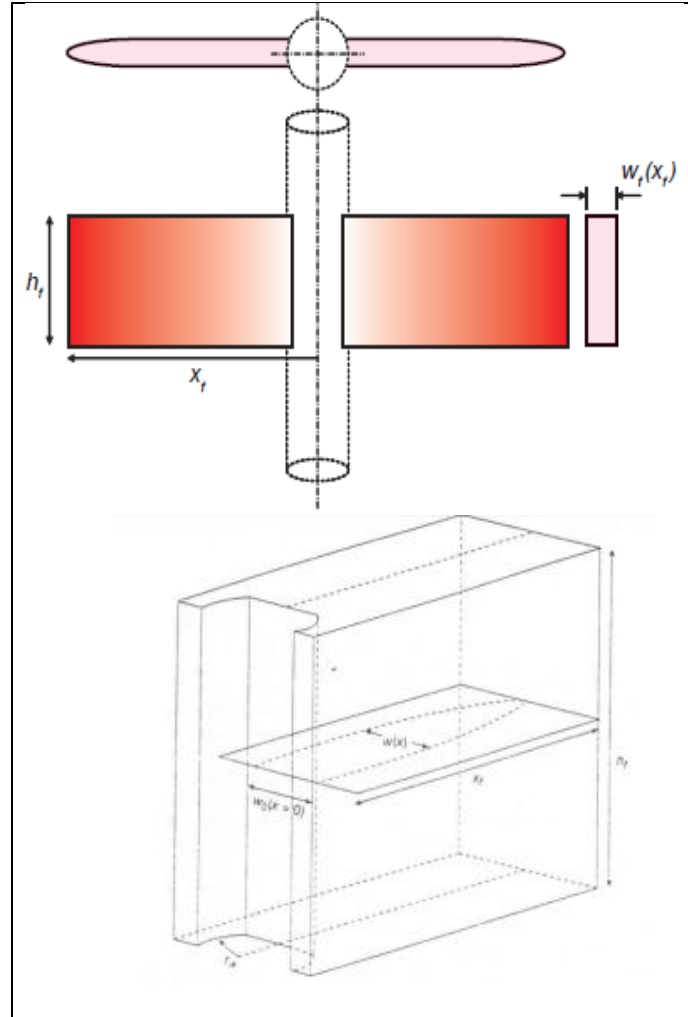
3.4.1.1 Radial. Establece que la relación de la altura de la fractura es equivalente al doble de la longitud efectiva de la misma. En vista de perfil adquiere la forma de una circunferencia o elipse.

3.4.1.2 KGD (Kristianovich, Geerstma, De Klerk). Este modelo es característico por exhibir una gran longitud de altura, y un ancho proporcional a la longitud de la fractura; además, se extiende en altura y ancho hasta los límites definidos por las capas suprayacentes e infrayacentes. Asume un estado de esfuerzo plano en la dirección horizontal, creando una forma elíptica en el mismo plano y una geometría rectangular en el área transversal. Este modelo se adapta bastante a formaciones relativamente someras, donde, el esfuerzo mínimo principal está en dirección vertical.⁶⁶

⁶⁵PORTAL PETROLEO."Simulación de fracturamiento hidráulico".[En línea] <http://www.portaldelpetroleo.com/2015/01/simulacion-de-fracturamiento-hidraulico.html>

⁶⁶ VERDE, Alexander. Desarrollo de un simulador pseudo-tridimensional (p3d) de fracturamiento hidráulico en pozos. Trabajo de grado Magíster Scientarium en Ingeniería Mecánica. Maracaibo: Universidad de Zulia. Facultad de Ingeniería. División de estudios para graduados, 2003. p. 18.

Figura 16. Modelo KGD

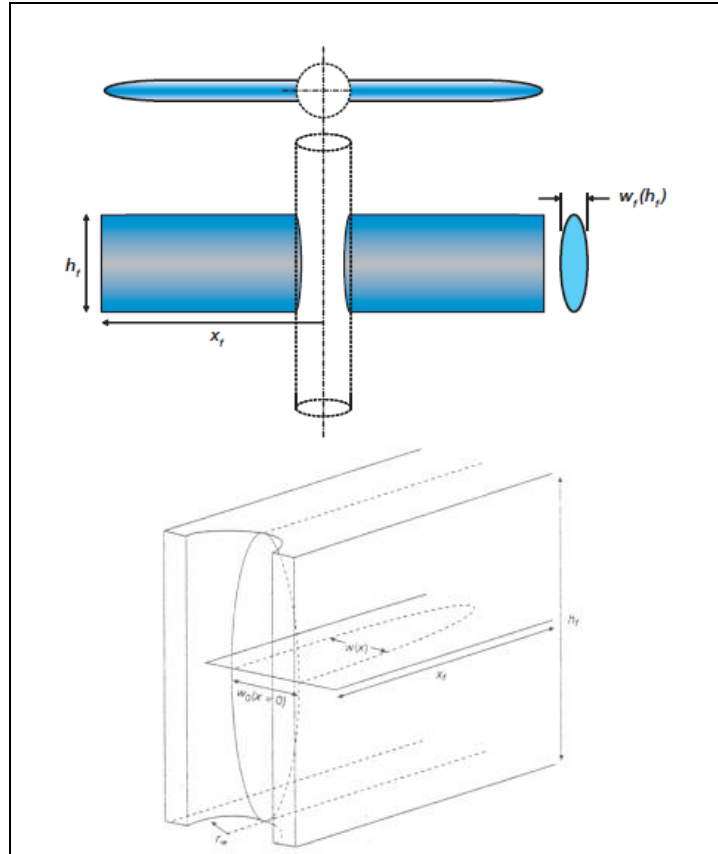


Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.; Valkó, Peter., Economides, Michael J., Hydraulic fracture mechanics. Chichester: Wiley, 1995.

2.4.1.3 PKN (Perkins, Kern, Nordgren). Es ideal para el modelamiento de una fractura cuya longitud sea mayor a la altura de la misma; este fenómeno tiene lugar a altas profundidades, ya que el esfuerzo mínimo está en dirección horizontal. La forma de este modelo de fractura se da principalmente por la premisa de un estado de esfuerzo plano en la sección vertical, desencadenando en una geometría elíptica en el área transversal del plano horizontal y vertical.⁶⁷

⁶⁷ Ibid., p. 19.

Figura 17. Modelo PKN

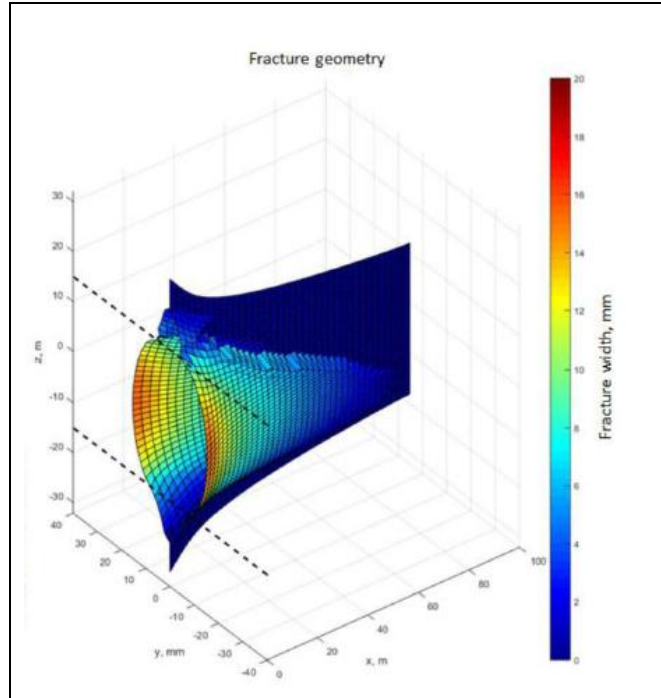


Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.; Valkó, Peter., Economides, Michael J.,. Hydraulic fracture mechanics. Chichester: Wiley, 1995.

3.4.2 Modelo 3D (Modelo Elíptico). Este modelo se ajusta mejor al comportamiento real de una fractura, ya que representa la deformación tridimensional teniendo en cuenta un flujo bidimensional. Es recomendable utilizarlo en el modelamiento de fracturas en zonas de alta complejidad geológica, para realizar una estimación con un alto grado de ajuste, logrando un control en la propagación de la fractura. El uso de este modelo en simuladores, requiere potentes especificaciones de las computadoras, ya que el modelo plantea una discretización en celdas y los cálculos de propiedades físicas se realizan una a una.

3.4.3 Modelo P3D. A diferencia que los modelo 2D este tipo de modelo permite una variación en la altura de la fractura, permitiendo simular el comportamiento de un modelo 3D, evitando la complicación del flujo bidimensional, además de maneja las mismas premisas que un modelo PKN. Su sección transversal puede exhibir una geometría elíptica pinchada tal como se muestra en la **Figura 18**.

Figura 18. Modelo P3D



Fuente: BUDENYY, Semen. An Enhanced Pseudo-3D Model of Hydraulic Fracture in Multi-Layered Formation. [1]:San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. 16

3.5 ANÁLISIS DE PRESIONES

Para la realización óptima de un fracturamiento hidráulico es necesario tener en cuenta una diversidad de presiones que actúan en el desarrollo y en el análisis de la operación. Algunas de las principales presiones a tener en cuenta son las siguientes⁶⁸

3.5.1 Presión de inyección. Es la presión ejercida por el fluido a través de las bombas de inyección, necesaria para sobrepasar la presión en cabeza del pozo (wellhead pressure o WHP), y de esta forma continuar con la trayectoria del fluido desde el cabezal.

3.5.2 Presión hidrostática. Es la presión que genera el fluido hacia el pozo, según la profundidad a la que se encuentra y su densidad.

⁶⁸ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 96.

3.5.3 Presión de fricción en tubería. Se le conoce también como pérdida por fricción en el pozo, es la disminución de presión debido al contacto dado entre el fluido inyectado y la tubería.

3.5.4 Presión de inyección en fondo. Es la presión de tratamiento de pozo (Bottomhole Treatment Pressure / BHTP) o presión de fondo de pozo (Bottomhole Pressure /BHP), es decir la presión en un sector dado en el fondo del pozo. Esta presión en el centro de un sector se puede hallar de la siguiente manera teniendo en cuenta algunos de superficie.

Ecuación 8. Presión de Inyección en fondo

$$p_{iw} = p_{inj} + p_{head} - p_{pipe\ friction}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 97

Donde:

p_{iw} = Presión de inyección de fondo.

p_{inj} = Presión de inyección.

p_{head} = Presión en cabeza.

$p_{pipe\ friction}$ = Presión de fricción en tubería.

3.5.5 Presión de fricción en los perforados. Es la presión que se pierde debido a la fricción generada al entrar el fluido en una zona restringida entre la tubería y la formación (perforados). El cálculo para hallar la presión de fricción en los perforados es la siguiente:

Ecuación 9. Presión de fricción en los perforados

$$\Delta p_{pf} = 0.2369 * \frac{q^2 * \rho_s}{N_{perf}^2 * D_p^2 * C_d^2}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 97

Donde:

Δp_{pf} : Presión de fricción de los perforados.

q : Caudal total [bpm]

ρ_s : Densidad del slurry [ppg]

N_{perf} : Numero de perforaciones.

D_p : Diámetro de perforaciones [in]

C_d : Coeficiente de descarga.

3.5.6 Presión de fricción en la cara del pozo. Es la pérdida de presión en las cercanías de la cara del pozo, es decir, es la sumatoria de las pérdidas de presión en los perforados y presión por tortuosidad.

3.5.7 Presión de cierre instantánea. Es la presión de inyección que se obtiene en el fondo del pozo inmediatamente se apaguen las bombas. Según Economides⁶⁹, en este instante, los efectos de presión de fricción en la tubería, presión de tortuosidad y la presión de fricción en los perforados se vuelven cero.

3.5.8 Presión de cierre. Es la presión ejercida por la formación sobre el apuntalante⁷⁰. Otra definición de la presión de cierre; presión mínima necesaria dentro de la fractura para sostener la apertura generada por la fractura. Además, se debe enfatizar que si la zona de interés se compone por una capa, la presión de cierre suele ser igual al mínimo estrés horizontal de la roca.⁷¹

3.5.9 Presión de extensión. Presión requerida dentro de la fractura para hacerla crecer, es mayor a la presión de cierre ya que esta es la que permite que la fractura adquiera longitud, altura y ancho. Esta presión no siempre es constante, ya que varía dependiendo de la geometría de la fractura.

3.5.10 Presión del fluido de fractura. Hace referencia a la presión del fluido de fractura dentro de la fractura, cuando el fluido ya ha atravesado los perforados y la tortuosidad. Esta presión puede no ser constante sobre toda la fractura debido a los efectos de la fricción.

Ecuación 10. Presión neta

$$p_{net} = p_f - p_c$$
$$p_{net} = p_{iw} - \Delta p_{pf} - \Delta p_{tort} - p_c$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 97.

Donde:

p_{net} : Presión neta.

p_f : Presión del fluido de fractura

p_c : Presión de fractura.

p_{iw} : Presión de inyección de fondo.

⁶⁹ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 96.

⁷⁰ Ibid., p. 97

⁷¹ JACOME, Marco Adrián y Muñoz, David Fernando. Diseño de Fracturamiento Hidráulico para la Optimización de la Producción en el Pozo FICT-2D. 2016. p.35.

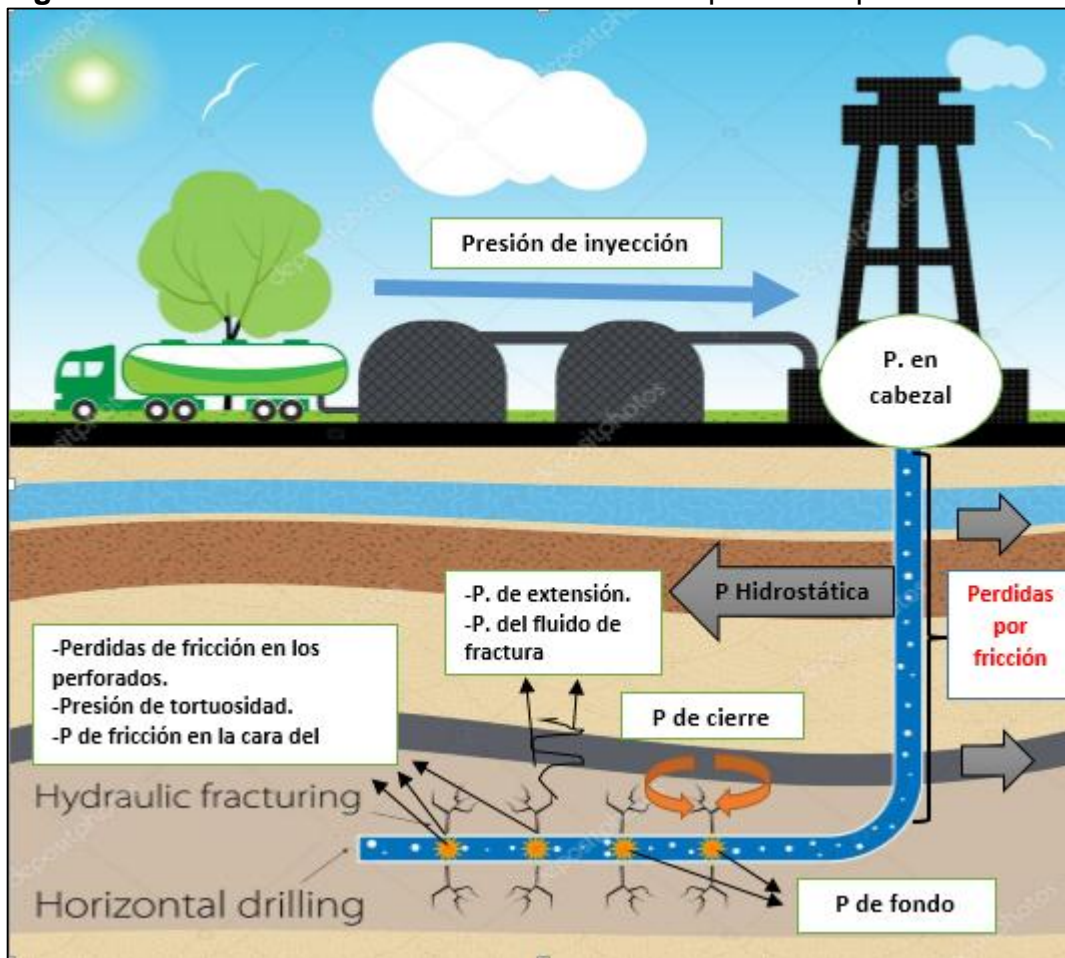
Δp_{pf} : Presión de fricción de perforados.

Δp_{tort} : Presión de tortuosidad.

3.5.11 Presión neta. Es la presión excedida del fluido fracturante sobre la presión de fractura, dicho de otra manera, la presión neta, es la presión que se necesita para mantener abierta la fractura generada.

3.5.12 Pozo inyector (presiones). En la **Figura 19** se expondrán las presiones respectivas en el fracturamiento.

Figura 19. Fracturamiento hidráulico donde se exponen las presiones



Fuente: DEPOSITPHOTOS. [en línea], 18 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://sp.depositphotos.com/83641548/stock-illustration-hydraulic-fracturing.html>. Modificado por autores.

3.6 MATERIALES

En la técnica de fracturamiento hidráulico existen tres categorías de productos que se requieren para la generación del tratamiento a inyectar, estos son: Apuntalante o Propante, fluido base y aditivos.

3.6.1 Apuntalante. Es el material particulado solido de forma esférica, que se empujara dentro de la fractura, se conoce con el nombre de material propante o apuntalante. La función principal de este es soportar el esfuerzo de sobrecarga, con el fin de evitar el cierre de la fractura. La selección de este material está en términos de su conductividad, resistencia a la presión de confinamiento y finalmente su facilidad de transporte por medio del fluido de fractura.

Figura 20. Propante cerámico Ligero (LWC)



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 289.

3.6.1.1 Conductividad. El objetivo principal de un fracturamiento es generar canales permeables, que permitan comunicar una mayor superficie de la formación con el pozo, es por esto que al realizar el fracturamiento, el material propante debe garantizar una alta cantidad de caminos a través de la fractura por donde fluya el hidrocarburo. Esta capacidad de permitir que los fluidos se movilizan con facilidad dentro de este medio poroso se le conoce como conductividad.

Esta propiedad está en términos de las dimensiones de la fractura, la permeabilidad de la fractura (definida por el tamaño del propante y el material del propante), la permeabilidad de la formación.

Entre los métodos más eficientes para el cálculo de la conductividad de la fractura se encuentra la correlación de Nierode y Kruk⁷²; la cual depende únicamente de la presión de cierre de la fractura.

Ecuación 11. Correlación Nierode y Kruk para conductividad de fractura

$$wk_f = C_1 \exp \{-C_2 S\} \quad (1)$$

$$C_1 \cong 0.265 [\text{DREC}]^{0.822} \quad (2)$$

$$C_2 \times 10^3 \cong \begin{cases} 19.9 - 1.3 \ln (\text{RES}) & 0 < \text{RES} < 20,000 \text{ psi} \\ 3.8 - 0.28 \ln (\text{RES}) & 20,000 \leq \text{RES} \leq 500,000 \text{ psi} \end{cases} \quad (3)$$

Fuente: NIERODE, D. E. and KRUK, K. F. An Evaluation of Acid Fluid Loss Additives Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity. [1]:Las Vegas, Nevada: Society of Petroleum Engineers, 1973. p. 5.

Donde:

wk_f = Conductividad de la fractura (md/in)

S = Esfuerzo de cierre de la fractura (psi)

3.6.1.2 Presión de confinamiento. El propante al estar en un ambiente altamente presurizado, puede presentar fallas mecánicas, desgaste y deformación. Es por esto que el apuntalante debe garantizar la integridad de la fractura, y esto solo se logra conociendo la calidad del mismo; esta se garantiza mediante pruebas de laboratorio donde se somete al propante a condiciones equivalentes de yacimiento, evaluando el desempeño de este en presencia de presión, temperatura y caudal de flujo; midiendo la máxima presión de resistencia y la cantidad de partículas finas que se desprenden del material.

3.6.1.3 Clasificación. Existen dos grandes clases de propantes entre los cuales encontramos de carácter natural tal como es la arena y de carácter artificial (realizado por el hombre) donde encontramos propantes cerámicos y propantes de bauxita.⁷³

Los propantes de carácter natural suelen presentar varios tipos de rendimientos, sin embargo se encuentran propantes con buen desempeño tales como las arenas Ottawa, catalogadas como apuntalantes Premium ya que cumplen con los

⁷² NIERODE, D. E. and KRUK, K. F. An Evaluation of Acid Fluid Loss Additives Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity. [1]:Las Vegas, Nevada: Society of Petroleum Engineers, 1973. p. 5.

⁷³ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 289.

estándares de calidad dados por la norma API RP 56, la cual cataloga los propantes de acuerdo a su grado de solubilidad en ácido, geometría (redondez y esfericidad), resistencia, entre otros.

Para el caso de los propantes artificiales, nacen como una alternativa ante la demanda de material apuntalante en zonas carentes de apuntalante natural. Hasta la actualidad existe una gran variedad de estos de acuerdo a su densidad y sus propiedades mecánicas, los materiales más comunes son: bauxita, cerámicos y resinas.

Tabla 12. Tipos de propantes

| Propante | Tamaño de malla | Resistencia, psi | % Finos |
|--|-----------------|------------------|---------|
| Arena Ottawa | 12/40. | 3000 | 5,40 |
| | 20/40. | 4000 | 4,00 |
| | 20/40. | 8000 | 14,00 |
| Arena Brady | 12/40. | 3000 | 15,50 |
| | 20/40. | 4000 | 11,40 |
| | 20/40. | 6000 | 15,10 |
| Cerámico ligero (LWC) | 20/40. | 8000 | 6,00 |
| Cerámico de resistencia intermedia (ISP) | 20/40. | 10000 | 6,00 |
| Bauxita | 20/40. | 12500 | 6,80 |

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 289.

3.6.2 Fluidos de fractura. El diseño del fluido a utilizar para el fracturamiento es esencial para el desarrollo y el éxito de la operación. Para que el fluido de fracturamiento sea óptimo en la operación, es necesario y vital que sus propiedades cumplan ciertas características, algunas de estas principalmente son; el fluido debe tener una baja pérdida por fricción, el fluido no puede generar una sobrepresión sobre la tubería, el fluido debe tener una buena capacidad de transporte del apuntalante, no debe existir una reacción entre el fluido de fractura y la formación con la que este hará contacto, entre otras. Además es necesario tener en cuenta aspectos importantes antes del diseño y selección del fluido como; equipos disponibles, características del pozo, costos en la operación, fracturas o fallas cercanas al lugar donde se va a generar la fractura, etc.

El fluido se divide en dos tipos durante la operación; el colchón o pad y el fluido de bombeo (Slurry). Estos fluidos cuentan con las mismas propiedades reológicas pero

su función es distinta. El primero se encarga de generar la fractura y su propagación, mientras que el segundo fluido se encarga del transporte del apuntalante⁷⁴.

En el caso de las formaciones donde predominan las rocas shale sus propiedades son muy variables al nivel mundial, por este motivo, la tecnología de fracturamiento se ha tenido que adaptar según las características de la formación a operar. Debido a esto, se han diseñado diferentes fluidos de fractura ya que deben cumplir unas condiciones específicas para el éxito de la operación. Ejemplo de esto, se han realizado y modificado diferentes técnicas de fracturamiento en la cuenca de Los Apalaches en EE.UU, donde se ha utilizado fluido de espuma con CO₂, N₂ y slickwater⁷⁵. Otro ejemplo es el uso de polímero de CO₂ y fluido espuma base N₂, en roca dúctil (por ejemplo, en Montney Shale en Canadá). A continuación se realizara una explicación breve de los diferentes tipos de fluidos y sus características.

3.6.2.1 Fluido Base Agua. El fluido base agua es el fluido con mayor utilización al nivel mundial, esto se debe a que las propiedades del agua se pueden modificar con mayor facilidad. El principal motivo de su uso como fluido base para la fractura, es el factor económico, ya que por su fácil manejo, y obtención, no es necesario invertir en operaciones y equipos para tratar el fluido, además de reducir los riesgos que posibles equipos o fluidos utilizados generarían. Este fluido se puede dividir en los siguientes tipos:

3.6.2.2 Slickwater. Es el fluido utilizado con mayor frecuencia para la estimulación de las formaciones (Yacimientos no Convencionales) por medio de una fractura hidráulica. Este fluido se compone principalmente de agua y arena (> 98%). Se le adicionan normalmente químicos para reducir la corrosión, la fricción, el crecimiento de bacterias y demás utilidades para la operación. El principal problema de este fluido es que por su baja viscosidad, es complicado mantener el apuntalante retenido dentro del fluido, es decir, es necesario bombear el fluido a altas velocidades para que el flujo pueda evitar la tendencia del apuntalante a sedimentarse, ya que si se llegase a sedimentar perjudicaría la operación. Para aumentar la efectividad de este tipo de fluido, se utiliza un gel lineal y sistemas reticulados, pero al aumentar la viscosidad del fluido mediante este método, puede reducir la longitud de la fractura deseada, además de otros problemas operativos.

3.6.2.3 Fluidos lineales. Estos son fluidos con mayor viscosidad en comparación a los fluidos slickwater. Estos son generados mediante la mezcla de agua y diferentes tipos de polímeros (Guar, hidroxipropil guar (HPG), hidroxietil celulosa (HEC),

⁷⁴ CATIBLANCO, Sebastián y MEDINA, Camila. EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA PARA LA VIABILIDAD DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS ENERGIZADOS EN LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO. 2015. p. 84

⁷⁵ GANDOSSO, Luca y VON ESTOROFF, Ulrik. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. 2015. p. 9

carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG) y carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC)), generando un gel viscoso. Este gel puede transportar con mayor facilidad apuntalantes con mayor densidad. El gel tiende a formar retortas de gran espesor de cara a las formaciones de baja permeabilidad, lo que puede afectar negativamente la conductividad de la fractura, pero puede controlar las pérdidas de fluido en la formación, mientras que en formaciones de mayor permeabilidad, el rendimiento de este fluido es distinto, ya que no alcanza a generar una retorta de cara a la formación, por este motivo se pierden mayores volúmenes de fluido debido la invasión viscosa del gel en la formación.

3.6.2.4 Fluido entrecruzado. Se desarrollaron para mejorar el rendimiento de los polímeros gelificantes sin aumentar su concentración. Los fluidos de fracturación de gel reticulados con borato utilizan iones de borato para reticular los polímeros hidratados y proporcionan una viscosidad incrementada. Los polímeros más utilizados en estos fluidos son guar o HPG. El polímero se entrecruza mediante iones de metales pesados o esencialmente iones de borato.

3.6.2.5 Fluidos de gel tensoactivo viscoelástico. Normalmente, estos fluidos usan surfactantes en combinación con sales inorgánicas para crear estructuras ordenadas, que resultan en una mayor viscosidad y elasticidad. Estos fluidos tienen una viscosidad de cizallamiento muy alta y pueden transportar apuntalante con menor carga y sin los requisitos de viscosidad comparables de los fluidos convencionales.

La tecnología de los sistemas VES se puede dividir en varias categorías según la estructura que crea el sistema: micelas con aspecto de gusano, estructuras lamelares o vesículas. A medida que la concentración de surfactante aumenta en agua, las micelas comienzan a formarse y comienzan a interactuar entre sí. Estas interacciones se basan en fuerzas iónicas y pueden amplificarse añadiendo electrolitos (sales) u otros tensoactivo iónicos. Estos fluidos son operacionalmente simples: solo se agregan uno o dos aditivos sin necesidad de hidratar polímeros. No requieren ningún biocida porque no contienen ningún biopolímero. No requieren tensoactivo de reflujo, adicionales porque tienen una tensión superficial e interfacial inherentemente baja. No se necesitan aditivos adicionales de control de arcilla.

3.6.2.6 Fluidos Base-Espuma. En este caso, como indica su nombre, se usa espuma como fluido base para el fracturamiento. Las espumas son fluidos bifásicos estructurados por una fase interna (55-95%) la cual es dispersada a través de una fase líquida.

En particular, se cree que las espumas son un medio apropiado para fracturar depósitos de gas de esquisto. Requieren un menor (o nulo) consumo de agua, causan menos daños en las formaciones sensibles al agua y hay menos líquido para recuperar y manejar después del proceso de fracturación. A continuación, en

la **Tabla 13** se mostrarán los diferentes tipos de fluidos base espuma con su respectiva composición.

Tabla 13. Fluidos tipo espuma

| Tipo de Espuma | Composición |
|----------------------|-----------------------------|
| Espuma Base-Agua | Agua y espumante + N2 o CO2 |
| Espuma Base-Acido | Ácido y espumante + N2 |
| Espuma Base- Alcohol | Metanol y espumante + N2 |
| Espuma Base-CO2 | CO2 liquido + N2 |

Fuente. Gu, M. y K. K. Mohanty "Effect of foam quality on effectiveness of hydraulic fracturing in shales." International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2014. p. 273–285.

3.6.2.7 Fluido base hidrocarburo. Los fluidos base petróleo se empezaron a implementar debido a su gran compatibilidad con la formación, ya que esta no tiene ningún tipo de reacción al entrar en contacto con el fluido. Se han implementado diferentes tipos de fluido, un ejemplo son los fluidos base diésel o aceite, estos fluidos pueden ser de tipo lineal, entrecruzado o emulsificados (para mayor información sobre los tipos de fluidos mencionados anteriormente, revisar la sección 3.6.2.4). Otro fluido base hidrocarburo, es el fluido base GLP; este fluido está compuesto principalmente de propano y butano, este puede ser inyectado en estado líquido o gelificado (debido a la adición de diferentes aditivos en diferentes proporciones). La ventaja de este fluido es no generar entrapamiento de fases, es decir, la longitud de fractura efectiva no se ve afectada por dicho problema. Tiene como principales inconvenientes, los costos elevados que se manejan al ser un fluido base aceite y los posibles riesgos operativos al tratar el fluido (tanto en el tratamiento como en la inyección para fracturar).

3.6.2.8 Fluidos base alcohol. Consta generalmente de un fluido base metanol, que puede estar en forma de espuma o gelificado con polímeros. Se inició a experimentar con esta base de fluido, debido a que no tiene una reacción “fuerte” con la formación, esto genera una mejor implementación de la técnica de fracturamiento al no generar daños ni reducir la permeabilidad en la sección de la roca fracturada. El principal problema de este fluido es que debe ser inyectado por una “capa” de N2 o CO2 que evite el contacto con el oxígeno en superficie, ya que el metanol es sumamente inflamable y se debe evitar la generación de alguna chispa cercana al fluido base. Por lo anterior cabe resaltar que los riesgos de implementar este fluido base para el fracturamiento son muy altos.

3.6.2.9 Fluidos base emulsión. Se utiliza una mezcla de dos o más líquidos generalmente inmiscibles como fluido de fracturamiento. El uso de este tipo de fluido base, se debe a que algunas formaciones sensibles tienden a retener hasta pequeñas cantidades de agua contenidas en los fluidos base espuma. Dado el caso,

pueden dañar estas formaciones en consecuencia a la saturación de agua irreductible y al atrapamiento de líquidos. En este tipo de formaciones, el cambio de la fase acuosa (utilizada en los fluidos base espuma -CO₂) con metanol puede minimizar la cantidad de agua y así reducir el daño generado.

3.6.2.10 Otros fluidos. Existen diferentes tipos de fluidos distintos a los nombrados con anterioridad, los principales son el CO₂ y N₂, tanto en estado líquido (CO₂) como gaseoso (N₂). El CO₂ ha sido utilizado como fluido base para el fracturamiento en formaciones con alta reacción al agua, esto se debe a que el CO₂ tiene una muy buena compatibilidad con las formaciones a fracturar, de esta manera evita que se origine un daño de formación y exista un mayor índice de productividad. Este fluido generalmente se encuentra mezclado con un gel entrecruzado o lineal, esto se debe a que es necesario generar una suspensión del apuntalante y el CO₂ carece de esta propiedad. El principal problema al utilizar este tipo de fluido es la contaminación que puede generar, tanto en el hidrocarburo extraído como al medio ambiente. Este fluido también se puede utilizar como un fluido energizado debido a sus características, es decir, por su baja densidad es necesario aplicar una menor presión de inyección para transportar y desplazar el fluido de fractura con el apuntalante. Para el caso del N₂ funciona de manera similar a los casos del CO₂ como fluido energizante debido a sus propiedades y características, la diferencia es que se inyecta en estado gaseoso (si se inyecta más del 65% es considerada la mezcla de los fluidos como espuma)

3.6.3 Aditivos. El fluido base no cuenta con las suficientes características para realizar el fracturamiento por sí solo, ya que sus propiedades no permiten tener un control sobre el transporte del propano e hidráulicamente es ineficiente para transmitir la presión ejercida por las bombas en superficie. Para optimizar las propiedades del fluido es necesario mezclarlo con productos que le otorgue las características suficientes para optimizar el proceso de fracturamiento; estos productos serán conocidos como aditivos, los cuales pueden ser clasificados en: agentes controladores de arcilla, reductores de fricción, agentes gelificantes, rompedores, estabilizadores de viscosidad, buffers, Solventes y biocidas. En la **Tabla 14** se puede observar las principales funciones y algunos de los productos comerciales más empleados.

Tabla 14. Aditivos de los fluidos para fracturamiento

| Nombre Aditivo | Función | Producto comercial |
|-----------------------------------|---|--|
| AGENTES CONTROLADORES DE ARCILLAS | Prevenir la interacción del agua con los minerales de arcilla presentes en el yacimiento. | KCl |
| REDUCTORES DE FRICCIÓN | Permite disminuir las pérdidas de fricción generadas por la tubería | Ácido acrílico, poli poliacrilamida, Poliacrilamida parcialmente hidrolizada, AMPS |
| AGENTES GELIFICANTES | Incrementas la viscosidad del Fluido | Guar (HPG,CMG,CMH PG) |
| ROMPEDORES | Es el encargado de reducir el peso molecular de los polímeros utilizados para el aumento de la viscosidad | (NH ₄) ₂ S ₂ O ₈ , (Na ₂ S ₂ O ₈), HCl, enzimas |
| ESTABILIZADORES DE VISCOSIDAD | Son añadidos al fluido de fracturamiento para reducir las pérdidas de viscosidad a altas temperaturas en el yacimiento | Metanol, tiosulfato de sodio |
| BUFFERS | Ajustan el Ph de los fluidos base para realizar la dispersión e hidratación de los polímeros a emplear. | Bicarbonato de sodio, carbonato de sodio, hidróxido de sodio, ácido fórmico, oxido de magnesio |
| SOLVENTES | Reducen la tensión superficial del fluido de fracturamiento, para aumentar el recobro del fluido inyectado y evitar el daño de la formación | Etilenglicol, monobutil éter glicol |
| BIOCIDAS O BACTERICIDAS | Son adicionados para minimizar el ataque de enzimas (de bacterias aerobias presentes en el agua base) a los polímeros | Amidas y aldehídos |

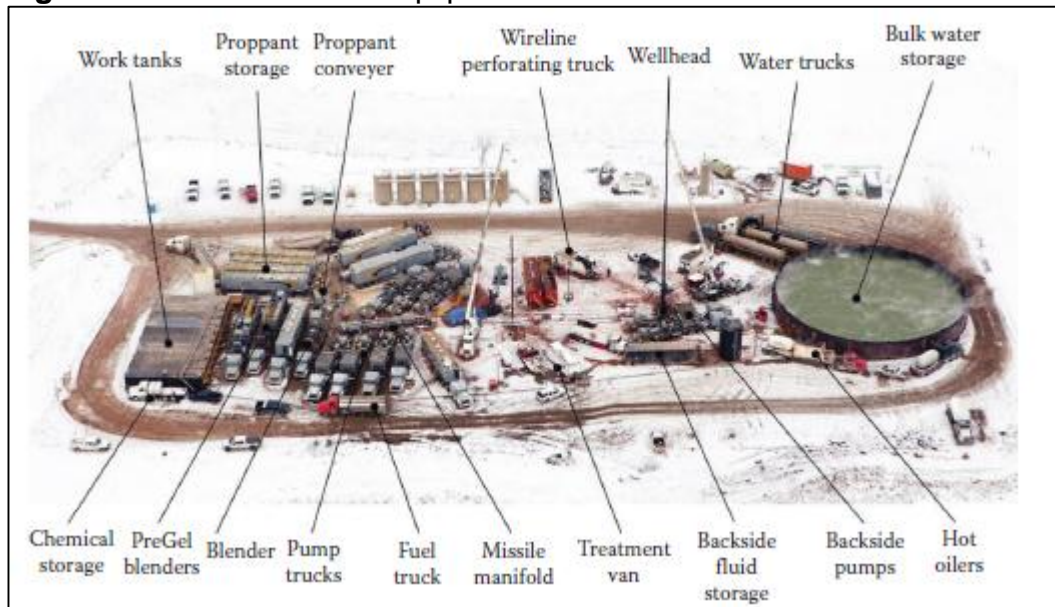
Fuente: BERRY SMITH, Michael y MONTGOMERY, Carl T. Hydraulic Fracturing. Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering. Taylor & Francis Group, 2015. p. 75.

3.7 ASPECTOS OPERATIVOS

Entre los aspectos operativos a tener en cuenta se encuentran los equipos necesarios para realizar la operación de fracturamiento y los pasos necesarios para realizar la técnica, esta descripción se hará de manera general para los diferentes tipos de fluidos convencionales.

3.7.1 Equipos. Entre los equipos necesarios para llevar a cabo la técnica de fracturamiento hidráulico se encuentran: mezclador, fracturadores, frac van, lab van, unidad de químicos, unidad de arena, líneas de alta presión y cabezal de fractura, que pueden ser distribuidos en la locación tal como se evidencia en la **Figura 21**.

Figura 21. Distribución de equipos en la locación



Fuente: BERRY SMITH, Michael y MONTGOMERY, Carl T. Hydraulic Fracturing. Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering. Taylor & Francis Group, 2015. p. 75.

La descripción de equipos se realizara de acuerdo al trayecto que lleva el fluido desde superficie hasta llegar a la formación a fracturar.

3.7.1.1 Mezclador. El mezclador, es una de las unidades de mayor importancia respecto a las operaciones de fractura. La principal función de esta unidad es tomar el fluido de fractura, mezclarlo con el apuntalante y aditivo para así abastecer con esta mezcla a las bombas de alta presión. Sus elementos principales se dividen en:

Manifold de succión: Se encarga de succionar el fluido base desde los tanques de almacenado hacia la unidad.

Bomba centrífuga: Las bombas centrífugas se usan en los mezcladores para extraer los fluidos desde de los tanques de almacenamiento del fluido de fractura hasta las bombas de alta presión. Existen dos tipos de bombas centrífugas de succión (transporta el fluido desde el Manifold hasta el agitador) y de descarga (envía el fluido desde el agitador hasta el Manifold de descarga).

Bombas de aditivos: Mediante estas bombas son agregados los diferentes aditivos (entrecruzadores, surfactantes, rompedores, entre otros), posteriormente son mezclados en la batea. Las bombas se encuentran ubicadas en la entrada y en la salida de la batea, esto se debe a que algunos aditivos dependiendo el fluido se deben adicionar posteriormente para evitar una gelificación.

Batea de mezcla o agitador: Unidad encargada de mezclar los aditivos líquidos y sólidos.

Manifold de descarga: Esta unidad se encarga de transportar el fluido sin apuntalante como hacia los fracturadores, tomando la línea del fluido sin apuntalante y la línea del fluido con el apuntalante.

Figura 22. Mezclador



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 325

3.7.1.2 Fracturadores. Los fracturadores son equipos que se encargan de bombear el fluido al pozo a altas presiones y altos caudales. Estas unidades se encuentran compuestas por una bomba de alta presión, un motor y una caja de transmisión. Estas bombas pueden trabajar de 5.000 a 20.000 psi.

Se debe tener en cuenta algunos aspectos al seleccionar el equipo y su régimen de bombeo; la presión de trabajo, el caudal y tipo de fluido. Estos aspectos son necesarios, ya que la presión es la encargada de generar las fracturas, y para aumentar dicha presión es necesario aumentar el caudal. También se debe tener en cuenta el tipo de fluido, ya que este es el encargado de mantener en suspensión el apuntalante a diferentes presiones, además, cabe resaltar que dependiendo de

sus propiedades (viscosidad, tensión superficial y demás) pueden generar variaciones en la presión de trabajo.⁷⁶

Figura 23.Fracturadores



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 325

3.7.1.3 Frac van o puesto de control. Es la unidad a la cual llega la información en tiempo real de presión, caudal y concentración transmitida a través los sensores instalados, de esta manera poder monitorear cada sección y así simular la fractura en datos reales.

3.7.1.4 Lab van. Es el vehículo en el cual se realizan las pruebas de laboratorio en campo con el objetivo de analizar el fluido que se va a utilizar para el fracturamiento, en donde se estudia el fluido, y de esta manera concluir que se encuentra en las condiciones necesarias para el fracturamiento. Generalmente el estudio consta de pruebas de compatibilidad, análisis químicos, generación del gel, entrecruzamientos, granulometría del apuntalante, análisis de pH, entre otros.

3.7.1.5 Unidad de químicos. En la unidad donde se almacenan los químicos que posteriormente son bombeados de manera controlada hacia la batea de mezcla. Esta unidad está compuesta por varios contenedores dependiendo de la cantidad de etapas de fracturamiento a realizar, del fluido base y del tipo de fluido que se quiere generar. Normalmente contiene de 6 a 10 contenedores para almacenar los químicos.

⁷⁶ CATIBLANCO, Sebastián y MEDINA, Camila. EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA PARA LA VIABILIDAD DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS ENERGIZADOS EN LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO. 2015. p. 84

Figura 24. Unidad de químicos



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 326

3.7.1.6 Unidad de arenas. Esta unidad es la encargada de almacenar todas las libras de apuntalante, el cual es succionado para posteriormente ser bombeado al mezclador. La unidad cuenta con una capacidad 150.000 lb.

3.7.1.7 Unidades de Almacenamiento de N₂. Las unidades de almacenamiento son las encargadas de almacenar el N₂, dado el caso que en la operación se vaya a utilizar este fluido como energizado o si es necesario generar un fluido base espuma, teniendo como componente el N₂. Se tiene en cuenta que los tanques deben tener las condiciones óptimas para evitar fugas del gas y así evitar problemas ambientales, riesgos ambientales y pérdidas económicas.

3.7.1.8 Equipos de bombeo de N₂. Este equipo se encarga de bombear el fluido energizado (en este caso N₂) a la presión y caudal necesario realizar la operación de fracturamiento de manera óptima (teniendo en cuenta las diferentes tipos de presiones, que actúan sobre el fluido hasta el punto donde se quiere generar la fractura, además de tener en cuenta las propiedades del fluido).

Figura 25. Equipo de Bombeo de N2



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 326

3.7.1.9 Líneas de alta presión. Las líneas de alta presión, es la sección de tubería encargada del transporte del fluido de fractura al cabezal del pozo, es decir, es el único lugar donde se manejan altas presiones en superficie.

Figura 26. Líneas de alta presión y Manifold's



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 327

Es necesario que las líneas cumplan ciertas especificaciones y sean monitoreadas constantemente, ya que debido a las altas presiones que se manejan se pueden generar abrasiones en la tubería, esto puede conllevar a accidentes. Los componentes de las líneas de alta presión son las siguientes⁷⁷:

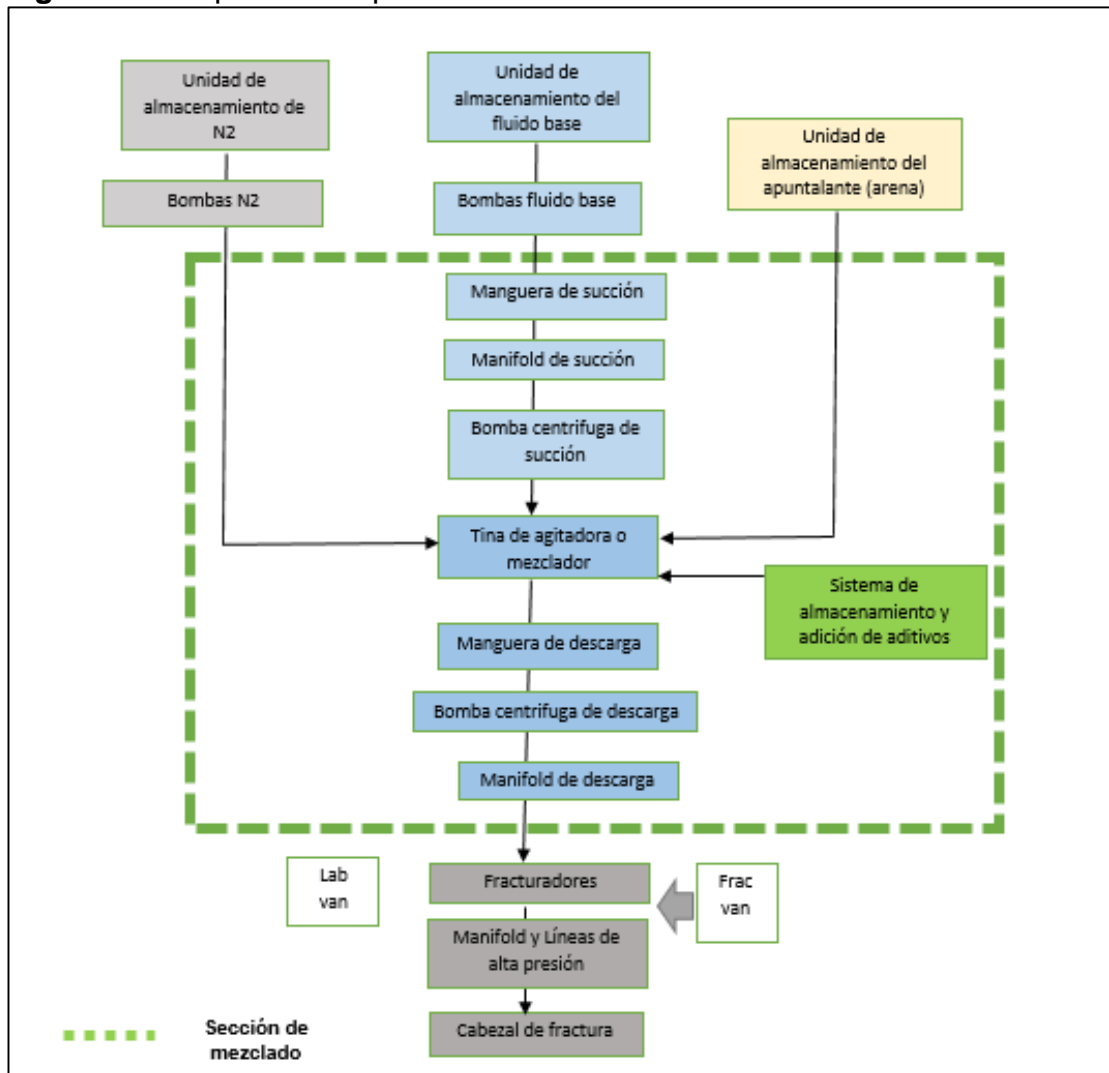
1. Tubería recta

⁷⁷ BJ SERVICES COMPANY S.A. Manual de fractura hidráulica. Centro de capacitación. Noviembre, 1986. Mendoza, Argentina

2. Válvulas de alta presión
3. Uniones giratorias Chicksans
4. Válvulas de cheque.
5. Sensores de caudal, presión y densímetros.

3.7.1.10 Cabezal de fractura. Es la sección que conecta las líneas de alta presión con el pozo, esta dependerá del fluido de fractura y la presión a la cual se transporta el fluido.

Figura 27. Esquema de operación fracturamiento hidráulico

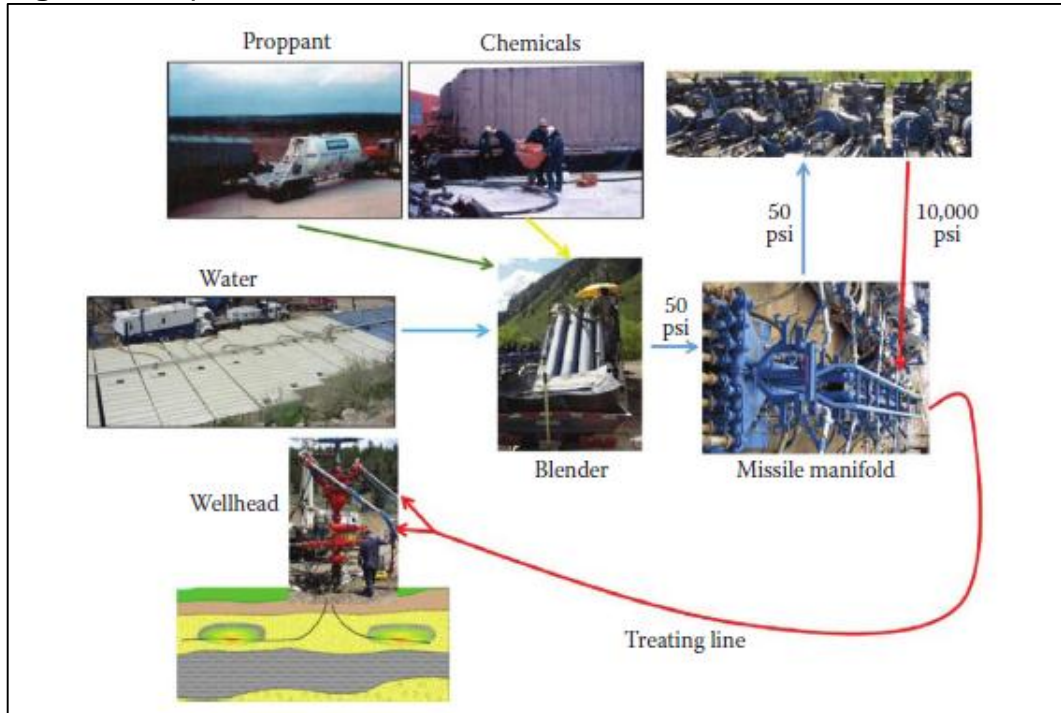


Fuente. Autores

3.7.2 Operación de fracturamiento. En el diagrama expuesto en la **Figura 27** se expone un esquema de trabajo en un fracturamiento hidráulico de manera

operacional y la **Figura 28** se exhibe un esquema de trabajo alterno teniendo en cuenta las líneas de baja y alta presión.

Figura 28. Operación de fracturamiento



Fuente: BERRY SMITH, Michael y MONTGOMERY, Carl T. Hydraulic Fracturing. Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering. Taylor & Francis Group, 2015. p. 75.

4. SELECCIÓN DEL FLUIDO CANDIDATO MEDIANTE LA REVISIÓN DE LITERATURA; PARA UNA APROXIMACIÓN AL ESTADO DEL ARTE

Esta sección tiene como objetivo identificar literatura para una aproximación de manera sencilla al estado del arte, lo cual, permite la selección del fluido empleado en el actual trabajo de grado. Son expuestos diferentes documentos en los cuales, se ha contribuido históricamente al desarrollo de la técnica con fracturamiento hidráulico, empleando como fluido base GLP. Se realiza con un compendio de casos, donde haya sido empleado este fluido, para luego ser consignado en una matriz de antecedentes, evidenciando en dicha literatura la existencia de casos prácticos o teóricos de este método de fracturamiento, que posteriormente permitan una lectura analítica, realizando una categorización que determinara el orden de importancia y relación de los casos enunciados en dicha literatura, frente al modelo teórico planteado en este documento.

Además, se especificaran las características de la materia prima empleada en este tipo de fracturamiento, sin dejar de un lado, sus diferencias con un fracturamiento realizado con un fluido convencional.

4.1 MATRIZ DE ANTECEDENTES

En esta sección se exponen los documentos más importantes en los cuales se realizó el análisis literario para la selección del posible fluido de fractura (ver ANEXO C).

4.2 GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP)

El GLP es fundamentalmente una combinación de moléculas de propano y butano, con trazas de otros compuestos. El GLP es incoloro e inodoro. Se le añade un agente fuertemente “odorizante” para detectar con facilidad cualquier fuga, por pequeña que sea. En condiciones normales de temperatura, el GLP es un gas. Cuando se somete a presiones moderadas o se enfría, se transforma en líquido. En estado líquido, se transporta y almacena con facilidad. Una vez enfriado o presurizado, el GLP suele almacenarse en contenedores de acero o aluminio. El GLP tiene dos orígenes: el 60% de la producción se obtiene durante la extracción de gas natural y petróleo del suelo. El 40% restante se produce durante el refinado de crudo de petróleo.⁷⁸(LPG EXCEPTIONAL ENERGY 2015)

⁷⁸ LPG EXCEPTIONAL ENERGY 2015 “¿Qué es GLP?: Composición del GLP” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/10/WLPGA-EE-PDF-ES.V1.pdf).

4.2.1 Propiedades del GLP. Para comprender el comportamiento del GLP, es de vital importancia conocer sus diversas propiedades fisicoquímicas, a continuación en la **Tabla 15** se mostraran las propiedades de sus dos principales componentes.

Tabla 15. Propiedades aproximadas del GLP

| | Propano Comercial | Butano Comercial |
|--|------------------------------|-----------------------------|
| Presión de vapor en kPa (presión absoluta) a: | | |
| 20°C | 1.000 | 220 |
| 40°C | 1.570 | 360 |
| 45°C | 1.760 | 385 |
| 55°C | 2.170 | 580 |
| Peso específico | 0,504 | 0,582 |
| Punto de ebullición inicial a 1,00 atm de presión, °C | - 42 | - 9 |
| Peso por metro cúbico de líquido a 15,56°C, kg | 504 | 582 |
| Calor específico del líquido, kilojoules por kilogramo, a 15,56°C | 1,464 | 1,276 |
| Metros cúbicos de vapor por litro de líquido a 15,56°C | 0,271 | 0,235 |
| Metros cúbicos de vapor por kilogramo de líquido a 15,56°C | 0,539 | 0,410 |
| Peso específico del vapor (aire = 1) a 15,56°C | 1,50 | 2,01 |
| Temperatura de ignición en aire, °C | 493-549 | 482-538 |
| Temperatura máxima de llama en aire, °C | 1.980 | 2.008 |
| Límites de inflamabilidad en aire, % de vapor en la mezcla aire-gas: | | |
| Inferior | 2,15 | 1,55 |
| Superior | 9,60 | 8,60 |
| Calor latente de vaporización en el punto de ebullición: | | |
| Kilojoules por kilogramo | 428 | 388 |
| Kilojoules por litro | 216 | 226 |
| Cantidad de calor total luego de la vaporización: | | |
| Kilojoules por metro cúbico | 92.430 | 121.280 |
| Kilojoules por kilogramo | 49.920 | 49.140 |
| Kilojoules por litro | 25.140 | 28.100 |

Fuente: NFPA 58 Código del gas licuado de petróleo - Edición 2004

4.2.2 Proceso de obtención del GLP. Como se había citado con anterioridad, el GLP o sus componentes (propano y butano), se pueden obtener de manera natural (extracción directa de hidrocarburos) y mediante el refinamiento del crudo (Destilación o fraccionamiento, y conversión). Una obtención distinta del GLP (como mezcla), es mediante un proceso básico de compresión de sus componentes (por medio de un compresor) o un proceso de enfriado (por medio de un intercambiador de calor), para posteriormente ser bombeados hacia un mezclador y así generar el GLP.

4.3 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO BASE GLP

Anteriormente (aproximadamente 50 años) el GLP se había utilizado como fluido de estimulación para reservorios convencionales, un ejemplo de esto, fue el uso para

estimular arenas apretadas, con el fin de mejorar su recuperación en reservorios que tuvieran altas presiones capilar, y así eliminar el entrapamiento de fases.

El GLP es adecuado como fluido base de fractura, al contar con una menor viscosidad en comparación al agua; además, al no contener agua, evita problemas de entrapamiento de dicha fase en formaciones hidrofílicas. Otras propiedades que favorecen el uso del fluido GLP como fluido de fractura son las siguientes: baja tensión superficial, baja densidad y solubilidad en hidrocarburos. Todas estas propiedades, son necesarias para crear mayores longitudes de fractura efectiva, y de esta manera, aumentar la producción del pozo; cabe recalcar, que cuenta con la capacidad de distribuir uniformemente el apuntalante a través de la fractura generada. El fluido GLP utilizado para el fracturamiento, por sus características, se puede recuperar casi en su totalidad (90-100%) en los siguientes días luego de emplearse en la estimulación del yacimiento.

4.3.1 Tipos de fluido base GLP y componentes. Existen varios tipos de fluidos GLP, los cuales son modificados según las características necesarias que se desean obtener para generar un óptimo desarrollo en la operación y diseño del fracturamiento, teniendo en cuenta la unidad geológica y sus propiedades. A continuación se expondrán algunos de los fluidos (y en algunos casos sus componentes) encontrados por medio de la presente aproximación al estado del arte.

4.3.1.1 Fluido GLP gelificado. Inicialmente la compañía GasFrac genero un fluido (alrededor del año 2007) basado en la mezcla de propano (en mayor porcentaje), butano, y otros componentes; dando lugar a un GLP gelificado; el cual mostro altos beneficios que en comparación al fracturamiento hidráulico con fluido base agua no suelen ser frecuentes (ver sección 4.6). A continuación en la Tabla 16, Tabla 17 y en el **ANEXO D** se muestran algunos componentes de este fluido como sus principales propiedades.

Tabla 16. Comparación de diferentes funciones entre agua y GLP

| Función | Agua | GLP |
|---|-------------|--------------|
| Viscosidad | 0.66 cps | 0.08 cps |
| Densidad relativa | 1.02 | 0.51 |
| Tensión superficial | 72 dynas/cm | 7.8 dynas/cm |
| Posibilidad de reacción en arcillas/arena | Si | No |

Fuente: JIN F, Z. Shunyuan, L. Bingshan, y C. Chen. Green Fracturing Technology of Shale Gas: LPG Waterless Fracturing Technology and its Feasibility in China. 2017. p. 4.

Tabla 17. Composición y especificaciones del GLP HD-5

| Componente | Especificación del GLP HD-5 | Composición del GLP HD-5 GLP |
|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Etano | | 1.4 % por volumen líquido |
| Propano | 90 % min. por volumen líquido | 96.1 % por volumen líquido |
| Propileno | 5 % max. por volumen líquido | 0.41 % por volumen líquido |
| Butano e hidrocarburos pesados. | 2.5 % max por volumen líquido | 1.8 % por volumen líquido |
| Sulfuro | 120ppm max por peso | 0 ppm max. por peso |

Fuente. TUDOR, Eric H, NEVISON Grant W y ALLEN, Sean. Case Study of a Novel Hydraulic Fracturing Method that Maximizes Effective Hydraulic Fracture Length. 2009. P. 3.

Tabla 18. Comparación entre el HPF, propano y n-butano.

| Nombre químico | Propano | 1,1,1,2,3,3,3 Heptafluoropropano | N- Butano |
|--|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| Formula | C ₃ H ₈ | C ₃ HF ₇ | C ₄ H ₁₀ |
| Peso molecular | 44.096 | 170.03 | 58.123 |
| Estado a 25 °C y 1 atm | Gaseoso | Gaseoso | Gaseoso |
| Flamabilidad | Inflamable | No inflamable | Inflamable |
| Temperatura de Ignición °F | 842 | N/A | 761 |
| Tensión superficial @ 70°F (dynas/cm) | 7.0 | 6.5 | 11.9 |
| Gravedad específica del líquido @ 60°F | 0.508 | 1.43 | 0.584 |
| Viscosidad del líquido, centipoise @ 100°F | 0.084 | 0.21 | 0.14 |
| Presión de vapor @ 70°F (psig) | 109.3 | 44.2 | 16.9 |
| Presión de vapor @ 100°F (psig) | 172 | 81.8 | 37.5 |
| Calor de Vaporización, BTU/lb @ BP | 183 | 57 | 165.8 |

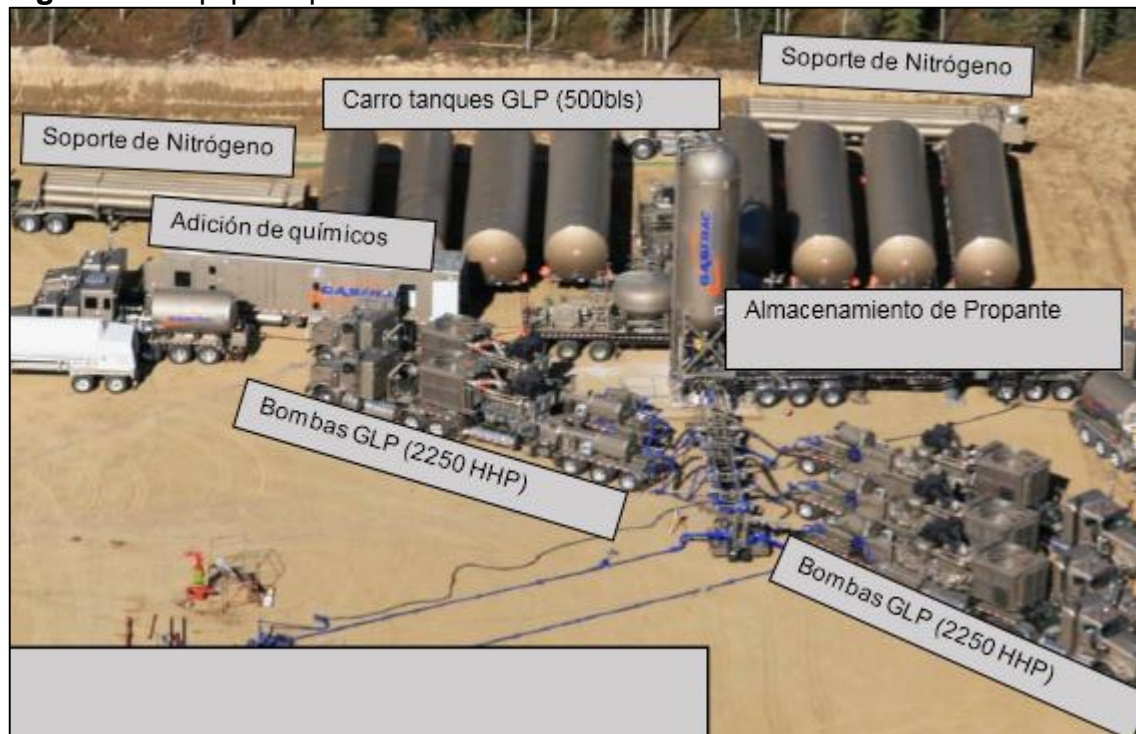
Fuente. ECORP STIMULATION TECHNOLOGIES “Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale” [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>.

4.3.1.2 Fluido Propano Puro (Heptafluoruro Propano). Posteriormente la compañía ecorpStim en el año 2012, realizó diversos estudios cuyo objetivo principal, era eliminar los productos químicos y reducir riesgos; así en el 2015, generó un fluido (heptafluoruro propano), donde las principales desventajas y riesgos del uso del GLP fueran mitigados (ver sección 4.6). A continuación en la **Tabla 18**, se expondrán las propiedades del heptafluoruro de propano comparadas con propano y n-butano.

4.4 EQUIPOS OPERACIONALES

Entre los equipos necesarios para llevar a cabo la técnica de fracturamiento hidráulico con GLP, en esencia son los mismos utilizados para el fracturamiento con fluido base agua ya explicados con anterioridad (**ver sección de ASPECTOS OPERATIVOS capítulo 3**), la principal diferencia radica en el uso de las unidades de almacenamiento de GLP, las cuales son distintas a las unidades encargadas de almacenar agua, ya que dichas unidades tienen que estar a unas condiciones específicas para mantener el gas en estado líquido. En la **Figura 29**, se puede identificar algunos de estos equipos.

Figura 29. Equipos operativos fracturamiento con GLP.



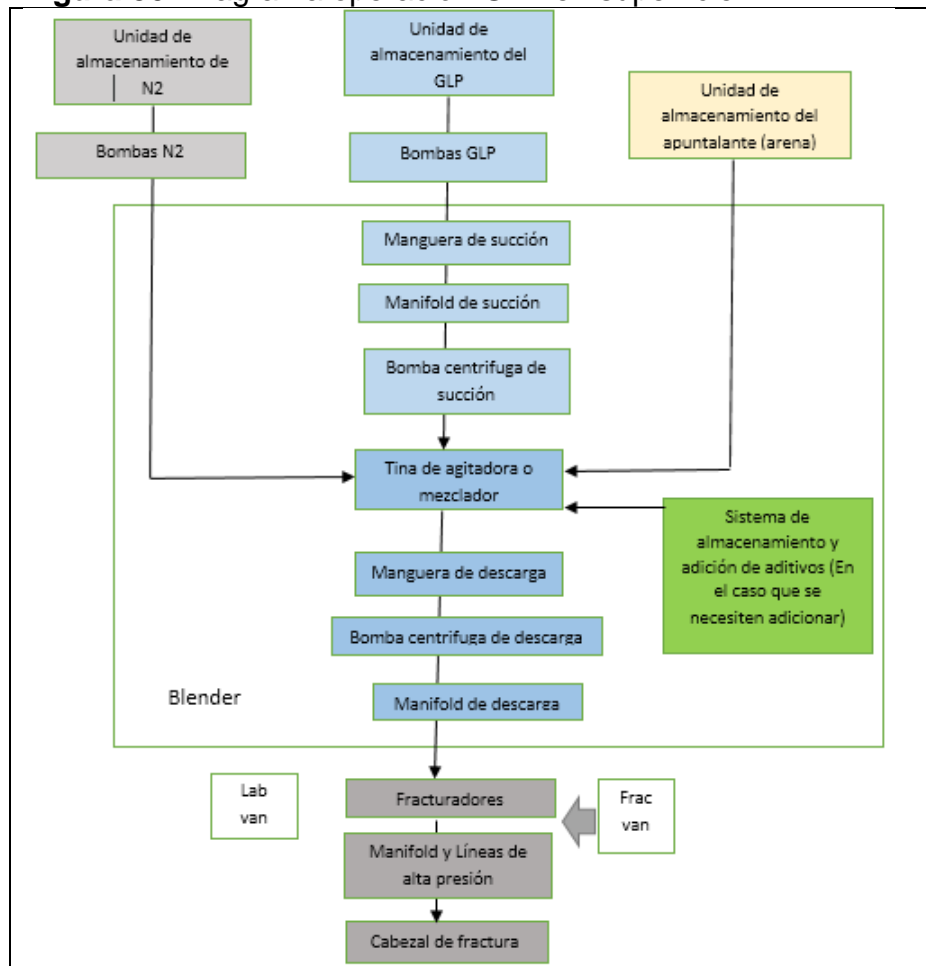
Fuente. GASFRAC Energy Services Inc. "WaterLess Fracturing Technology - Making the Most of Your Reservoir" [en línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>.

4.4.1 Unidades de almacenamiento de GLP. Las unidades de almacenamiento son las encargadas de almacenar el GLP. Se tiene en cuenta que los tanques deben tener las condiciones óptimas para evitar fugas del gas y así evitar problemas ambientales, pérdidas económicas, riesgos ambientales y principalmente riesgos operacionales.

4.5 OPERACIÓN

La operación del fracturamiento hidráulico cuenta con un procedimiento similar para cualquier tipo de fluido sea base GLP, agua, u otro fluido base; las diferencias principalmente radican en: la adición de diferentes componentes al fluido, la rata de bombeo, la presión a la que se inyecta y diferentes aspectos en la operación. En la **Figura 30**, se puede apreciar el diagrama de operación con GLP.

Figura 30. Diagrama operación GLP en superficie.



Fuente. Autores

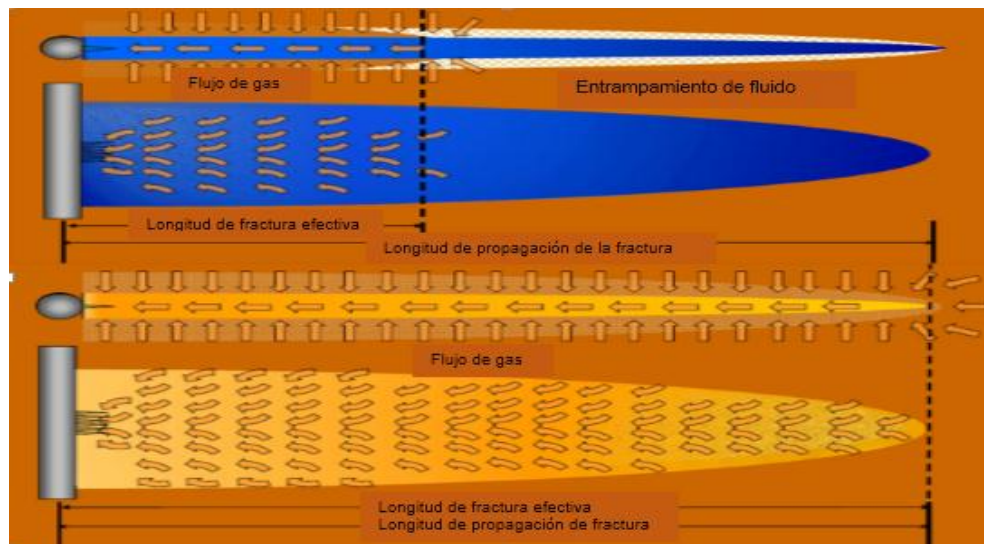
4.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE GLP

Generalmente el fluido de fractura a utilizar debe poseer ciertas características y propiedades para optimizar la operación de fracturamiento, para esto, el fluido debe ser compatibles con el fluido de formación y la roca, de esta manera no generar emulsiones con fluidos presentes en la formación (Petróleo, Agua o Gas), además, no debe ocasionar una reacción química con las rocas, ya que puede desestabilizarlas y generar un algún tipo de daño en la formación. A continuación se mostrarán las principales ventajas y desventajas, del uso de fluido base GLP respecto al fluido base agua.

Ventajas:

1. El consumo de agua se ve muy reducido o es eliminado completamente.
2. Se requieren menos o ningún aditivo químico.
3. Reducción del tráfico de camiones (ya que con menor cantidad de fluido se genera un número mayor y longitud de fracturas).
4. Existe un abundante subproducto de la industria del gas.
5. Aumenta la productividad del pozo.
6. Al tener una menor viscosidad, densidad y tensión superficial del fluido, genera un menor consumo de energía durante la fractura.

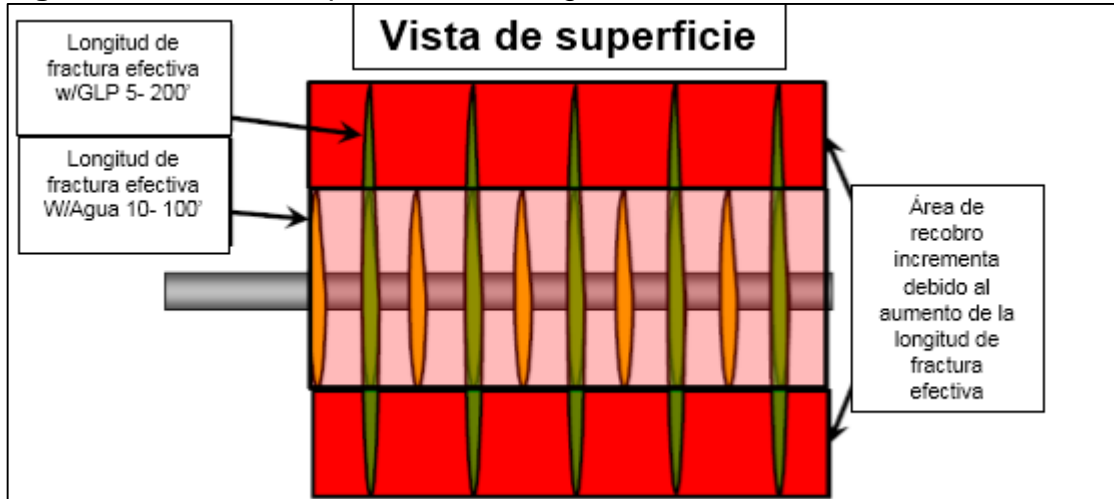
Figura 31. Comparación longitud de fractura con agua y con GLP



Fuente: GASFRAC Energy Services Inc “WaterLess Fracturing Technology - Making the Most of Your Reservoir” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (<http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>). Editado por autores.

7. Existe una compatibilidad total del fluido con los reservorios de shale (eliminando el entrapamiento de fase y así generar una longitud de fractura efectiva mayor Figura 31 y Figura 32, de esta manera aumentar las tasas de producción **Figura 33**).
8. No hay pérdida de fluidos. Se pueden obtener tasas de recuperación hasta del 100%.
9. Limpieza muy rápida (normalmente dentro de las 24 horas)

Figura 32. Vista en Superficie de la longitud de fracturas.

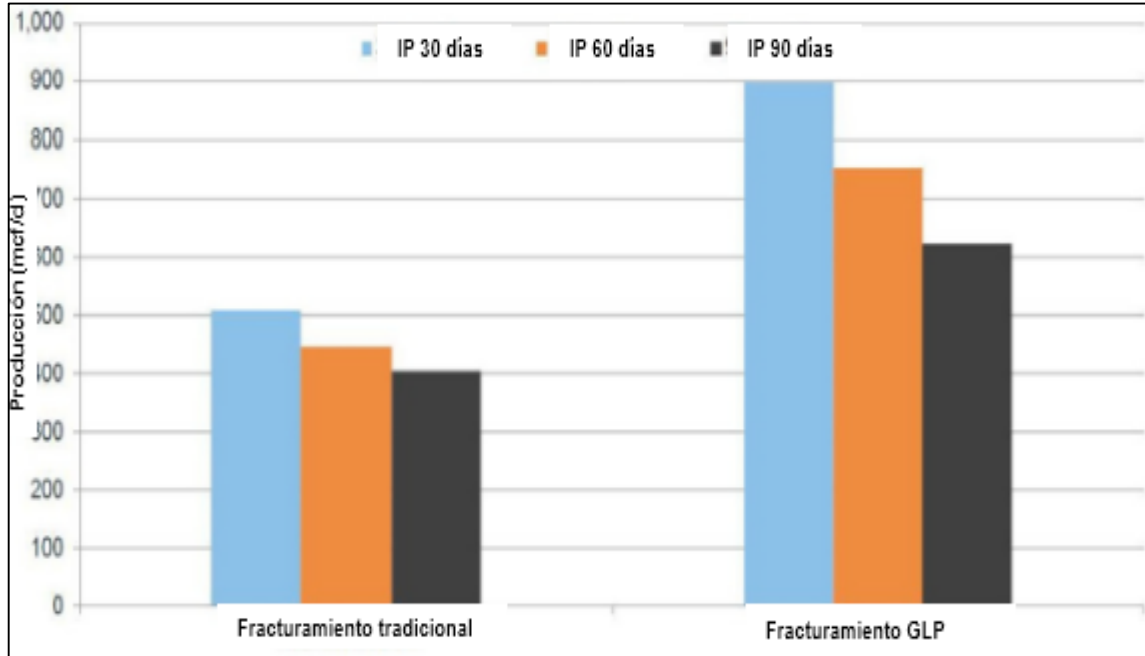


Fuente: GASFRAC Energy Services Inc "WaterLess Fracturing Technology - Making the Most of Your Reservoir" " {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (<http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>). Editado por autores.

Desventajas:

1. Implica la manipulación de grandes cantidades de propano inflamable, por lo tanto, es potencialmente más riesgoso que otros fluidos. Esta desventaja desaparece completamente si se usa heptafluoropropano (ecorpStim)
2. Mayores costos de inversión (puede llegar a ser tres veces más costoso).
3. El éxito del uso de este tipo de fluido se encuentra basado en la capacidad de la formación en devolver la mayor parte del propano hacia la superficie y así reducir el costo general.
4. El heptafluoropropano es un hidrocarburo muy estable y, como tal, presenta un potencial de calentamiento global.

Figura 33. Comparación tasas de producción



Fuente: GASFRAC Energy Services Inc “WaterLess Fracturing Technology - Making the Most of Your Reservoir” ” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (<http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>). Editado por autores.

4.7 FRACTURAMIENTO DE GLP EN EL MUNDO

La implementación del GLP como fluido de fracturamiento es relativamente “nueva” si se compara con el fluido de fractura base agua. Inicialmente empieza en el año 2007, donde una compañía canadiense (GasFrac) ubicada en Calgary (Alberta), empezó a utilizar gel de Gas Licuado de petróleo (GLP) para estimular rocas Shale. Del 2007 al 2013, se realizaron más de 2400 operaciones de estimulación utilizando esta técnica de propano gelificado tanto en Canadá como en los Estados Unidos (700 locaciones).⁷⁹

La tecnología también se desarrolló posteriormente por ecorpStim (Houston, Texas) como se había citado con anterioridad. En el año 2012, ecorpStim origino varios desarrollos tecnológicos, tales como: La eliminación de productos químicos, mediante el desarrollo de una nueva fórmula para el fluido de estimulación y volúmenes reducidos de propano para cumplir con los requisitos de seguridad más estrictos. En el año 2015, ecorpStim anunció un fluido de estimulación para rocas shale mediante un fluido no inflamable ni tóxico el cual está basado en alcanos

⁷⁹ Ecorp STIMULATION TECHNOLOGIES “Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (<http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>)

ligeros. Esta tecnología hace uso de componentes naturales en la producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales y no convencionales, es decir, una selección de alcanos de bajo peso molecular. Estos alcanos no inflamables, fueron aprobados por la Administración de Drogas y Alimentos de los EE. UU. Estos tienen impactos poco adversos en el medio ambiente: no agotan la capa de ozono y tienen muy poco potencial en el calentamiento global.⁸⁰

En el sistema GasFrac, el GLP se gelifica antes de la fractura para permitir un mejor transporte del apuntalante en la fractura. En el sistema ecorpStim, el GLP no se encuentra gelificado. Se utilizan apuntalantes flotantes (debido a la poca capacidad de suspensión del fluido), como la arena fina, pero aún debe demostrarse que son lo suficientemente resistentes para una aplicación generalizada.

Esta tecnología se ha aplicado en: Alberta (Canadá)⁸¹, Oeste de Canadá, Texas (Estados Unidos), Ohio (Estados Unidos), Pennsylvania (Estados Unidos), India y China. A continuación se nombrarán los principales documentos originados de diferentes estudios, que ayudaron a la selección del fluido a utilizar.

4.7.1 SPE 144093-Canadá. En este documento en esencia es explicado el uso del fracturamiento hidráulico con GLP, sus beneficios respecto al agua y el caso específico del campo McCully, realizando un análisis de diferentes pozos y la caracterización de ciertas formaciones.

La implementación del fluido de fractura base GLP, se da en el año 2009 con la intención de generar fracturas efectivas de mayor tamaño de reducir la cantidad de agua en las instalaciones (ya que no contaba con la capacidad suficiente de almacenamiento). Específicamente en este documento se hablarán de 4 pozos que fueron estimulados con GLP, los cuales producen de dos formaciones Hiram Brook (arenas apretadas) y Frederick Brook (shale), donde se realizó un estudio cuantitativo de los beneficios obtenidos de este tipo de fracturamiento.

4.7.1.1 Geología del Campo McCully. Es importante analizar la geología del reservorio, ya que por medio de esta se analizara que tan recomendable es aplicar la técnica de fracturamiento con GLP. En el documento⁸² se exponen algunas de sus características, tanto ambientes de depositación y otros parámetros del reservorio (ver **Tabla 19**).

⁸⁰ GASFRAC Energy Services Inc "WaterLess Fracturing Technology - Making the Most of Your Reservoir" " {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (<http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>)

⁸¹ LEBLANC, D. P., MARTEL, T., GRAVES, D. G., TUDOR, E., & LESTZ, R. APPLICATION OF PROPANE (LPG) BASED HYDRAULIC FRACTURING IN THE MCCULLY GAS FIELD, NEW BRUNSWICK, CANADA. 2011. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/144093-MS

⁸² Ibid., p. 2.

Tabla 19.Parámetros de Yacimiento del Campo McCully

| | |
|--------------------|----------------|
| Profundidad | 5905.512 ft |
| Espesor neto | 311 ft |
| Temperatura | 104 – 140 °F |
| Porosidad | 0.04-0.08 |
| Saturación gas | 0.7-0.9 |
| Saturación de Agua | <0.1 – 0.3 |
| Permeabilidad | 0.01mD-1.8mD |
| Presión | 2900-5076 psia |

Fuente. DON LEBLANC, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, Dave Graves, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. 2011. P. 5

4.7.1.2. Operación de fractura campo McCully. Después de llevar a cabo el completamiento (para mayor información revisar el documento SPE 144093), se realizó la operación de fractura la cual consistió en⁸³:

1. Realizar una inyección para generar una mini-fractura, posteriormente controlar la disminución de la presión durante aproximadamente 1 hora o hasta que se observe el cierre de esta.
2. Llevar a cabo la operación de fracturamiento; se utilizan 45-60 toneladas de apuntalante, 300-400 m³ de fluido de fractura, se bombea a una tasa promedio de 4-7 m³ / min, y la presión ejercida desde superficie es de 55-90 MPag.
3. Las fracturas son forzadas a cerrarse (hasta donde el apuntalante lo permita) con un inmediato retorno de fluido a tasas bajas. Después de un período de 1 hora (para que el gel pueda romperse), el caudal se incrementa, y se deben monitorear los cortes de arena del flujo de retorno.
4. Se debe generar una limpieza durante aproximadamente 18 a 24 horas, para recuperar parte del líquido de la fractura (las tasas de recuperación de los fluidos fueron aproximadamente de 6 m³ / h) y posteriormente iniciar el flujo de gas del yacimiento (gas producido).
5. Un composite bridge plug o un flo-thru bridge plug es colocado encima de la zona con wireline eléctrico.
6. Posteriormente se realiza el mismo proceso en la siguiente zona cañoneada. Así se repite el proceso en los demás cañoneados.

⁸³ Ibid., p. 5.

7. Después de estimular todas las zonas planificadas, se utiliza un coiled tubing para perforar los tapones del puente.
8. El pozo se limpia con todas las zonas unidas
9. Finalmente, al terminar la limpieza del pozo, este se conecta con la zona de producción.

4.7.1.3 Equipos utilizados en el Campo McCully. Algunos equipos utilizados para la operación de fracturamiento en el campo McCully fueron los siguientes; tanques de almacenamiento de GLP, remolques de granel, unidades de adición de arena, diez camiones de bomba de GLP, camiones de bomba de nitrógeno sin llama, camiones de hierro, camiones de tubería para el nitrógeno, remolques de aditivos químicos y un comando de trabajo.

4.7.1.4 Rendimiento de la tasa de retorno en el Campo McCully. Como se había explicado anteriormente, se realizaron 4 pozos en el campo McCully, en esta caso se hará una comparación de los pozos G-41 (shale Frederick Brook), 1-47Hz y L-38 (Hiram Brook) (ver **Tabla 20**). Teniendo en cuenta el fracturamiento (base agua) utilizado para estimular otros pozos ubicados en el mismo campo, los parámetros de trabajo de GLP se diseñaron para generar longitudes de fractura de media mayor a 100 m. La cantidad de apuntalante fue de 40-60 toneladas, ya que serían equivalentes a la cantidad que se utilizó para realizar fracturas con fluido base agua. Se usaron técnicas de análisis similares que se usaron para las fracturas basadas en agua para evaluar el rendimiento de la fractura basada en propano.

Tabla 20. Pozos del campo McCully con una fractura realizada con GLP

| Pozo (GLP frac) | Perm md | IP @ 4 días mscf/d | #fracs | Frac size (tonnes) | Xf (m) | FCD |
|-----------------|---------|--------------------|--------|--------------------|--------|-----|
| G-41 | 0.029 | 428 | 1 | 46 | 26 | 270 |
| I-47 | 0.012 | 500 | 1 | 32 | 15 | 0.5 |
| L-38 | 0.56 | 10100 | 1 | 56 | 79 | 65 |
| Prom | 0.2 | 3676 | 1 | 45 | 40 | 119 |

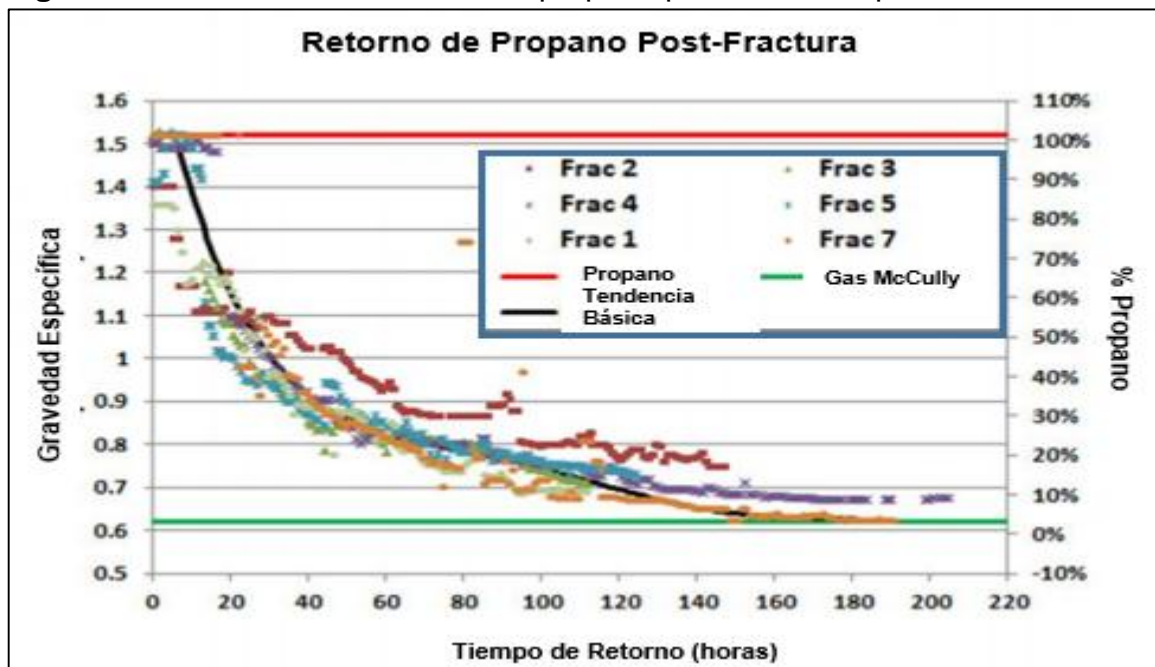
Fuente: DON LEBLANC, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, Dave Graves, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. 2011. P. 5.

En la mayoría de los casos, la limpieza se realizó durante las 24 horas posteriores al inicio del flujo de retorno. Hubo un caso en el cual la limpieza no se dio durante este lapso de tiempo (Pozo I-47) debido a que es un pozo horizontal, mientras que los demás pozos analizados fueron verticales.

La descripción de la figura incluye el porcentaje de propano recuperado durante el período de retorno inicial. Los pozos L-38 y P-47 continuaron siendo monitoreados durante la producción y se obtuvo el 100% del volumen de propano utilizado para la fractura. En estos pozos el tiempo total requerido para recuperar el 100% del propano fue de 12 a 15 días.

El flujo de retorno de la fractura en la sección de shale (pozo G-41), recuperó todo el propano utilizado en la operación en 7 días. La **Figura 34** presenta todos los rendimientos de retorno de propano en una imagen

Figura 34. Tendencias de retorno de propano para todos los pozos



Fuente. DON LEBLANC, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, Dave Graves, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. 2011. P. 19.

Posteriormente se realizaron 3 (Figura 35, Figura 36 y Figura 37) donde se representan la media de las longitudes de fractura, donde se comparan los pozos verticales. Las medias obtenidas se determinaron a partir de los análisis transitorios de presión, velocidad tiempo y el modelo analítico.

Figura 35. Longitudes de fractura para pozos con una fractura. GLP vs Agua



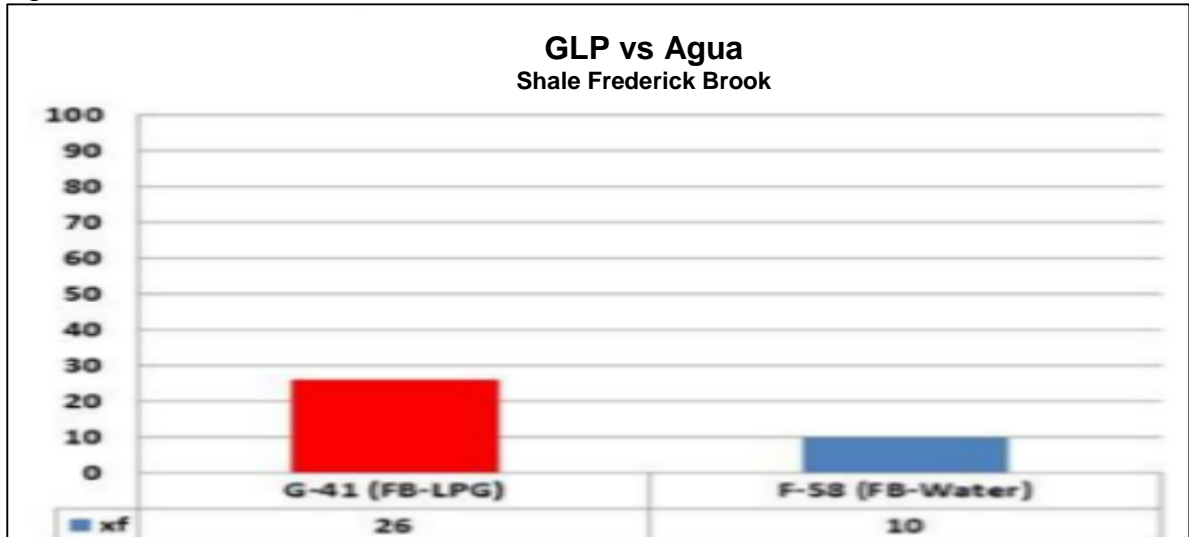
Fuente. DON LEBLANC, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, Dave Graves, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. 2011. P. 19.

Figura 36. Longitudes de fractura para pozos con 4 fracturas. GLP vs Agua



Fuente. DON LEBLANC, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, Dave Graves, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. 2011. P. 19.

Figura 37. Longitudes de fractura en pozos ubicados en Frederick Brook. GLP vs Agua



Fuente. DON LEBLANC, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, Dave Graves, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. 2011. P. 19.

La **Figura 35** compara x_f para todos los pozos con una sola fractura, la **Figura 36** compara los pozos con cuatro fracturas y la **Figura 37** representa la comparación de fracturas realizadas en rocas shale donde se contrastan los pozos F-58 y G-41. En todos los casos, es evidente que las fracturas basadas en propano produjeron parámetros de fractura significativamente mejorados. Comparando los resultados para todas las gráficas de fractura única presentados en la Figura 35, el tamaño promedio de los trabajos fue equivalente, pero el promedio de x_f para el fracturamiento con propano fue el doble del promedio de x_f para el fracturamiento con agua. El IP promedio resultante para los pozos con fracturamiento con propano es aproximadamente tres veces mayor que el IP promedio de los pozos con fracciones de agua.

Dado los resultados se determinó que la aplicabilidad del fracturamiento con GLP fue bastante benéfica para la productividad del campo, dado las tasas de recuperación que hubo en comparación de las tasas de recuperación generadas por las fracturas obtenidas por el fluido base agua fresca.

4.7.2 PAPERS SPE-185441-MS Y SPE-185500-MS. En esencia estos documentos explican por qué y cómo el fluido de fracturamiento GLP, es apropiado para yacimientos con ciertas características. A continuación se desglosaran los parámetros aconsejados por dicha literatura, empleados en el análisis teórico en India y China, respectivamente.

4.7.2.1 Propiedades que afectan al fluido base GLP. Como se había expuesto en la sección 4.3, las principales características que optimizan la operación del fracturamiento con GLP son las siguientes:

Tabla 21. Propiedades de los fluidos esenciales para optimizar la implementación del fracturamiento.

| | |
|-----------------------------------|--|
| Temperaturas y Presiones críticas | La temperatura crítica (T_c) es el valor máximo de temperatura a la que un gas puede convertirse en estado líquido y la presión crítica (P_c) es el valor mínimo de presión a la que un gas puede convertirse en estado líquido. En este caso, a medida que aumenta la composición del propano en la mezcla de propano y butano, el valor de la temperatura crítica disminuye porque el aumento en la composición del propano aumentará la tendencia de la mezcla a pasar a la fase gaseosa. |
| Viscosidad | La viscosidad del fluido base es esencial, ya que una vez actúen los rompedores de geles, esta será la mínima viscosidad que puede actuar. |
| Tensión Superficial | La tensión superficial exhibida por el fluido de fracturamiento afecta en gran medida los efectos de la presión capilar en el yacimiento. La selección de un fluido con una tensión superficial baja reducirá la presión necesaria para retornar el fluido de fracturamiento a superficie luego de la ejecución del programa. |
| Presión Capilar. | Los poros y las fracturas se bloquean generalmente debido a la alta presión capilar de la roca en el yacimiento, que obstruye el flujo de hidrocarburos hacia las fracturas creadas, reduciendo significativamente la productividad. Desafortunadamente, una vez en la zona afectada, estos fluidos atrapados son muy difíciles de eliminar. Cada yacimiento tiene su propia presión capilar, de acuerdo a la formación y el fluido. La máxima presión capilar, debe superarse antes de que se produzca el flujo; esto define la presión diferencial necesaria para movilizar el fluido de fracturamiento. |

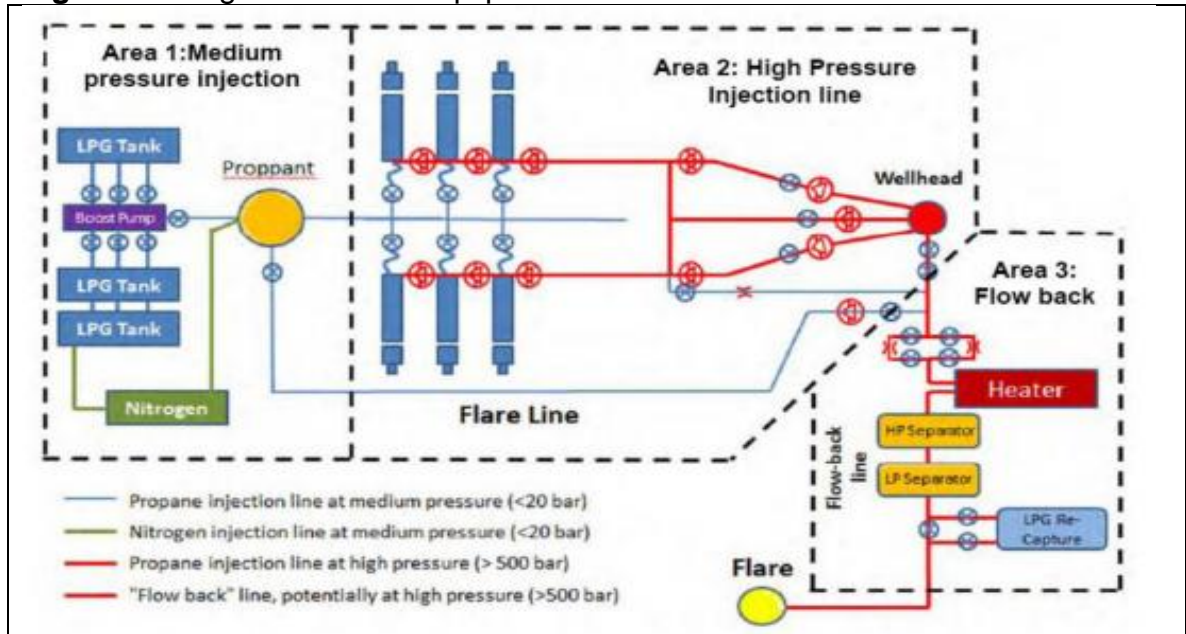
Fuente. NITESH Kumar, Saunil Rajput, and K. G. Gautham. Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India. 2017. P. 4.

4.7.2.2. Beneficios operativos del fracturamiento con GLP. Como se ha explicado anteriormente existen diversos beneficios al utilizar GLP como fluido base para fracturar, a continuación se nombrarán los de mayor relevancia:

1. Mayor longitud de fractura efectiva
2. Mayor eficiencia al limpiar
3. Mejor asentamiento de apuntalante
4. Mayor tasa de retorno

4.7.2.3 Equipos operacionales. En la **Figura 38** se muestran los equipos necesarios para la operación de fracturamiento con GLP, dividiéndola en sus tres principales áreas.

Figura 38. Organización de equipos utilizados en el fracturamiento con GLP



Fuente: NITESH Kumar, Saunil Rajput, and K. G. Gautham. Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India. 2017

4.7.2.4 Riesgos operacionales. Como se había explicado con anterioridad en el capítulo, existen diferentes tipos de riesgos, en esta sección se expondrán los principales riesgos operacionales (más específicamente) en el fracturamiento con GLP (ver **Tabla 22**), además de sus más eficientes prevenciones (ver **ANEXO E**)

Tabla 22. Principales riesgos operacionales

| | |
|----------------------------|--|
| Fugas en camiones cisterna | El GLP puede filtrarse como un gas o un líquido. Si el líquido gotea, se evaporará rápidamente y formará una nube de gas relativamente grande que caerá al suelo, ya que es más pesada que el aire. Los vapores de GLP pueden correr largas distancias a lo largo del suelo y pueden acumularse en desagües o sótanos. Cuando el gas se encuentra con una fuente de ignición, puede quemarse o explotar. El GLP puede causar quemaduras por frío en la piel y puede actuar como asfixiante en altas concentraciones. El fuego de chorro (encendido inmediato), el incendio de la nube de vapor (incendio), el fuego de la piscina (encendido retardado), la explosión de la nube de vapor (encendido retardado-explusión), la nube tóxica (no encendido), la dispersión segura son el resultado de los casos de fugas. de fugas de materiales peligrosos |
|----------------------------|--|

Tabla 22. (Continuación)

| | |
|--|--|
| Fugas en las líneas de presión media (área 1) | Las fugas de las líneas de presión media ocurren en la descarga de los tanques o en las líneas de flujo. Cada válvula de salida de los tanques contribuye a la presión en las líneas de flujo. Reducir el caudal disminuye la presión y puede evitar las fugas |
| Fugas en las líneas de alta presión (área 2) | Las líneas de alta presión son las líneas de flujo desde la descarga de la bomba hasta la cabeza del pozo. Las presiones en estas líneas son superiores a 500 bar. Cualquier fuga en las líneas puede causar graves daños. La proyección horizontal de los residuos será más que una fuga en las líneas de presión media una vez que se produzca el encendido. |
| Fuga en las líneas de retorno de flujo (área 3). | Esta fuga puede ocurrir durante la operación de retorno de propano del pozo. Se pueden esperar dos consecuencias: el posible estallido del pozo bajo la presión del flujo de retorno y la formación de una nube explosiva de gas. |

Fuente. NITESH Kumar, Saunil Rajput, and K. G. Gautham. Chen. Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India. 2017. P. 13

4.7.2.5 Prospectividad en India. India es un país importador y dependiente del petróleo, el cual posee 635 millones de toneladas métricas (MMT) de reservas probadas de petróleo (2P), 54 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural y 96 trillones de pies cúbicos de gas de esquisto estimados. Según los estudios realizados, se estima que para el año 2040 la dependencia de India hacia los hidrocarburos aumentara a un 90 por ciento, por ende el crecimiento de la demanda de hidrocarburos será la más alta del mundo⁸⁴.

Debido a los posibles sucesos, es de vital importancia empezar a implementar la técnica de fracturamiento hidráulico (preferiblemente de fluido base espuma o GLP, ya que, la cantidad de agua per cápita en India es bastante reducida), y de esta manera poder explotar los yacimientos.

4.7.2.6 Prospectividad en China. Se realizó un análisis de la caracterización de diferentes yacimientos en Estados Unidos, se encontró que las características del reservorio de lutitas Barnett (Estados Unidos) y los reservorios de lutitas del Grupo Jiulongdong en Longmaxi, en la Cuenca de Sichuan son similares, como se puede

⁸⁴ NITESH Kumar, Saunil Rajput, and K. G. Gautham. Chen. Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India. 2017. P. 15

ver en la **Tabla 23**. El shale del grupo Longmaxi tiene un mayor contenido de cuarzo y fragilidad, lo que es beneficioso para el fracturamiento hidráulico.

Tabla 23. Comparación de propiedades de shale entre las formaciones Barnett y Longmaxi, Jukonlong

| target | Barnett | Longmaxi | Jiulongdong |
|---------------------------|----------------------|-----------------------|---|
| Vitriniterefectance / (%) | 2.2 | / | 1.8 ~2.76 |
| totalorganicmatter (%) | >3 | / | 0.85~3.5 |
| silicium (%) | 55 | 41 | 66 (contains feldspar) |
| clay minerals (%) | <40 | 19.1 | 17~32 |
| porosity (%) | 4.5 | 4.8 | 2 |
| penetration rate | 2.5×10^{-4} | 1.96×10^{-3} | $2.25 \times 10^{-13} \sim 1.48 \times 10^{-7}$ |

Fuente: JIN. F, Z. Shunyuan, L. Bingshan, y C. Chen. Green Fracturing Technology of Shale Gas: LPG Waterless Fracturing Technology and its Feasibility in China. 2017. p. 4.

China es un país con una gran población y un bajo recurso hídrico per cápita, por lo que es probable que la tecnología de fracturamiento con GLP como fluido base se convierta en una forma con mayor eficiencia para producir shale gas. A diferencia de EE. UU., el desarrollo de shale gas en China todavía se enfrenta a diferentes impactos y limitaciones geográficas y ambientales. Por lo tanto, China debe encontrar una manera diferente de fracturamiento aplicando una nueva tecnología. La aplicación exitosa de la tecnología de fracturamiento de GLP en otros países es importante para China, ya que el shale gas está siendo ampliamente explotado en la provincia de Sichuan, que se encuentra en la fuente del río Yangtze. En la cuenca Ordos, las fuentes de agua limitadas hacen que sea muy costoso preparar fluidos de fracturamiento convencionales. El fluido de fracturamiento base agua es más barato que el fluido de fracturamiento de GLP, mientras que el tratamiento del agua tiene un mayor costo. En general, la tecnología de fracturamiento de GLP se recomendará en China, que sufre graves riesgos ambientales y escasez de agua.

4.7.3 Caso Merrimelia-62. En el documento se realizara un análisis respecto al fracturamiento hidráulico con GLP en la cuenca Cooper en Australia en donde se expondrán las características y propiedades del yacimiento. Inicialmente se selecciona un fluido base para el fracturamiento, para luego realizar el modelo de la fractura. Posteriormente se realiza una comparación de diferentes fluidos analizando sus beneficios por medio de un análisis de productividad por medio de una simulación.

4.7.3.1 Cuenca Cooper. En esta cuenca se han implementado fracturamientos hidráulicos desde 1968, y a partir del 2013 se ha inyectado fluido de fracturamiento en 700 pozos (más de 1500 etapas)⁸⁵. Específicamente se eligió como objeto de

⁸⁵ PARLIAMENT OF WESTERN AUSTRALIA. "Parliamentary inquiry into the implications for Western Australia of hydraulic fracturing for unconventional gas " [en línea], 25 de julio de 2018. Disponible en internet:

estudio al pozo Merrimelia-62 ubicado en la cuenca Cooper, en la que su zona de interés es la formación Toolachee (más del 30% de las operaciones de fracturamiento en la cuenca Cooper se han realizado a esta formación). Para seleccionar el fluido de fractura es necesario conocer las propiedades del reservorio en donde se piensa aplicar la técnica, las cuales se encuentran en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Propiedades del reservorio del pozo Merrimelia-62

| Propiedades | Merrimelia-62 |
|--------------------|---------------|
| Profundidad | 7325ft |
| Espesor neto | 77ft |
| Temperatura | >150°F |
| Porosidad | 0.1-0.13 |
| Saturación gas | 0.5 |
| Saturación de Agua | 0.5 |
| Permeabilidad | 0.01 mD |
| Presión | 1845 psi |

Fuente. FEI. Y, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai. Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia. 2016. P. 420.

4.7.3.2 Fluido de fractura bombeado. Para la selección del fluido bombeado se compararon los parámetros (del yacimiento) del pozo Merrimelia-62 con las del campo McCully (Canada) (Ver Tabla 25). Debido a las similitudes que se presentaron, se decidió tomar un fluido de fracturamiento que tuviera propiedades similares (viscosidad de 300 cp a una tasa de corte de 100 s⁻¹) y que su rango de temperatura alcanzara los 150°F.

Tabla 25. Comparación parámetros campo McCully y Merrimelia- 62

| | McCully | Merrimelia-62 |
|--------------------|---------------|---------------|
| Profundidad | 5905.512 ft | 7325ft |
| Espesor neto | 311 ft | 77ft |
| Temperatura | 104 – 140 °F | >150°F |
| Porosidad | 0.04-0.08 | 0.1-0.13 |
| Saturación gas | 0.7-0.9 | 0.5 |
| Saturación de Agua | <0.1 – 0.3 | 0.5 |
| Permeabilidad | 0.01mD-1.8mD | 0.01 mD |
| Presión | 2900-5076 psi | 1845 psi |

Fuente: Elaboración Propia

[http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commit.nsf/\(Evidence+Lookup+by+Com+ID\)/C1EBD390179721E548257C4000105852/\\$file/ev.fra.131004.sub.110.conservation+council+of+western+australia.pdf](http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commit.nsf/(Evidence+Lookup+by+Com+ID)/C1EBD390179721E548257C4000105852/$file/ev.fra.131004.sub.110.conservation+council+of+western+australia.pdf)

El fluido en este caso a utilizar en las dos primeras etapas (pad y slurry) es el fluido HyborH_40 que cuenta con propiedades similares al fluido GLP utilizado en el campo McCully, posteriormente en la etapa 3 (flush) se le adiciona un gel lineal. En la Tabla 26 se puede identificar el respectivo tratamiento del fluido a bombear.

Tabla 26. Programa de tratamiento bombeado campo Merrimelia-62

| Stage | 1 | 2 | 3 |
|---------------------------------------|-----------|-----------------|------------|
| Description | Pad | Slurry | Flush |
| Fluid type | HyborH_40 | HyborH_40 | Linear gel |
| Clean volume (gallons) | 13,064 | 11,637 | 3,542 |
| Breaker type | – | Vicon | Vicon |
| Start BH proppant concentration (ppg) | 0 | 0.5–12 | – |
| Proppant type | None | CarboProp 20/40 | – |
| BH total rate (bpm) | 26.7 | 26.7 | 26.7 |
| N ₂ foam quality (%) | 50 | 50 | 50 |

Fuente: FEI. Y, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai. Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia. 2016. P. 420.

Finalmente se hace una comparación entre los tres fluidos base (GLP, espuma y agua fresca), en donde se tiene en cuenta diferentes casos, un caso base y otras tres sensibilidades donde se tiene en consideración la “cárcel de permeabilidad”⁸⁶ para cada fluido.

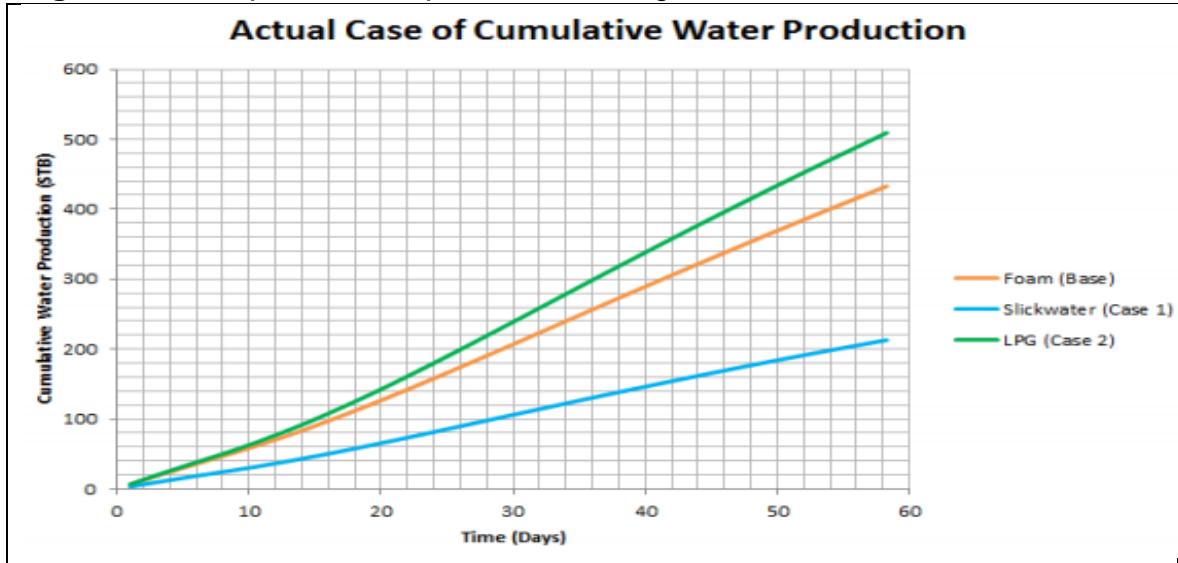
4.7.3.3 Resultados obtenidos. Luego de modelar la fractura, en donde se pudo determinar dimensiones de la fractura, conductividad de la fractura, presión de fractura y demás, se procede a modelar la producción (teniendo en cuenta los datos mencionados anteriormente) en un software especializado.

Los resultados señalan que las tasas de producción de agua en los casos del fluido base espuma de N₂ y fluido GLP, son aproximadamente dos a tres veces más altas que el fluido base agua fresca (ver Figura 39); este resultado señala que existe un

⁸⁶ “...es cuando Las permeabilidades relativas tanto al agua como al gas pueden ser tan bajas que ninguna de las fases tiene una permeabilidad relativa significativa en algún rango de saturaciones (Shanley et al (2004))”

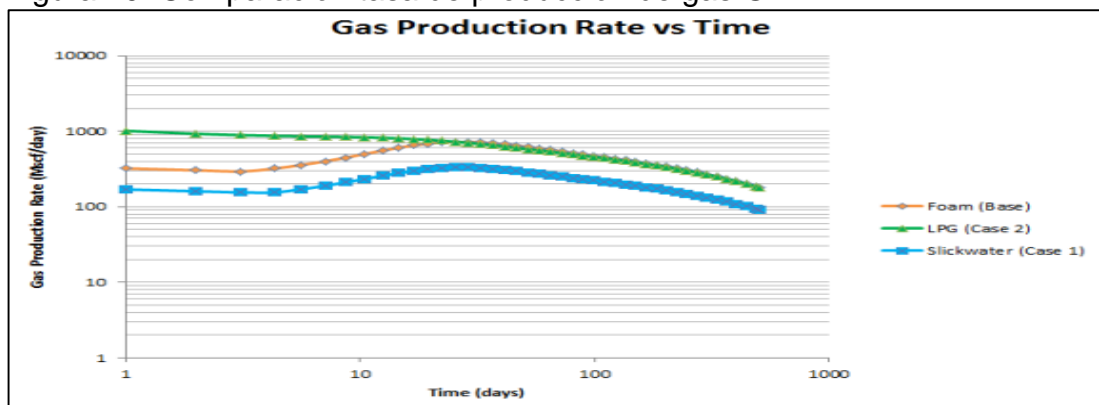
entrapamiento de fase, debido al agua. También los resultados exponen la conductividad promedio tanto de la fractura generada por el fluido base agua fresca (2,007 md-ft), como la del fluido base GLP (2,598 md-ft).

Figura 39. Comparación de producción de agua



Fuente: FEI. Y, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai. Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia. 2016. P. 420.

Figura 40. Comparación tasa de producción de gas GLP



Fuente: FEI. Y, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai. Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia. 2016. P. 420.

Además, los resultados del estudio (simulación de producción), arrojaron datos de producción de gas (ver Figura 40), en donde la tasa de producción de gas con GLP alcanza la producción máxima de gas al día siguiente de generar la fractura, mientras que los otros dos fluidos (base espuma y agua fresca) necesitan más de 45 días para alcanzar su producción máxima.

Finalmente, se concluyó que al realizar una comparación entre el modelo con GLP y el modelo de agua fresca, este último podría causar un bloqueo del 53% de la fractura generada por el entrapamiento de fase. También se identificó que al comparar el fluido base espuma con el fluido base GLP, si el comportamiento de permeabilidad relativa es normal (no existe cárcel de permeabilidad), no hay un beneficio significativo en la producción posterior al fracturamiento. Pero dado que exista en caso de cárcel de permeabilidad débil, se puede generar un beneficio en la productividad durante la limpieza. En la **Tabla 27** se pueden identificar los casos con sus respectivas tasas de producción.

Tabla 27. Casos por análisis de sensibilidad Merrimelia-62

| Properties | Fracing fluid type | Rel-perm type | Gas cumulative at 230 days (MMscf) |
|------------|---------------------|--------------------|------------------------------------|
| Base case | N ₂ foam | Original reservoir | 167.5 |
| Case 1 | Slickwater | Original reservoir | 80.7 |
| Case 2 | LPG | Original reservoir | 170.9 |
| Case 3 | N ₂ foam | Weak perm jail | 110.2 |
| Case 4 | Slickwater | Weak perm jail | 50.7 |
| Case 5 | LPG | Weak perm jail | 137.7 |
| Case 6 | N ₂ foam | Median perm jail | 78.5 |
| Case 7 | Slickwater | Median perm jail | 50.6 |
| Case 8 | LPG | Median perm jail | 106.9 |
| Case 9 | N ₂ foam | Strong perm jail | 73.5 |
| Case 10 | Slickwater | Strong perm jail | 38.2 |
| Case 11 | LPG | Strong perm jail | 83.2 |

Fuente: FEI. Y, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai. Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia. 2016. P. 420.

4.8 FLUIDO RECOMENDADO PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON GLP EN LA LUNA CATATUMBO

Luego de conocer las principales propiedades y características del fluido de fracturamiento base GLP, se procederá a seleccionar el fluido a utilizar, teniendo en cuenta el software a utilizar para generar el modelo de la fractura (FracPro), las propiedades y características de la zona de interés (formación La Luna) y el estado mecánico del pozo como tal (Cerro Gordo 3).

Tabla 28. Comparación de campos McCully, Merrimelia-62 y Cerro Gordo-3

| | McCully | Merrimelia-62 | Cerro Gordo-3 |
|--------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Profundidad | 5905.512 ft | 7325ft | 4089 ft |
| Espesor neto | 311 ft | 77ft | 264 ft |
| Temperatura | 104 – 140 °F | >150°F | 180 °F |
| Porosidad | 0.04-0.08 | 0.1-0.13 | 0.03-0.12 |
| Saturación gas | 0.7-0.9 | 0.5 | - |
| Saturación de Agua | <0.1 – 0.3 | 0.5 | - |
| Permeabilidad | 0.01mD-1.8mD | 0.01 mD | 5*10 ⁻⁶ - 0.01 mD |
| Presión | 2900-5076 psi | 1845 psi | 3067 psi |
| Formación | Frederick Brook, Hiram Brook | Toolache | La Luna |
| Tipo de Roca | Shale, Arenas apretadas | Shale, Arenas apretadas | Shale, Calizas |

Fuente: Elaboración Propia

Debido a que no existe un conocimiento claro respecto al comportamiento de las permeabilidades relativas, para el desarrollo del objetivo del proyecto se asumirá que no existe ningún tipo de “cárcel de permeabilidad”. Además existe una similitud en las propiedades del reservorio entre el campo McCully, el pozo Merrimelia-62 y Cerro Gordo-3 (ver **Tabla 28**), por ende se asumirá como fluido de fractura el HyborG-40; ya que se realizó el estudio del modelamiento en el pozo Merrimelia-62 obteniendo resultados de productividad parecidos al del fluido GLP debido a sus propiedades similares, además de que este fluido se encuentra cargado en el software propuesto para la simulación (ver Tabla 29).

Tabla 29. Fluido de lechada

| HyborH 40 |
|-----------------------------------|
| Densidad: 62.4 lb/ft ³ |
| Temperatura: 270 °F |
| Breaker: Vicon |
| Concentración Breaker: 0.5 |
| n': 0.39 |
| k': 0.227 |
| Tipo de Gel: HPG |

Fuente: Fluid Data_ Gohfer

Además, se puede corroborar en el Anexo F el comportamiento reológico del fluido HyborH 40 respecto al GLP gelificado al 50%, con una tasa de corte de aproximadamente 170 sec⁻¹ y con una temperatura de yacimiento de 180 °F; observando una tendencia similar en ambos casos, percibiendo un desfase en la curva debido a las proporciones de gelificantes, rompedores y espumante.

5. SIMULACION CON SOFTWARE DE FRACTURAMIENTO

Para estimar los costos y viabilidad de un proceso de fracturamiento, es necesario tener una idea clara respecto a las dimensiones de la fractura, su comportamiento y finalmente su productividad. La manera más apropiada de realizar este proceso es por medio del uso de programas (software), los cuales permiten visualizar y calcular las propiedades de la fractura. En el presente capítulo, se busca explicar a grandes rasgos en qué consisten estos aplicativos de computadora, como se estructuran y finalmente como, por medio de estos, se puede realizar la fractura y su respectivo análisis. Como ejemplo base, y objetivo del presente trabajo de grado, se explicara el funcionamiento del simulador, haciendo uso de los datos referentes al pozo de análisis de la cuenca del Catatumbo, al cual se planea realizar una operación de fracturamiento con GLP.

5.1 SIMULADOR PARA EL MODELAMIENTO DE FRACTURAS

Un simulador computacional es un software que permite predecir o modelar de manera rápida un fenómeno, por medio del uso de operaciones algebraicas, aritméticas que realizan cálculos pertinentes a propiedades físicas y químicas de ciertos materiales. Para el caso del fracturamiento hidráulica, existen softwares especializados en la predicción de geometría de fractura y comportamiento de la misma, por medio de las ecuaciones explicadas en la sección 3.3 del presente trabajo.

5.2 TIPOS DE SIMULADORES

Los simuladores se pueden clasificar de acuerdo al tipo de modelos de geometría de la fractura que emplean. A continuación se pueden observar los simuladores más conocidos en el mercado y algunas de las diferencias más importantes:

Tabla 30. Software de simulación en el mercado

| Software | Compañía Diseñadora | Celdas vs Lumped | Posibilidad de simular multifracturas | Utilizado por compañía de servicio |
|-------------|---------------------|------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| Fracpro RES | RES | Lumped | si | San Antonio |
| Fracpro PT | PT | Lumped | si | Halliburton |
| FracCADE | Schlumberger | Celda | No | Schlumberger |
| Meyer | Meyer | Lumped | Si | BJ |
| Stimplan | Smith | Celda | | Ninguna |
| Gohfer | Barree & Associates | | si | |

Fuente. LA COMUNIDAD PETROLERA “Simulación de fracturamiento hidráulico” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2017/07/simulacion-fracturamiento-hidraulico.html>). Editado por autores.

5.3 SECCIONES DEL SIMULADOR

El funcionamiento del simulador se forma básicamente por secciones, las cuales tienen como propósito ordenar la información que será ingresada, procesada y posteriormente graficada. Las secciones adoptan diferentes nombres dependiendo del simulador empleado, sin embargo, su principio de utilización es similar.

Entre las secciones principales de un simulador de fracturamiento hidráulico se encuentran: sección de encabezado, sección de pozo, sección de información reservorio y formación productora, sección de datos PVT, sección de fluido de fracturamiento, sección de propante, sección de operación de fracturamiento, sección de simulación y sección de gráficos. A continuación se explicara cada una mediante la simulación del fracturamiento con GLP en la Formación La Luna.

5.4 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

Como software de simulación se empleará Fracpro PT 2011. Este software pertenece a la empresa CARBOCERAMICS; se caracteriza por utilizar un Modelo Pseudo 3d, lo cual implica, que para el proceso de simulación el equipo de cómputo requiera especificaciones bajas, ya que asume un flujo unidimensional de fluidos. Además, la simulación es realizada por medio de datos agrupados y no de celdas, simplificando la problemática al reducir la cantidad de ecuaciones por el modelo de la fractura. A continuación se desarrollara el ingreso de la información a nivel de cada sección del simulador.

5.4.1 Características del pozo. En esta sección se introduce información referente a los datos del pozo tales como:

1. Datos de Survey (MD, TVD, Azimuth, inclinación, Dog Leg, Build Rate)
Con el fin de saber la cantidad de tratamiento que será bombeado; además de indicar la complejidad del pozo, para los cálculos de pérdidas de presión.
2. -Información de Casing (MD, OD, ID, Peso, grado, presión de colapso, presión de estallido)
Para determinar si resiste la presión ejercida por los fluidos, además del cálculo de pérdidas de fricción por el tratamiento.
3. -Información de tubing (en caso de contar con tubing para ingresar el tratamiento de fracturamiento)
4. Especificación de la trayectoria del fluido en el pozo (si es inyectado por anular, casing o tubing)
Permite calcular los volúmenes de fluido necesarios, para transmitir la presión de superficie hasta la zona a fracturar.
5. -Tipo de pozo (De acuerdo a su forma, y localización del pozo)
6. -Propiedades de Completamiento
Se debe especificar espesor del cemento y conductividad térmica del mismo; esto con el fin de garantizar la integridad del pozo durante la presurización, además

del cálculo de energía perdida del pozo a la formación a través del cemento y casing.

7. -Información de Perforados

Aquí es necesario introducir datos de profundidades, diámetro y número de perforados; esto permite calcular las pérdidas por presión en perforados, además de conocer el área transversal por el cual ingresara el fluido de fracturamiento.

8. -Parámetros de transferencia de calor

La información ingresada en esta sección, es tomada del estado mecánico del pozo Cerro Gordo, el cual se puede observar en el ANEXO G, provisto por la empresa Wattle Petroleum Company; además, el intervalo perforado habilitado para la simulación corresponde a los 4032-4060 pies.

5.4.2 Parámetros de yacimiento. En esta sección se especifican dimensiones y propiedades de cada zona (Paquete de roca) ingresada; los datos solicitados en esta sección son:

1. -Tope y base de cada zona
2. -Espesores de la zona (espesor gross, espesor net, Espesor de la zona de filtrado)
3. -Propiedades físicas de la zona (porosidad, permeabilidad, gradiente de fractura, mínimo estrés in situ, presión de yacimiento o presión de poro, módulo de Young, relación de Poisson, resistencia a la fractura)
4. -Propiedades mecánicas (compresibilidad de la roca, gravedad específica)
5. -Información de saturaciones (saturación de agua, saturación de petróleo, saturación de gas)
6. -Composición de la zona (porcentaje limestone, porcentaje de dolomitas)
7. -propiedades térmicas de la roca

Previamente para cargar la información se realiza el cálculo de módulo de Young y relación de Poisson mediante la data suministrada por el Servicio Geológico Colombiano, la cual se compone por el set de registros sísmico en formato .las hasta la TD; gamma ray de 200ft a TD en formato .las; registro foto eléctrico en formato .las de 200 ft; se realiza una validación de los datos obtenidos con los valores calculados por Ingrain en la caracterización de la cuenca de Catatumbo⁸⁷.

Se realiza un ajuste de los parámetros módulo de Young y Relación de Poisson, validados respecto al rango habitual de estos para las diferentes litologías.

Para el cálculo de stress, se emplea el registro RHOB, el cual permite el cálculo de densidad de roca a cada profundidad. Es necesario realizar un chequeo de los datos, para que estos se encuentren calibrados con la matriz adecuada para cada

⁸⁷ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.119.

zona, se recomienda que para formaciones como Carbonera, Mirador, Mito- Juan, Aguardiente; sean calibradas en matriz sandstone; y por el contrario la zona de interés (La Luna), sea calibrada con matriz limestone. La fórmula empleada para determinar la sobrecarga es la **Ecuación 7**.

La litología es determinada mediante registros Gamma Ray y Factor fotoeléctrico; donde se fija un cut off de 75 en registro Gamma Ray para determinar qué zona corresponde a limestone y a shale (en la zona de interés).

Finalmente, los valores de permeabilidad son calculados mediante la correlación de Willie and rose (formula) y posteriormente ajustada con los valores reportados por Ingrain los cuales corresponden a un intervalo entre 5- 10000 nd⁸⁸.

Figura 41. Ventana de propiedades mecánicas del yacimiento

| | Depth TVD (ft) | Depth MD (ft) | Layer Height (ft) | Rock Type | Stress (psi) | Stress Gradient (psi/ft) | Young's Modulus (psi) | Poisson's Ratio | Fracture Toughness (psi·in ^{1/2}) | Composite Layering Effect | Est HI/Len Growth | Pore Fluid Permeability (mD) | Leakoff Coefficient (ft/min) ^{1/2} | Pay Zone |
|----|----------------|---------------|-------------------|-----------|--------------|--------------------------|-----------------------|-----------------|---|---------------------------|-------------------|------------------------------|---|--------------------------|
| 12 | 4.001.6 | 4.001.6 | 0.1 | Shale | 4.487 | 1.121 | 6.03E+06 | 0.204 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 5.0047E-01 | 9.7060E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 13 | 4.001.7 | 4.001.7 | 0.2 | Shale | 4.482 | 1.120 | 6.00E+06 | 0.212 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 4.7072E-01 | 9.7021E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 14 | 4.001.9 | 4.001.9 | 0.1 | Shale | 4.479 | 1.119 | 5.94E+06 | 0.215 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 4.3952E-01 | 9.6974E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 15 | 4.002.0 | 4.002.0 | 0.2 | Shale | 4.477 | 1.119 | 5.94E+06 | 0.217 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 4.0805E-01 | 9.6920E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 16 | 4.002.2 | 4.002.2 | 0.1 | Shale | 4.470 | 1.117 | 5.94E+06 | 0.220 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 3.7227E-01 | 9.6849E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 17 | 4.002.3 | 4.002.3 | 0.2 | Shale | 4.463 | 1.115 | 5.94E+06 | 0.227 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 3.3896E-01 | 9.6771E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 18 | 4.002.5 | 4.002.5 | 0.1 | Shale | 4.456 | 1.113 | 5.97E+06 | 0.246 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 3.0800E-01 | 9.6684E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 19 | 4.002.6 | 4.002.6 | 0.2 | Shale | 4.450 | 1.112 | 5.97E+06 | 0.247 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.8583E-01 | 9.6612E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 20 | 4.002.8 | 4.002.8 | 0.1 | Shale | 4.444 | 1.110 | 6.06E+06 | 0.247 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.6661E-01 | 9.6540E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 21 | 4.002.9 | 4.002.9 | 0.2 | Shale | 4.439 | 1.109 | 6.16E+06 | 0.247 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.5032E-01 | 9.6475E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 22 | 4.003.1 | 4.003.1 | 0.1 | Shale | 4.434 | 1.108 | 6.22E+06 | 0.235 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.3627E-01 | 9.6406E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 23 | 4.003.2 | 4.003.2 | 0.2 | Shale | 4.432 | 1.107 | 6.28E+06 | 0.219 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.2250E-01 | 9.6334E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 24 | 4.003.4 | 4.003.4 | 0.1 | Shale | 4.429 | 1.106 | 6.44E+06 | 0.213 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.1293E-01 | 9.6279E-04 | <input type="checkbox"/> |
| 25 | 4.003.5 | 4.003.5 | 0.2 | Shale | 4.425 | 1.105 | 6.47E+06 | 0.203 | 2,000.0 | 25.00 | 1.00 | 2.0662E-01 | 9.6241E-04 | <input type="checkbox"/> |

Fuente: Elaboración propia.

5.4.3 Fluidos presentes en la formación. En esta sección se añade información referente al hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento o formación de interés. Se requieren ingresar los siguientes datos:

1. Tipo de fluido (gas, agua, petróleo)

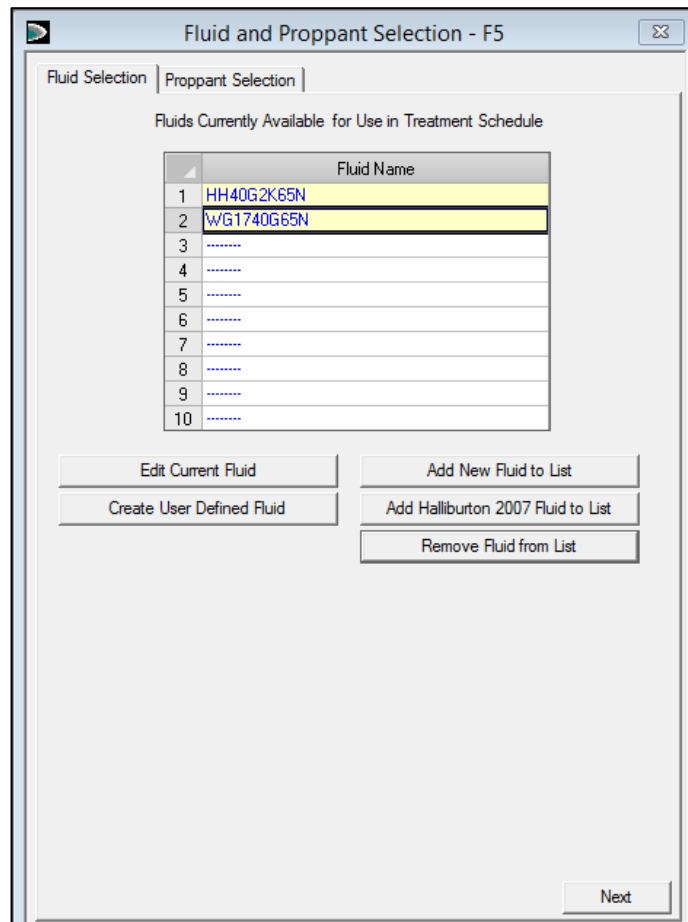
⁸⁸ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P.172.

2. Composición del gas presente (Gravedad específica, porcentaje de nitrógeno, porcentaje de CO₂, Porcentaje de h₂s)
3. Composición del agua presente (Gravedad específica, salinidad del agua, compresibilidad del agua)
4. Composición del petróleo (punto de burbuja, gravedad API)
5. Datos de propiedades PVT (Bo, VISCOSIDAD DE ACEITE, COMPRESIBILIDAD DE ACEITE, GOR, Bg, viscosidad del gas, compresibilidad del gas, z, Bw, viscosidad de agua, GWR).

Esta información es tomada de los resultados de pruebas DST, y los valores reportados en superficies (ver ANEXO H).

5.4.4 Tipos de fluidos. En esta sección se observan los datos pertinentes al fluido de fracturamiento. Esencialmente, se requiere introducir en esta parte los términos de:

Figura 42. Selección de fluidos empleados en el fracturamiento



Fuente: Elaboración Propia.

1. -Tipo de fluido (fluido base del fracturamiento)
2. -Propiedades del fluido (Reología, resultados de la prueba leakoff, fricción del fluido)
3. -Aditivos (tipo de aditivo, concentración del aditivo)
4. Datos de Ácidos (En caso de realizar un estimulación acida o agregar un porcentaje de ácido dentro del fluido base). Dichos datos, en determinados software's, van incluidos en la selección del tipo de fluido base; ya que en la base de datos de los programas un fluido base acido, ya cuenta con la información referente a concentraciones y propiedades de la interacción acido-formación.

Figura 43. Propiedades reológicas del fluido Hybor H 40

Fluid Data - Shift + F5

Fluid Friction Properties | Fluid Rheology Properties | Fluid Loss And Thermal Properties | Acid Properties | Other Properties

Selected Fluid

Name: HH40G2K65N Description: Hybor H 40 lb/Mgal gel 2% KCl 65% N2

Vendor: Halliburton Modified Properties: No data modified from library values.

System: Hybor

Rheology for Selected Fluid

| | Time (hr) | n' | K' |
|-------------|-----------|-------|----------|
| 1 | 0.00 | 0.303 | 3.69E-01 |
| 2 | 1.05 | 0.356 | 2.24E-01 |
| 3 | 1.47 | 0.418 | 1.24E-01 |
| 4 | 3.03 | 0.656 | 7.39E-03 |
| 5 | 3.45 | 0.698 | 3.88E-03 |
| In Wellbore | | 0.303 | 3.69E-01 |

Apparent Viscosity Calculator

Time: 0.0 (hr)

Shear Rate: 170 (1/sec)

App. Visc.: 491.2 (cp)

Temperature of: 180 (°F)

Use Reservoir Temperature

Plot Data

Selected Fluid All Fluids

Maximum Time for Plots: 0.7 (hr)

Fuente: Elaboración propia

5.4.5 Apuntalante. Para el caso del propante se especificaran las características de resistencia de dicho material, y teóricamente los valores de conductividad que dicho material tendrá. En caso de contemplar dentro de la simulación de la fractura fenómenos de convección del propante, se establecerían los coeficientes asociados, en esta sección. A continuación, se presentan los valores de diseño del propante.

Figura 44. Propiedades del propante CarboHSP 20/40

Proppant Data

Selected Proppant
 Name: CarboHSP 20/40 Description: 20/40 CarboHSP High density ceramic - Carbo
 Vendor: Carbo Mesh Size: 20/40 Source: Stim-Lab 6.0
 System: CarboHSP Status: Proppant data changed from library values.

Cost: 0.00 (\$/lb)
 Bulk Density: 126.93 (lbm/ft³)
 Packed Porosity: 0.429
 Specific Gravity: 3.56
 Turbulence Coeff a Low Stress: 1.03
 Turbulence Coeff b Low Stress: 0.06
 Turbulence Coeff a High Stress: 1.34
 Turbulence Coeff b High Stress: 0.35
 Threshold Stress: 8,655 (psi)
 Diameter: 0.028 (in)
 Width at 2 PSF: 0.189 (in)
 Width Correction a: 1.25e-06 (in/psi)
 Width Correction b: 0.00e+00 (in)
 Stress Cycle Exponent: 0.015

| | Effective Stress on Prop (psi) | Proppant Permeability (D) | Perm at Resvr Temp (D) | Avg Width for 2 lb/ft² (in) | Avg Width after Embedment for 2 lb/ft² (in) | Conductivity after Embedment for 2 lb/ft² (mD-ft) | Beta Factor (atm-s²/g) |
|----|--------------------------------|---------------------------|------------------------|-----------------------------|---|---|------------------------|
| 1 | 0 | 542.261 | 542.261 | 0.1892 | 0.1633 | 7.378.0 | 0.000094 |
| 2 | 2,000 | 502.604 | 502.604 | 0.1867 | 0.1608 | 6,733.7 | 0.000101 |
| 3 | 4,000 | 436.547 | 436.547 | 0.1842 | 0.1583 | 5,757.7 | 0.000117 |
| 4 | 6,000 | 359.627 | 359.627 | 0.1817 | 0.1558 | 4,668.3 | 0.000143 |
| 5 | 8,000 | 272.174 | 272.174 | 0.1792 | 0.1533 | 3,476.4 | 0.000190 |
| 6 | 10,000 | 201.534 | 201.534 | 0.1767 | 0.1508 | 2,532.1 | 0.000259 |
| 7 | 12,000 | 157.279 | 157.279 | 0.1742 | 0.1483 | 1,943.3 | 0.000334 |
| 8 | 14,000 | 158.323 | 158.323 | 0.1717 | 0.1458 | 1,923.2 | 0.000331 |
| 9 | 16,000 | 159.374 | 159.374 | 0.1692 | 0.1433 | 1,902.8 | 0.000329 |
| 10 | 18,000 | 160.432 | 160.432 | 0.1667 | 0.1408 | 1,882.0 | 0.000327 |
| 11 | 20,000 | 161.497 | 161.497 | 0.1642 | 0.1383 | 1,860.9 | 0.000325 |

Proppant Type: High Density Ceramic
 Proppant Coating: None
 Proppant Perm Displayed at: 180 (°F) and 2.0 (lb/ft²)

Plot Data: Perm vs. Stress, Width vs. Stress, Sieve Dist., Conductivity vs. Stress, Beta Factor vs. Stress
 Selected Proppant All Proppants
 Bar Diagrams Permeability Conductivity Beta Factor

Date of Measurements: 8/2/2005 Independent Lab Verification
 Comments: turbulence coefficients from log(tau) versus log(permeability) linear curve fit: width at 2 psi = 2 * width at 1 psi; log(permeability) linearly extrapolated from values at 0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 kpsi; permeability for 2 lbm/ft, 250°F, 50 hrs

Buttons: Save Proppant to User Library, Delete Proppant from User Library, Back

Fuente: Elaboración Propia

Figura 45. Programa de inyección de tratamiento

Treatment Schedule - F6

Design Treatment Schedule | Treatment Totals
 Treatment Info: Cumul Time, Wellbore Fluid: HH40G2K65N, Copy Treatment From, Swap Treatment With

| Stage Type | Flow Rate (bpm) | Prop Conc (ppg) | Clean Vol (gal) | Stage Length (min) | Cumul Time (min:sec) | Fluid Type | Proppant Type |
|--------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|----------------------|------------|----------------|
| 1 Water injection | 1.00 | 0.00 | 42 | 1.00 | 1:00 | WG1740G65N | |
| 2 Shut-in | 0.00 | 0.00 | 0 | 100.00 | 101:00 | Shut-in | |
| 3 Main frac pad | 26.70 | 0.00 | 13,064 | 11.65 | 112:38 | HH40G2K65N | |
| 4 Main frac slurry | 26.70 | 1.00 | 11,637 | 10.73 | 123:22 | HH40G2K65N | CarboHSP 20/40 |
| 5 Main frac slurry | 26.70 | 2.00 | 11,637 | 11.08 | 134:27 | HH40G2K65N | CarboHSP 20/40 |
| 6 Main frac slurry | 26.70 | 3.00 | 11,637 | 11.42 | 145:52 | HH40G2K65N | CarboHSP 20/40 |
| 7 Main frac slurry | 26.70 | 4.00 | 11,637 | 11.77 | 157:38 | HH40G2K65N | CarboHSP 20/40 |
| 8 Main frac slurry | 26.70 | 10.00 | 11,637 | 13.87 | 171:31 | HH40G2K65N | CarboHSP 20/40 |
| 9 Main frac flush | 26.70 | 0.00 | 3,542 | 3.16 | 174:40 | WG1740G65N | |
| 10 Shut-in w/ flowpulses | 0.00 | 0.00 | 0 | 1.00 | 175:40 | Shut-in | |

Treatment Type: No foam CO2 N2 N2 & CO2
 Prop Mode: Staged Ramped Proprietary
 Calculate ...: Bhole from Surface Surface from Bhole
 Calculate ...: Volume from Time Time from Volume
 Wellbore Volume: 12,238 (gal) Include Stage Aliases

Next

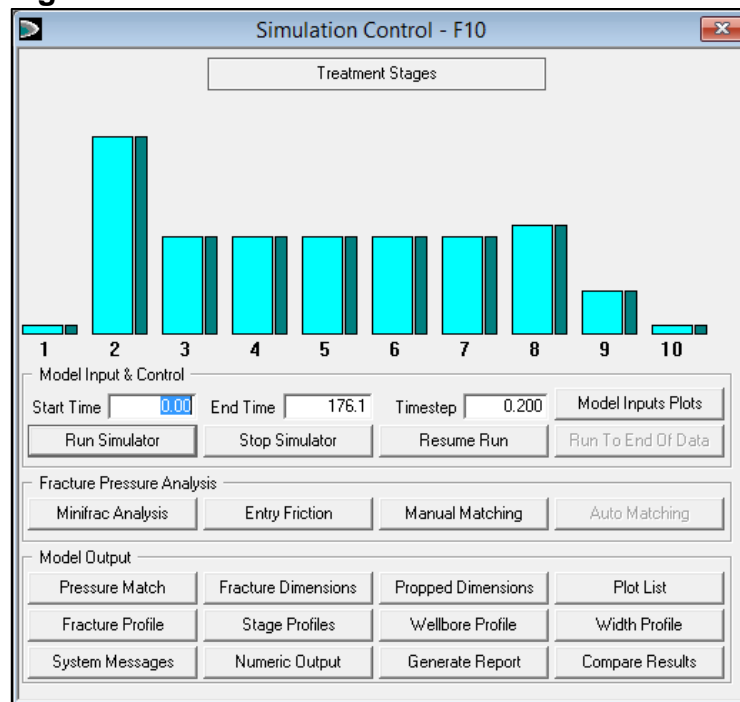
Fuente: Elaboración Propia

5.4.6 Operación de fracturamiento. Para realizar la fractura es necesario generar un programa de inyección de tratamiento, el cual definirá las etapas de crecimiento de la fractura; que van vinculadas a su vez con las etapas de inyección de fluidos, no obstante se dividen en tres de acuerdo a su función: inicialmente se bombea un fluido *pad* o colchón, el cual permitirá crear un ambiente hidratado, esto con el fin de evitar fenómenos de puenteo o arenamiento (sedimentación del propante); el *pad* se caracteriza por ir sin material apuntalante. Luego, es añadido el fluido *slurry* o lechada, el cual transportara el material apuntalante a través de la fractura, y finalmente se añade un fluido *flush* o lavador, que cumplirá la tarea de remover el exceso de material propante ubicado dentro o en la cara del pozo. A continuación se presenta el programa de tratamiento planteado para la creación de fractura.

5.4.7 Simulación. En esta sección se realiza la corrida del simulador, obteniendo la geometría de la fractura, las variaciones de permeabilidad en la zona afectada por la fractura, la conductividad de la misma, entre otras propiedades. Como tiempo límite será escogido el valor de la sumatoria de los tiempos empleados en la inyección de cada etapa y cierre.

Si la simulación se realiza de forma exitosa, cada paso del programa se tornara en color azul turquesa, indicando que no han surgido problemas asociados a formación de bancos de arena o excesos en los valores de presión tanto en superficie como en la tubería de inyección.

Figura 46.Corrida de simulación

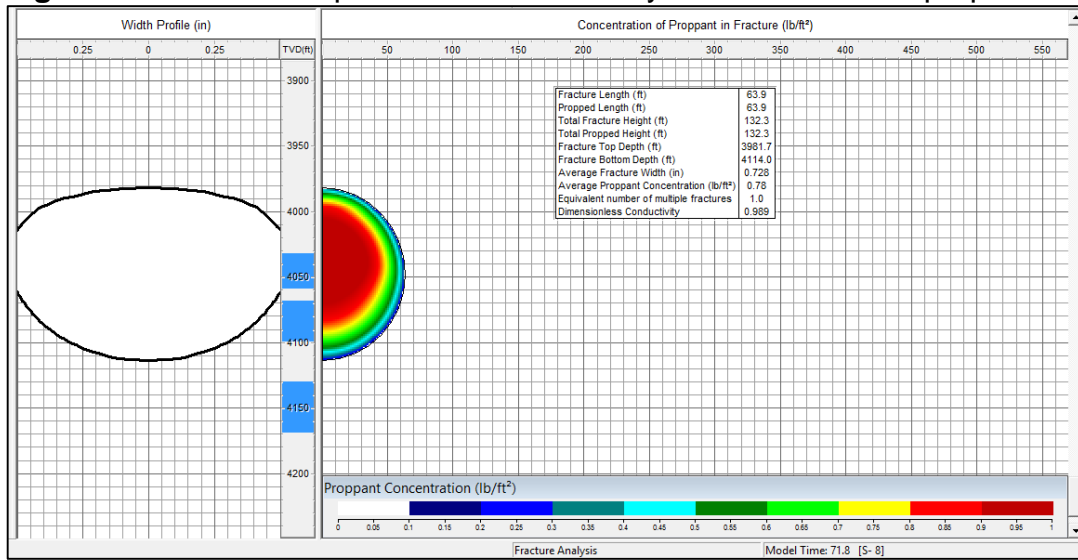


Fuente: Elaboración propia

5.5 GRÁFICOS DE FRACTURA

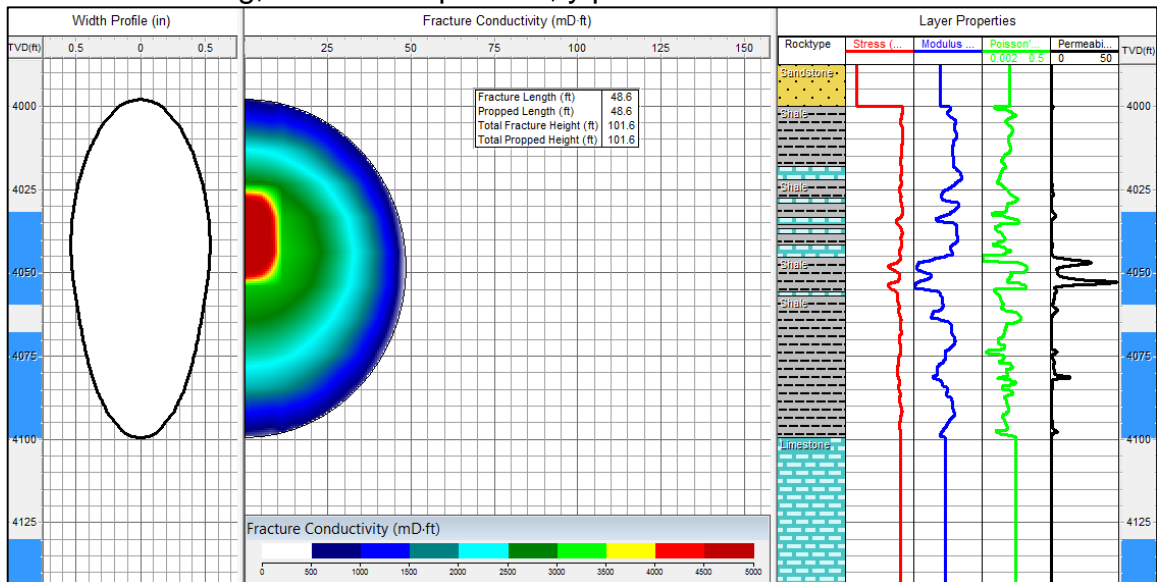
Una vez completado el modelo geomecánico y realizada la ejecución del programa de fracturamiento, se pueden obtener los datos referentes a la geometría de la fractura, la concentración de propante dentro de la fractura y el historial de presión de la inyección; dando como resultados los siguientes gráficos:

Figura 47. Geometría aparente de la fractura y concentración de propante



Fuente: Elaboración Propia

Figura 48. Geometría real, conductividad de fractura, litología, estrés vertical, modulo de Young, relación de poisson, y permeabilidad



Fuente: Elaboración propia

5.6 ANÁLISIS DE FRACTURA

La fractura realizada, mediante el programa de fracturamiento planteado en la sección 5.5, exhibe las siguientes dimensiones:

Tabla 31. Dimensiones de la fractura

| Propiedades | Valores |
|--------------------------------------|---------|
| Largo de la fractura (ft) | 63.1 |
| Altura total de la fractura (ft) | 131.1 |
| Ancho promedio de la fractura (in) | 0.781 |
| Factor de conductividad adimensional | 1.240 |

Fuente: Elaboración Propia

La fractura al desarrollarse en una profundidad relativamente somera; la geometría se asemejara a la fractura por un modelo KGD; que en concordancia, exhibe un valor elevado en la altura y un ancho de fractura corto.

Se puede evidenciar que la concentración de propante al alejarse de la cara del pozo y a la vez introduciéndose en la fractura, disminuye; de forma casi concéntrica (indicando con color azul la zona con menor concentración de apuntalante, y la zona roja la zona con mayor concentración), esto se debe a que no es modelado el fenómeno de convección; aun cuando la concentración de propante varía entre 1-10 ppg (ver **Figura 48**).

El valor de permeabilidad obtenido una vez realizada la fractura es de 6 md; este valor es determinado mediante el uso del factor de conductividad adimensional, ya que este, relaciona la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad original del yacimiento, como se puede ver en la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Factor de conductividad adimensional

$$F_{cD} = \frac{k_f * w_f}{(k * L_f)}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 116.

Donde:

K_f=permeabilidad de la fractura (md)

W_f=ancho de la fractura (ft)

K=permeabilidad de la formación (md)

L_f= Longitud de la fractura (ft)

5.7 SIMULACIÓN CON FLUIDO BASE AGUA

Para poder contrastar la eficiencia del fracturamiento con GLP frente al uso de un fluido convencional, es necesario generar un escenario de simulación empleando un Gel lineal, manteniendo constante las variables asociadas al modelo geológico del yacimiento y evidenciar el comportamiento, al igual que la geometría de la nueva fractura. Por ello como lechada de fracturamiento y pad es empleado el gel lineal; empleado en la simulación del fluido base GLP en la etapa de lavado (flush) como se puede ver en la **Figura 49**.

Figura 49. Programa de fracturamiento para el caso agua

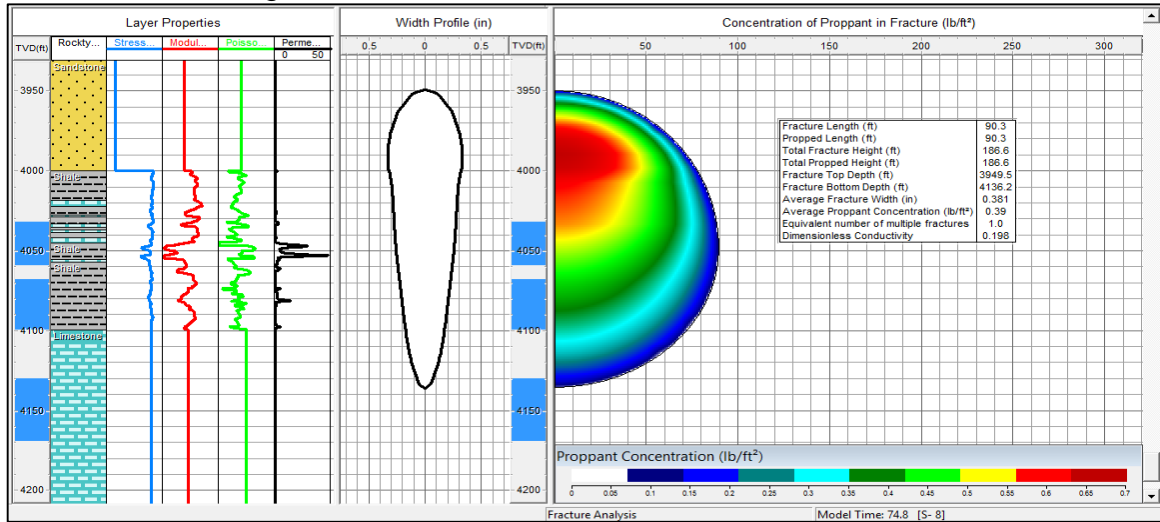
The screenshot shows the 'Treatment Schedule - F6' window. It features a table with columns for Stage Type, Flow Rate (bpm), Prop Conc (ppg), Clean Vol (gal), Stage Length (min), Cumul Time (min:sec), Fluid Type, and Proppant Type. Below the table are several control panels for Treatment Type, Prop Mode, and calculation methods, along with a 'Wbore Volume' field and an 'Include Stage Aliases' checkbox. A 'Next' button is located at the bottom right.

| | Stage Type | Flow Rate (bpm) | Prop Conc (ppg) | Clean Vol (gal) | Stage Length (min) | Cumul Time (min:sec) | Fluid Type | Proppant Type |
|----|-----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|----------------------|------------|----------------|
| 1 | Main frac slurry | 26.70 | 0.00 | 13,064 | 11.65 | 11:38 | WG1740G65N | |
| 2 | Main frac pad | 26.70 | 1.00 | 11,637 | 10.73 | 22:22 | WG1740G65N | CarboHSP 20/40 |
| 3 | Main frac pad | 26.70 | 2.00 | 11,637 | 11.08 | 33:27 | WG1740G65N | CarboHSP 20/40 |
| 4 | Main frac pad | 26.70 | 3.00 | 11,637 | 11.42 | 44:52 | WG1740G65N | CarboHSP 20/40 |
| 5 | Main frac pad | 26.70 | 4.00 | 11,637 | 11.77 | 56:38 | WG1740G65N | CarboHSP 20/40 |
| 6 | Main frac pad | 26.70 | 10.00 | 11,637 | 13.87 | 70:31 | WG1740G65N | CarboHSP 20/40 |
| 7 | Main frac flush | 26.70 | 0.00 | 3,542 | 3.16 | 73:40 | WG1740G65N | |
| 8 | Shut-in w/ flowpulses | 0.00 | 0.00 | 0 | 1.00 | 74:40 | Shut-in | |
| 9 | --- | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | | | |
| 10 | --- | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | | | |

Fuente: Elaboración propia

Se realiza la corrida del simulador, sin tener problemas de convergencia del software al procesar los datos, dando lugar a la fractura representada en la siguiente figura:

Figura 50. Distribución de concentración de propante y geometría de la fractura caso fluido base agua



Fuente: Elaboración propia

La fractura cuenta con las siguientes dimensiones:

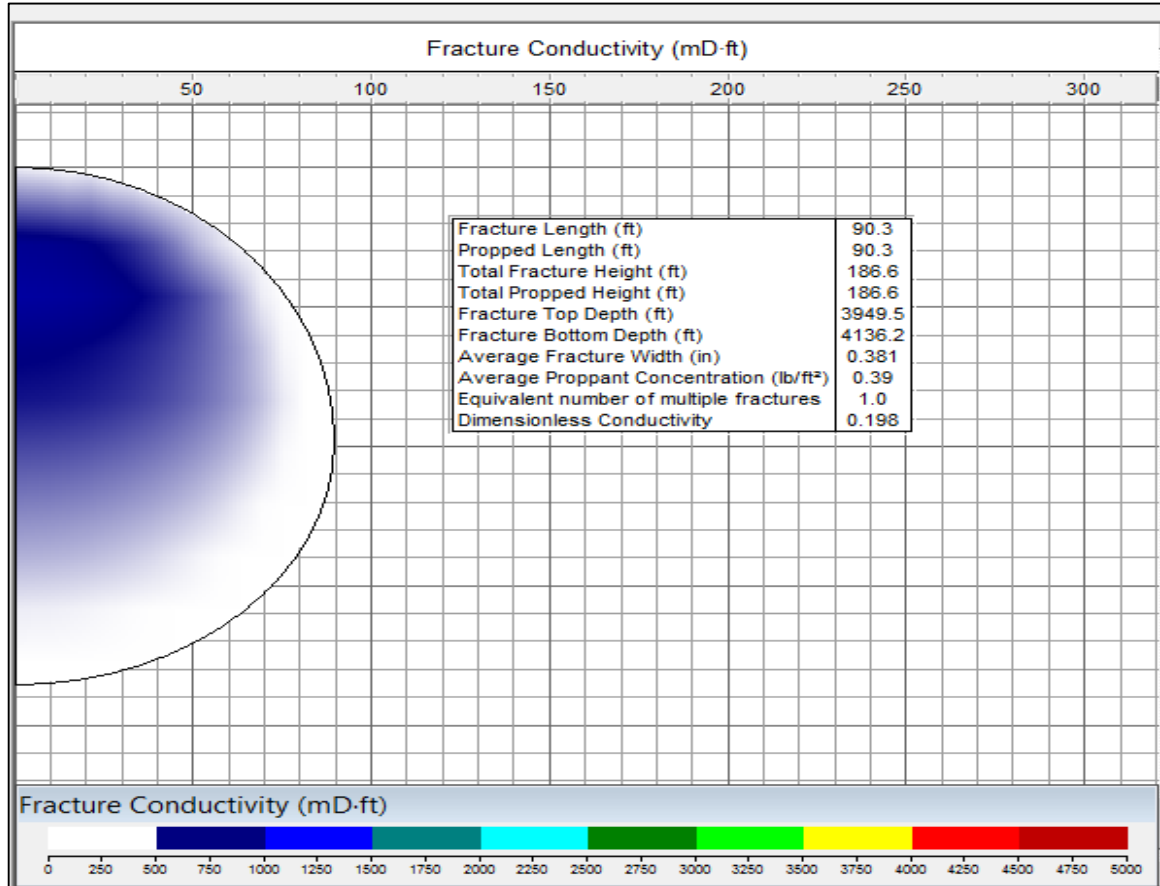
Tabla 32. Dimensiones de fractura caso fluido base agua

| Propiedades | Valores |
|---|---------|
| Largo de la fractura (ft) | 90.3 |
| Altura total de la fractura (ft) | 186.6 |
| Ancho promedio de la fractura (in) | 0.381 |
| Factor de conductividad adimensional (ft) | 0.198 |

Fuente: Elaboración propia

Evidentemente los valores de conductividad de la fractura son bajos, debidos a la baja capacidad de transporte del fluido base agua, dando lugar a una menor longitud efectiva de la fractura (Ver Figura 51).

Figura 51.Perfil de conductividad de la fractura



Fuente: Elaboración propia

5.8 PRODUCTIVIDAD DE FRACTURAS

Al obtener la permeabilidad de la fractura, es posible generar historial de producción, mediante el uso de la ecuación de Darcy para flujo lineal de fluidos compresibles; permitiendo encontrar un caudal inicial de flujo de fractura.

Ecuación 13. Caudal de gas a condiciones normales

$$Q_{gsc} p_b = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu_g L} \left(\frac{p_1 + p_2}{2} \right)$$

Fuente: PARIS, de Ferrer. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A., 2009, p.250.

Donde:

Q_{gsc} =Caudal de gas a condiciones normales (pcn/s)
 A =Área transversal al flujo (cm²)
 P_1 =Presión de yacimiento (atm)
 P_2 =Presión en fondo (atm)
 L =longitud del volumen analizado (cm)
 μ_g =Viscosidad del gas a la presión promedio (cp)
 P_b =Presión promedio (atm)

La viscosidad del gas es calculada mediante el uso de la composición del fluido, empleando la correlación de Lee⁸⁹; la constitución del gas se puede observar en la parte inferior de la tabla correspondiente a la prueba DST, reportada en el **ANEXO**. La caída de presión (p_1-p_2) se estima al inicio de la perforación de la formación, en valor que rodea los 700 psi, que permite calcular la presión de fondo mediante la sustracción del diferencial al valor de presión de yacimiento (3026 psi).

Los valores de área transversal y longitud, son calculados mediante la geometría ofrecida por el simulador y expuesta tanto para el caso de fracturamiento con GLP como para el fluido lineal (Base agua) en las secciones 5.6 y 5.7, respectivamente. A continuación se exhiben los parámetros empleados para la realización de los cálculos de productividad, y posteriormente los valores de la predicción.

Tabla 33. Parámetros empleados en el cálculo de caudal para las fracturas simuladas

| Parámetros | Caso GLP | Caso Agua |
|--|------------|------------|
| FCN (Adimensional) | 1.24 | 0.188 |
| Permeabilidad de la fractura (Darcys) | 0.00601407 | 0.00270855 |
| Área de flujo (cm²) | 3.08888879 | 0.71255739 |
| Longitud(cm) | 1923.288 | 1923.288 |
| Presión yto(atm) | 205.9071 | 205.9071 |
| Presión BHP(atm) | 158.2749 | 158.2749 |
| Viscosidad (cp) | 0.02285069 | 0.02285069 |
| Caudal de gas (PCN/DIA) | 316759.647 | 32909.1382 |

Fuente: Elaboración Propia

El método seleccionado para realizar la predicción de productividad, es la formulación mediante una curva sintética, realizada con ayuda de la declinación exponencial, el cual permite utilizar una tasa de declinación constante, además de

⁸⁹ Lee, A. L., Gonzalez, M. H., & Eakin, B. E. (1966). The Viscosity of Natural Gases. Journal of Petroleum Technology, 18(08), 997–1000. doi:10.2118/1340-pa

representar una rápida caída de la producción, la fórmula que representa esta tendencia está dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 14.Tasa de declinación efectiva

$$q = q_i (1 - d)^t$$

Fuente: PARIS, de Ferrer. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A., 2009.p.504

Donde:

d=Tasa de declinación efectiva (%/año)

qi=Tasa de producción de gas al comienzo del periodo de declinación (SCF/AÑO)

q=tasa de producción de gas a un tiempo t (SFC/AÑO)

t=tiempo (años)

La tasa de declinación es calculada de forma análoga mediante la data de productividad correspondiente al pozo Cerro gordo-5; el cual exhibe una tasa de declinación de 25.31%/año, calcula mediante la diferencia de caudales observados para los años 2014 a 2015.

Ecuación 15.Tasa de declinación efectiva

$$d = \frac{q_i - q}{q}$$

Fuente: PARIS, de Ferrer. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A., 2009.p.504

Donde:

d=Tasa de declinación efectiva (%/año)

qi=Tasa de producción de gas al comienzo del periodo de declinación (SCF/AÑO)

q=tasa de producción de gas a un tiempo t (SFC/AÑO)

Una vez calculada la tasa de declinación efectiva y caudal inicial se procede con la predicción correspondiente a la caída de producción a través de los próximos 5 años; arrojando la siguiente tendencia (ver Figura 52).

Figura 52. Grafica de producción anual de gas utilizando como fluido de fractura GLP y agua



Fuente: Elaboración Propia

6. ANÁLISIS FINANCIERO

El proyecto tiene como objetivo analizar la viabilidad económica de la implementación de la técnica de fracturamiento en roca generadora con GLP, debido a que es una tecnología relativamente nueva y evita el consumo de agua (lo que se ha generado gran controversia). Para el análisis financiero se realizó un comparativo entre un fracturamiento con GLP y un fracturamiento con agua, este análisis se desarrolló en el pozo Cerro Gordo- 3, y la formación a estudiar fue la formación La Luna (ubicada en la Cuenca del Catatumbo) donde se generó un modelamiento para ambos casos (capítulo 5).

En el transcurso del capítulo, se procede a analizar diferentes tipos de costos generados (costos de inversión y costos operacionales) al implementar la técnica de fracturamiento (para ambos casos; GLP y agua). Luego, con los datos obtenidos durante el capítulo 5, se elabora un análisis de ingresos, teniendo en cuenta su posible productividad y el costo actual del fluido obtenido. Posteriormente se realiza un flujo de caja para ambos fracturamientos (GLP y agua) teniendo en cuenta los análisis de los ítems anteriores. Finalmente se hace un cálculo de Valor Presente Neto (VPN) y de Tasa Interna de Retorno (TIR), para así concluir el análisis financiero desde ambos puntos de vista.

Para el desarrollo del análisis se empleará el dólar (USD) como la unidad monetaria y respecto a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) se utilizará el valor de 11% efectivo anual para una evaluación en un tiempo de cinco años.

6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

Para implementar la técnica de fracturamiento es necesario realizar una inversión inicial, en este estudio se tendrán en cuenta diversos factores como costos de movilización, costos de personal, costos de servicios y costos de materiales, para así finalmente desarrollar un análisis de inversión óptimo. Se resalta que durante el análisis no se tomaran en cuenta datos de perforación ni de completamiento, ya que el pozo existe y el estudio se elaboró teniendo en cuenta el estado de dicho pozo. A continuación se expondrán los análisis de inversión para el caso del fracturamiento con GLP (caso 1) y el fracturamiento con agua (caso 2).

6.1.1 Análisis de Inversión (Caso 1). Para realizar el análisis de inversión se expondrán a continuación los costos asociados (inversión) para el fracturamiento con GLP.

6.1.1.1. Costo de movilización. En la **Tabla 34**, nos muestra los diferentes costos de movilización a tener en cuenta al momento de la inversión.

Tabla 34. Costos de movilización

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario (USD) | Valor Total (USD) |
|--|-----------|----------|----------------------|-------------------|
| Movilización de equipos hasta 15000HHP (Cucuta-Tibu) | Operación | 1 | 21000 | 21,000.00 |
| Movilización de carga adicional | Viaje | 2 | 3300 | 6,600.00 |
| Movilización unidad de bombeo de nitrógeno | Viaje | 1 | 5500 | 5,500.00 |
| Movilización unidad coiled tubing | Viaje | 1 | 12650 | 12,650.00 |
| Movilización personal 15000 HHP | Operación | 1 | 3850 | 3,850.00 |
| Movilización personal coiled tubing | Operación | 1 | 1980 | 1,980.00 |
| Movilización personal N2 y GLP | Operación | 2 | 330 | 660.00 |
| Total | | | | 52,240.00 |

Fuente. WEATHERFORD. Cotización fracturamiento hidráulico. Marzo de 2015. eCORP Stimulation Technologies “Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale” [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>. Modificado por autores.

6.1.1.2 Costo de personal. En la **Tabla 35**, nos muestra los diferentes costos asociados al personal a tener en cuenta al momento de la inversión.

Tabla 35. Costo de personal.

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|-------------------------------|--------|----------|--------------------|------------------|
| Tarifa personal Operativo | Día | 5 | 2618 | 13,090.00 |
| Tarifa personal GLP | Día | 5 | 1570 | 7,850.00 |
| Tarifa personal colied tubing | Día | 2 | 948 | 1,896.00 |
| Tarifa personal nitrógeno | Día | 2 | 442.7 | 885.40 |
| Total | | | | 23,721.40 |

Fuente. WEATHERFORD. Cotización fracturamiento hidráulico. Marzo de 2015. eCORP Stimulation Technologies “Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale” [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>. Modificado por autores.

6.1.1.3 Costo de servicios. En la **Tabla 36**, nos muestra los diferentes costos de servicios a tener en cuenta al momento de la inversión.

Tabla 36. Costo de servicios.

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|--|-----------|----------|--------------------|-------------------|
| Servicio de fracturamiento hasta 15000 HHP | Operación | 1 | 220000 | 220,000.00 |
| Servicio de iluminación | Día | 5 | 319 | 1,595.00 |
| Servicio de bombeo de GLP | Día | 5 | 1950 | 9,750.00 |
| Operación de unidad CT 1,75" | Día | 2 | 15620 | 31,240.00 |
| Pie recorrido de coiled tubing | ft | 4089 | 0.98 | 4,007.22 |
| Cargo por Frac tank | Día | 5 | 231 | 1,155.00 |
| Tanque de almacenamiento y unidad de bombeo de nitrógeno | Día | 2 | 4840 | 9,680.00 |
| Tanque de almacenamiento y unidad de bombeo de GLP | Día | 2 | 4840 | 9,680.00 |
| Total | | | | 287,107.22 |

Fuente. WEATHERFORD. Cotización fracturamiento hidráulico. Marzo de 2015. eCORP Stimulation Technologies "Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale" [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>. Modificado por autores.

6.1.1.4 Costo de materiales. En la **Tabla 37**, nos muestra los costos asociados a los diferentes materiales utilizados para el fracturamiento.

Tabla 37. Costo de materiales

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|-----------------------------|--------|----------|--------------------|-----------------|
| Fluido de fractura (pad) | Gal | 13064 | 2.3 | 30,047.20 |
| Fluido de fractura (slurry) | Gal | 11637 | 2.3 | 26,765.10 |
| Gel Lineal Base Agua | Gal | 3542 | 0.64 | 2,266.88 |

Tabla 37. (Continuación)

| | | | | |
|------------------------|-----|-----------|--------------|-------------------|
| Apuntalante (arena) | lbs | 176551.68 | 1.2 | 211,862.02 |
| Apuntalante 1 (vidrio) | lbs | 79448.32 | 4 | 317,793.28 |
| | | | Total | 588,734.48 |

Fuente. WEATHERFORD. Cotización fracturamiento hidráulico. Marzo de 2015. eCORP Stimulation Technologies “Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale” [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>. Modificado por autores.

6.1.1.5 Inversión Total (caso 1). A continuación en la **Tabla 38**, se muestra la inversión total para el fracturamiento con GLP.

Tabla 38. Inversión Total

| | |
|------------------------|------------------------|
| Costos de Movilización | 52,240.00 (USD) |
| Costos de Personal | 23,721.40 (USD) |
| Costos de Servicio | 287,107.22 (USD) |
| Costos de Materiales | 588,734.48(USD) |
| Costos Totales | 951803.096(USD) |

Fuente: Elaboración propia

6.1.2. Análisis de Inversión (Caso 2). Para realizar el análisis de inversión se expondrán a continuación los costos asociados (inversión) para el fracturamiento con agua como fluido base.

6.1.2.1. Costo de movilización. En la **Tabla 39**, nos muestra los diferentes costos de movilización a tener en cuenta al momento de la inversión.

Tabla 39. Costos de movilización

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|---------------------------------------|-----------|----------|--------------------|-----------------|
| Movilización de equipos (Cucuta-Tibu) | Operación | 1 | 21,000.00 | 21,000.00 |
| Movilización de carga adicional | Viaje | 2 | 3,300.00 | 6,600.00 |
| Movilización unidad de bombeo de agua | Viaje | 1 | 5,500.00 | 5,500.00 |
| Movilización unidad coiled tubing | Viaje | 1 | 12,650.00 | 12,650.00 |
| Movilización personal 15000 HHP | Operación | 1 | 3,850.00 | 3,850.00 |

Tabla 39. (Continuación)

| | | | | |
|--|-----------|---|--------------|------------------|
| Movilización personal coiled tubing | Operación | 1 | 1,980.00 | 1,980.00 |
| Movilización personal agua | Operación | 2 | 330.00 | 660.00 |
| | | | Total | 52,240.00 |

Fuente: Elaboración propia

6.1.2.2 Costo de personal. En la **Tabla 40**, nos muestra los diferentes costos asociados al personal a tener en cuenta al momento de la inversión

Tabla 40. Costo de personal

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|----------------------------------|--------|----------|--------------------|------------------|
| Tarifa personal Operativo | Día | 5 | 2,618.00 | 13,090.00 |
| Tarifa personal agua | Día | 5 | 1,570.00 | 7,850.00 |
| Tarifa personal coiled tubing | Día | 2 | 948.00 | 1,896.00 |
| Tarifa personal nitrógeno | Día | 2 | 442.70 | 885.40 |
| Total | | | | 23,721.40 |

Fuente: Elaboración propia

6.1.2.3 Costo de servicios. En la **Tabla 41**, nos muestra los diferentes costos de servicios a tener en cuenta al momento de la inversión.

Tabla 41. Costo de servicios

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|---|-----------|----------|--------------------|-----------------|
| Servicio de fracturamiento hasta 15000 HHP | Operación | 1 | 220,000.00 | 220,000.00 |
| Servicio de iluminación | Día | 5 | 319.00 | 1,595.00 |
| Servicio de bombeo de Agua | Día | 5 | 1,950.00 | 9,750.00 |
| Operación de unidad CT 1,75" | Día | 2 | 15,620.00 | 31,240.00 |

Tabla 41. (Continuación)

| | | | | |
|---|-----|------|----------|-------------------|
| Pie recorrido de coiled tubing | ft | 4089 | 0.98 | 4,007.22 |
| Cargo por Frac tank | Día | 5 | 231.00 | 1,155.00 |
| Tanque de almacenamiento y unidad de bombeo de Agua | Día | 4 | 4,840.00 | 19,360.00 |
| Tanque de almacenamiento y unidad de bombeo de Agua 2 | Día | 4 | 4,840.00 | 19,360.00 |
| Total | | | | 306,467.22 |

Fuente: Elaboración propia

6.1.2.4 Costo de materiales. En la **Tabla 42**, nos muestra los costos asociados a los diferentes materiales utilizados para el fracturamiento.

Tabla 42. Costo de materiales

| Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario USD | Valor Total USD |
|-----------------------------|--------|-----------|--------------------|-------------------|
| Fluido de fractura (pad) | Gal | 26128.164 | 0.64 | 16,722.03 |
| Fluido de fractura (slurry) | Gal | 23272.232 | 0.64 | 14,894.23 |
| Gel Lineal Base Agua | Gal | 7084 | 0.64 | 4,533.76 |
| Apuntalante (arena) | lbs | 200000 | 1.20 | 240,000.00 |
| Apuntalante 1 (vidrio) | lbs | 56000 | 0.10 | 5,600.00 |
| Total | | | | 281,750.01 |

Fuente. WEATHERFORD. Cotización fracturamiento hidráulico. Marzo de 2015. eCORP Stimulation Technologies “Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale” [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>. Modificado por autores.

6.1.2.5 Inversión Total (caso 2). A continuación en la **Tabla 43**, se muestra la inversión total para el fracturamiento con agua.

Tabla 43. Costos totales caso 2

| | |
|------------------------|------------------|
| Costos de Movilización | 52,240.00 (USD) |
| Costos de Personal | 23,721.40 (USD) |
| Costos de Servicio | 306,467.22 (USD) |
| Costos de Materiales | 281,750.01 (USD) |

Tabla 43. (Continuación)

| | |
|----------------|------------------|
| Costos Totales | 664,178.63 (USD) |
|----------------|------------------|

Fuente: Elaboración Propia

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS OPERACIONALES

Los costos operacionales, en este caso, están asociados a los costos necesarios que se llevan a cabo mientras se realiza el fracturamiento en el pozo los cuales son asumidos por la empresa operadora o prestadora de servicios (o ambas). Los costos de la operación pueden ser pagados en periodos de tiempo determinados, los cuales pueden ser mensuales, semestrales, anuales, etc. Durante este análisis, se tomara en cuenta un Lifting Cost de un estudio respecto a un campo de gas shale en Estados Unidos⁹⁰. El Lifting Cost a utilizar es de 1.35\$/MPCN, de este modo se procederá a realizar el análisis de costos operacionales para ambos casos.

Se debe resaltar que no se tomaron datos de tratamiento del flujo de retorno, tanto de agua como para gas.

6.2.1. Análisis de costos de operación (Caso 1). Para realizar el análisis de costos de operación se expondrán a continuación los costos asociados a la operación (ver **Tabla 44**) para el fracturamiento con GLP.

Tabla 44. Costos de operación caso 1

| Año | Lifting Cost (USD/mPCN) | Costos operacionales |
|-----|-------------------------|----------------------|
| 1 | 1.35 | 116,296.91 |
| 2 | 1.35 | 86,855.43 |
| 3 | 1.35 | 64,867.29 |
| 4 | 1.35 | 48,445.62 |
| 5 | 1.35 | 36,181.23 |

Fuente: Elaboración Propia

6.2.2. Análisis de costos de operación (Caso 2). Para realizar el análisis de costos de operación se expondrán a continuación los costos asociados a la operación (ver **Tabla 45**) para el fracturamiento con agua.

Tabla 45. Costos de operación caso 2

| Año | Lifting Cost (USD/mPCN) | Costos operacionales |
|-----|-------------------------|----------------------|
| 0 | 1.35 | 1.62 |
| 1 | 1.35 | 12,110.78 |
| 2 | 1.35 | 9,044.84 |

⁹⁰ MEARNS, Euan., What is the real cost of shale gas?. [En línea] disponible en <http://euanmearns.com/what-is-the-real-cost-of-shale-gas/>

Tabla 45. (Continuación)

| | | |
|---|------|----------|
| 3 | 1.35 | 6,755.06 |
| 4 | 1.35 | 5,044.97 |
| 5 | 1.35 | 3,767.79 |

Fuente: Elaboración Propia

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Durante esta sección se hace un análisis de los ingresos generados en los dos casos, dichos ingresos se consideran como estimados, ya que están sujetos a factores monetarios no constantes como el precio del barril de petróleo, el metro cúbico de gas, o el precio de la tasa de cambio, generalmente el Dólar Americano (USD). A continuación se muestra cada uno de los ingresos para los dos escenarios, teniendo en cuenta la productividad calculada durante el capítulo 5. Para el desarrollo del análisis se tomara un costo de 2.7 USD para cada MPCN de GLP y las regalías del 8% debido a que no supera la tasa de producción de los 500 barriles diarios.

6.3.1 Análisis de Ingresos (Caso 1). Para realizar el análisis de ingresos, a continuación (**ver Tabla 46**) se expondrán los posibles ingresos generados debido a la posible producción estimada por el fracturamiento con GLP.

Tabla 46. Análisis de ingresos caso 1

| Año | Producción (MPCN) | Producción Neta (MPCN) | GLP USD/MPCN | Ingresos (USD) |
|-----|-------------------|------------------------|--------------|----------------|
| 1 | 86,145.86 | 79,254.19 | 2.7 | 213,986.31 |
| 2 | 64,337.35 | 59,190.37 | 2.7 | 159,813.99 |
| 3 | 48,049.85 | 44,205.86 | 2.7 | 119,355.82 |
| 4 | 35,885.65 | 33,014.80 | 2.7 | 89,139.95 |
| 5 | 26,800.91 | 24,656.84 | 2.7 | 66,573.47 |

Fuente: Elaboración Propia

6.3.2. Análisis de Ingresos (Caso 2). Para realizar el análisis de ingresos, a continuación (**ver Tabla 47**) se expondrán los posibles ingresos generados debido a la posible producción estimada por el fracturamiento con agua.

Tabla 47. Análisis de ingresos caso 2

| Año | Producción (MPCN) | Producción Neta (MPCN) | GLP USD/MPCN | Ingresos (USD) |
|------------|--------------------------|-------------------------------|---------------------|-----------------------|
| 1 | 8,970.94 | 8,253.27 | 2.7 | 22,283.83 |
| 2 | 6,699.88 | 6,163.89 | 2.7 | 16,642.50 |
| 3 | 5,003.75 | 4,603.45 | 2.7 | 12,429.32 |
| 4 | 3,737.01 | 3,438.05 | 2.7 | 9,282.74 |
| 5 | 2,790.96 | 2,567.68 | 2.7 | 6,932.74 |

Fuente: Elaboración Propia

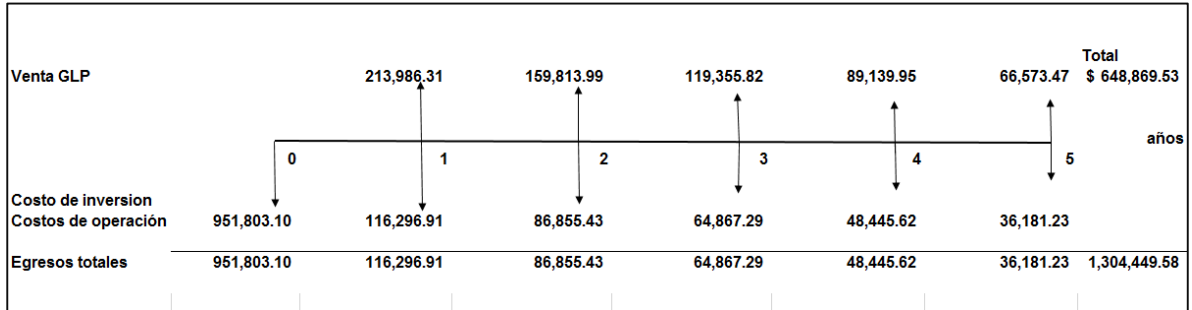
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Mediante la evaluación financiera, como lo dice su nombre, busca evaluar la rentabilidad del proyecto, para el desarrollo de dicho análisis, se utilizarán los indicadores financieros VPN (Valor Presente Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno), donde se estudiarán ambos casos (caso 1 y caso 2), para luego hacer una comparación para así determinar la rentabilidad del fracturamiento con GLP. Para la realización del análisis primero se procederá a elaborar un flujo de caja, mediante el cual se expondrán los diferentes costos e ingresos generados en ambos casos.

6.4.1 Flujo de caja. Es una representación gráfica del proyecto a determinados periodos de tiempo evidenciando sus egresos e ingresos, donde la línea horizontal de la gráfica representa el tiempo de evaluación del proyecto y sus divisiones representan los periodos o fechas de dicho tiempo de evaluación, mientras que las líneas verticales hacia arriba representan los ingresos y las líneas verticales hacia abajo representan los egresos.

6.4.1.1 Flujo de caja (caso 1). En la **Figura 53** se elaboró un flujo de caja para el caso 1 en un periodo de 5 años.

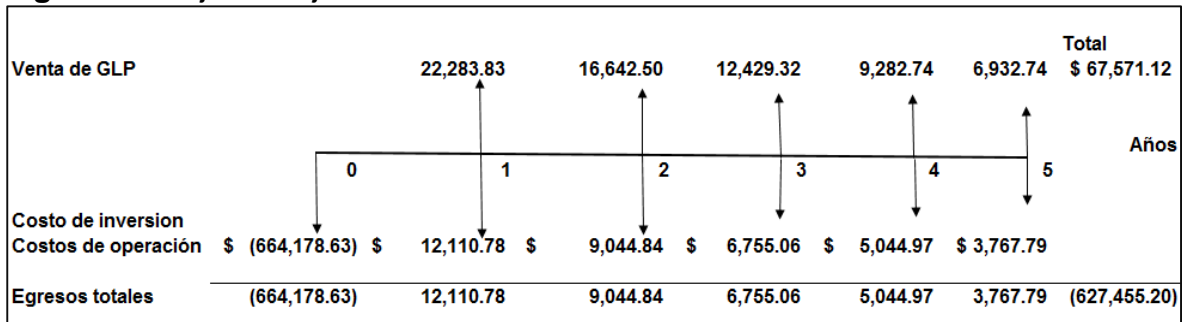
Figura 53. Flujo de caja Caso 1



Fuente: Elaboración Propia

6.4.1.2 Flujo de caja (caso 2). En la **Figura 54** elaboró un flujo de caja para el caso 2 en un periodo de 5 años.

Figura 54. Flujo de caja Caso 2



Fuente: Elaboración propia

6.4.2 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (VPN), es el indicador que se encarga de traer a un valor presente en unidad monetaria de valor constante, para este caso el Dólar Americano (USD), tanto ingresos y egresos futuros de un periodo de evaluación determinado, en este análisis se tomaran 5 periodos representados en años, de esta forma se facilita el estudio financiero según los resultados obtenidos del VPN; si el VPN es mayor a cero, significa que puede ser rentable, debido a que los ingresos generados son mayores a los egresos, si el VPN es menor a conlleva a que los egresos son mayores que los ingresos obtenidos, por lo cual el proyecto no es rentable, y finalmente si el resultado generado por el indicador VPN es igual a cero, el proyecto no tiene ningún tipo de ganancia ni perdida, ya que los egresos y los ingresos son iguales. El cálculo de VPN se representa en la **Ecuación 16**.

Ecuación 16. Formula VPN

$$VPN_{(i)} = \sum F_n(1 + i)^{-n}$$

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano. Octava edición. p 395. Modificado por los autores.

Dónde:

VPN = Valor presente neto.

Σ = Sumatoria.

Fn= Flujo de caja en el periodo (n).

i = Tasa de interés de oportunidad TIO.

n = Periodo de evaluación.

6.4.2.1 Valor Presente Neto (caso 1). Con la **Ecuación 17**, el valor de la TIO y el flujo de caja generado durante el proyecto, se procede a calcular el VPN.

Ecuación 17. Valor presente Neto caso 1

$$\begin{aligned} VPN (0.11) &= [(- 951,803.10) + \left(\frac{\$ 97,689.40}{(1 + 0.11)^1}\right) + \left(\frac{\$ 72,958.56}{(1 + 0.11)^2}\right) \\ &+ \left(\frac{\$ 54,488.52}{(1 + 0.11)^3}\right) + \left(\frac{\$ 40,694.32}{(1 + 0.11)^4}\right) + \left(\frac{\$ 30,392.23}{(1 + 0.11)^5}\right) \\ VPN (0.11) &= - 719,895.36 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración Propia

6.4.2.2 Valor Presente Neto (caso 2). Con la **Ecuación 18**, el valor de la TIO y el flujo de caja generado durante el proyecto, se procede a calcular el VPN.

Ecuación 18. Valor presente Neto caso 2

$$\begin{aligned} VPN (0.11) &= [(- 664,178.63) + \left(\frac{\$ 10,173.05}{(1 + 0.11)^1}\right) + \left(\frac{\$ 7,597.66}{(1 + 0.11)^2}\right) \\ &+ \left(\frac{\$ 5,674.25}{(1 + 0.11)^3}\right) + \left(\frac{\$ 4,237.77}{(1 + 0.11)^4}\right) + \left(\frac{\$ 3,164.95}{(1 + 0.11)^5}\right) \\ VPN (0.11) &= - \$ 640,028.53 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración Propia

6.4.3 Conclusión del análisis financiero desde el punto de vista del VPN. La conclusión a la cual se llegó luego de realizar el análisis financiero respecto al proyecto de grado, es que no es rentable realizar un fracturamiento hidráulico con un fluido base GLP, ni con un fluido base agua para una sola etapa en un pozo vertical. Esto se debe a que los datos obtenidos de productividad generados por el modelamiento, no fueron los suficientemente viables para recuperar los altos precios de inversión que conlleva la implementación de esta técnica, por lo que se siempre se recomienda aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico para roca generadora en pozos horizontales fracturando varias etapas, de esta manera aumentar la productividad del pozo y se generar ganancias.

6.4.4 Tasa Interna de Retorno (TIR). “La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto”.⁹¹ Para realizar el análisis de TIR se debe igualar el VPN a cero, para luego despejar i , la cual sería la TIR, posteriormente se debe realizar una comparación con la TIO, donde; si la $TIR < TIO$ no es viable, si la $TIR > TIO$ el proyecto es viable, y finalmente si $TIR = TIO$, es resultado es indiferente. A continuación se aplicó la tasa de Interna de Retorno en ambos casos para luego evaluar la viabilidad del proyecto.

6.4.4.1 Tasa Interna de Retorno (caso 1). A continuación, se iguala a cero el VPN a cero para el caso 1, para luego ser comparado con la TIO.

Ecuación 19. Tasa Interna de Retorno caso 1

$$VPN(i) = [(-951,803.10) + \left(\frac{\$97,689.40}{(1+i)^1}\right) + \left(\frac{\$72,958.56}{(1+i)^2}\right) + \left(\frac{\$54,488.52}{(1+i)^3}\right) + \left(\frac{\$40,694.32}{(1+i)^4}\right) + \left(\frac{\$30,392.23}{(1+i)^5}\right)]$$

$$VPN(-0.34) = 0$$

Fuente: Elaboración Propia

6.4.4.2 Tasa Interna de Retorno (caso 2). A continuación, se iguala a cero el VPN a cero para el caso 1, para luego ser comparado con la TIO.

Ecuación 20. Tasa Interna de Retorno caso 2

$$VPN(i) = [(-664,178.63) + \left(\frac{\$10,173.05}{(1+i)^1}\right) + \left(\frac{\$7,597.66}{(1+i)^2}\right) + \left(\frac{\$5,674.25}{(1+i)^3}\right) + \left(\frac{\$4,237.77}{(1+i)^4}\right) + \left(\frac{\$3,164.95}{(1+i)^5}\right)]$$

$$VPN(-0.6) = 0$$

Fuente: Elaboración Propia

6.4.5 Conclusión del análisis financiero desde el punto de vista de la TIR. Al comparar la TIR generada con la TIO, se concluyó que el proyecto no es rentable para una inversión en ninguno de los dos casos, ya que como se había comentado anteriormente en el capítulo, la producción originada, no alcanza a suplir la inversión del proyecto. (Revisar sección 6.4.3).

⁹¹ECONOMIPEDIA. “Tasa interna de Retorno” [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

7. CONCLUSIONES

- Se determina que Colombia en términos legales, carece de una normatividad específica para el fracturamiento hidráulico en YNC con GLP como fluido base, solo se cuenta con la normatividad dirigida para un fluido de fracturamiento convencional; Además, no existe una reglamentación respecto al proceso de interventoría, para exhibir de manera transparente los productos químicos empleados en la elaboración del fluido de fractura.
- El GLP como fluido base de fracturamiento es recomendable para: formaciones sensibles al agua o que presenten “encarcelamiento de permeabilidad”, y lugares donde sea complejo la utilización del agua como fluido de fractura, ya sea por su disponibilidad, normatividad o problemas sociales.
- La sección de interés donde se realizaron los estudios para el fracturamiento en Campo McCully, Merrimelia-62 y Cerro Gordo-3; presentan características similares, tales como profundidad (4089-7325 pies), temperatura (120-180°F), porosidad (0.03-0.13) y permeabilidad (5×10^{-6} -1.8mD).
- La longitud de fractura simulada para el caso del fluido Hybor H 40 es menor que la realizada con el gel lineal; sin embargo, el factor adimensional vinculado al fluido Hybor exhibe un valor de 1.24, evidenciando un mejor transporte de apuntalante frente al caso simulado con agua (FD:0.198).
- Existe concordancia entre la geometría de la fractura calcula tanto por GLP y agua con la profundidad de la formación, ya que se espera una geometría alargada en altura y de baja longitud, debido a que se encuentra en una zona relativamente somera, donde el estrés de sobrecarga es mucho menor que el estrés horizontal mínimo.
- Los costos de inversión para el caso 1 (951803.096 USD) son mayores a las del caso 2 (664,178.63 USD), esto se debe principalmente a que los materiales tienen un costo más elevado, exhibiendo para el caso 1 un valor de 588,734.48 USD con respecto al caso 2, donde se calculan 281,750.01 USD; debido a su composición y su complejidad de adquisición.
- La operación del fracturamiento no es rentable para ninguno de los dos casos, ya que los ingresos obtenidos debido a la producción no son los suficientemente altos para satisfacer la inversión inicial. Esto se puede demostrar por los valores generados mediante los indicadores de VPN y TIR, donde el VPN para el caso 1 es de - 719,895.36 USD y para el caso 2 es de 640,028.53 USD, mientras que las TIR es de -0.34 y -0.6 respectivamente.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar pruebas de esfuerzos triaxial a núcleos existentes de la formación la Luna, con el fin de determinar un adecuado modelo geomecánico.
- Se propone el desarrollo del análisis reológico de un fluido base GLP, para determinar los exponentes n' y k , empleados para determinar el comportamiento del fluido a diferentes tasas de corte.
- Se sugiere recopilar información de las muestras de zanja recogidas, para determinar existencia de breakouts, que permitan identificar la dirección de máximo y mínimo esfuerzo horizontal, dando lugar posteriormente a un modelo MEM.
- Es recomendable analizar teóricamente la eficiencia, geometría y factor de conductividad adimensional de una fractura, mediante la simulación de un proceso con fracturamiento ácido.
- Establecer los costos reales asociados a la operación de fracturamiento con GLP, en la cuenca del Catatumbo, mediante una mejor calibración del modelo geológico y valoración de costos asociados a equipos, transporte y nómina.
- Realizar un modelamiento del bloque Carbonera con fin de establecer la conectividad hidráulica de zonas naturalmente fracturadas, y proponer una campaña de exploración que permita un incremento en reservas probadas.
- Realizar pruebas de núcleos para determinar curvas de permeabilidad relativas y saturaciones de fluidos en la zona de influencia del Pozo Cerro Gordo-3.

BIBLIOGRAFIA

ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA NACIONAL. Servicio de plataforma pública nacional [en línea], 14 de junio de 2018. Disponible en internet: <http://www.std.gov.cn/hb/hbQuery?initnode=SJElectronicsartculos%20>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "¿Qué es la contaminación de fuente no puntual?" [en línea], 23 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/nps/basic-information-about-nonpoint-source-nps-pollution>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Ley de Respuesta, Compensación y Responsabilidad Ambiental Integral (CERCLA)" [en línea], 17 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/agriculture>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Requisitos e historial de la Ley de Aire Limpio" [en línea], 15 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/clean-air-act-overview>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Resumen de la Ley de Aire Limpio" [en línea], 2 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/laws-regulations/summary-clean-air-act>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Resumen de la Ley de Aire Limpio" [en línea], 2 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/laws-regulations/summary-clean-air-act>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. "Superfund Glossary, N" [en línea], 25 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://www.epa.gov/superfund/programs/reforms/glossary.h>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geovisor [en línea], 18 de octubre de 2018. Disponible en internet: <https://geovisor.anh.gov.co/>.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano. Octava edición. p 395. Modificado por los autores.

BARÓN, Mauricio; PEREZ, José. SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO RÍO ZULIA. Bogotá DC, 2012, p.39. Trabajo de Grado. Fundación Universidad De América, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos.

BERRY SMITH, Michael y MONTGOMERY, Carl T. Hydraulic Fracturing. Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering. Taylor & Francis Group, 2015. p. 75.

BJ SERVICES COMPANY S.A. Manual de fractura hidráulica. Centro de capacitación. Noviembre, 1986. Mendoza, Argentina.

BUDENNY, Semen. An Enhanced Pseudo-3D Model of Hydraulic Fracture in Multi-Layered Formation. [1]:San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. 16.

CATIBLANCO, Sebastián y MEDINA, Camila. EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA PARA LA VIABILIDAD DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS ENERGIZADOS EN LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO. 2015. p. 84.

COLOMBIA, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS . Acuerdo 3. (26, Marzo, 2014), Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplica.

COLOMBIA, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS . Acuerdo 4. (04, Mayo, 2012), Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de .

COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE . Resolución 421. (20, Marzo, 2014), Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidroca.

COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y DE ENERGÍA . Resolución 180742. (16, Mayo, 2012), Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. En: Diario Oficial. Diciembre, 2012. Nro.

COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y DE ENERGÍA . Resolución 90341. (27, Marzo, 2014), Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. En: Diario Oficial.

COLOMBIA, PODER PÚBLICO - RAMA LEGISLATIVA . Ley 1715. (13, Mayo, 2014), Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. En: Diario Oficial. Mayo, 2014. Nro. 49150. p. 1.

COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA CATATUMBO. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. P. 39.

DACONTE, R. (2013). Geología de la plancha 66 Miraflores. Escala 1:100.000. Bogotá: INGEOMINAS.

DOCPLAYER. Hidratos de Gas, potencial energético estratégico para el desarrollo integral. [en línea], 26 de Octubre de 2018. Disponible en internet: <https://docplayer.es/44014783-Hidratos-de-gas-potencial-energetico-estrategico-para-el-desarrollo-integral>.

DUARTE, Stephania; GAITAN, Nicolas. VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) POSTERIOR AL PROCESO DE RECOBRO MEJORADO POR LA INYECCIÓN SELECTIVA DE AGUA EN EL CAMPO TIBÚ. Bogotá DC, 2012, p.35. Trabajo.

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 383.

ECONOMIPEDIA. "Tasa interna de Retorno" [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>.

ECORP STIMULATION TECHNOLOGIES "Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale" [En línea]. 15 abril de 2018. Disponible en: <http://www.ecorpstim.com/es/technology/technical-papers>.

EIA. "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America" [En línea] https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_South_America_Columbia_Venezuela_2013.pdf. P.8

F. Jin, Z. Shunyuan, L. Bingshan, y C. Chen. Green Fracturing Technology of Shale Gas: LPG Waterless Fracturing Technology and its Feasibility in China. 2017. p. 4.

FUQUEN, J. (2010). Geología de la plancha 98 Durania. Escala 1:100.000. Bogotá: INGEOMINAS.

GANDOSSO, Luca y VON ESTOROFF, Ulrik. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. 2015. p. 9. (s.f.). González, H., Salinas, R., Arenas, A., Ayala, L., Cárdenas, J., Cifuentes, P., Muñoz, C., Paniagua, F., Pulido, W., Restrepo, J., Rodríguez, S., Vergara, V. & Zuluaga, S. 2015. Mapa geológico de la plancha 78 Puerto Santander. Escala 1:100 000. Servicio G.

GONZÁLEZ, H., Salinas, R., Arenas, A., Ayala, L., Cardenas, J., Muñoz, C., Paniagua, F., Pulido, W., Restrepo, J., Rodriguez, S., Vergara, V. & Zuluaga, S.

GONZÁLEZ, H., Salinas, R., Arenas, A., Ayala, L., Cardenas, J., Muñoz, C., Paniagua, F., Pulido, W., Restrepo, J., Rodríguez, S., Vergara, V. & Zuluaga S.

GU, M. y K. K. Mohanty "Effect of foam quality on effectiveness of hydraulic fracturing in shales." *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2014. p. 273–285.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO DE INFORMACION LEGAL. Operaciones subsecuentes del pozo (43 CFR 3162.3-2) [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/43/3162.3-2>.

JACOME, Marco Adrián y Muñoz, David Fernando. Diseño de Fracturamiento Hidráulico para la Optimización de la Producción en el Pozo FICT-2D. 2016. p.35.

JIMENEZ, Juan; MEDINA, Daniel. EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE LA ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SARDINATA. Bogotá DC, 2014, p.40. Trabajo de Grado. Fundación Universidad De América, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería de Petróleos.

LA COMUNIDAD PETROLERA “Simulación de fracturamiento hidráulico ” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2017/07/simulacion-fracturamiento-hidraulico.html>).

LEBLANC, D. P., MARTEL, T., GRAVES, D. G., TUDOR, E., & LESTZ, R. APPLICATION OF PROPANE (LPG) BASED HYDRAULIC FRACTURING IN THE MCCULLY GAS FIELD, NEW BRUNSWICK, CANADA. 2011. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/144093-MS.

LPG EXCEPCIONAL ENERGY 2015 “¿Qué es GLP?: Composición del GLP” {En línea}. {15 abril de 2018} disponible en (www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/10/WLPGA-EE-PDF-ES.V1.pdf).

MA, Y. Zee and HOLDITCH, Stephen A. Preface. En: MA, Y. Zee and HOLDITCH, Stephen A. eds. *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook*. Boston: Gulf Professional Publishing, 2016. p.476.

MEARNS, Euan., What is the real cost of shale gas?. [En línea] disponible en <http://euanmearns.com/what-is-the-real-cost-of-shale-gas/>.

MINISTERIO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DE INDIA. Políticas y Pautas [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://petroleum.nic.in/exploration-production/policies-and-guidelines>.

MINISTERIO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DE INDIA. Políticas y Pautas [en línea], 18 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://petroleum.nic.in/exploration-production/policies-and-guidelines>.

NIERODE, D. E. and KRUK, K. F. An Evaluation of Acid Fluid Loss Additives Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity. [1]: Las Vegas, Nevada: Society of Petroleum Engineers, 1973. p. 5.

NFPA 58, Código del gas licuado de petróleo - Edición 2004.

NITESH Kumar, Saunil Rajput, and K. G. Gautham. Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India. 2017. P. 4.

NOTESTEIN, F., Hubman, C., and Bowler, J. 1944. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. Bulletin of the Geological Society of America, 55(10): 1165-1216.

OCHOA, A., Oviedo, J., Rios, P., Garcia, G, Lozano, L & Martinez, E. 2016. Mapa geológico de la plancha 87 Sardinata. Escala 1:100 000. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá.

PARIS, de Ferrer. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A., 2009.

PARLIAMENT OF WESTERN AUSTRALIA. " Parliamentary inquiry into the implications for Western Australia of hydraulic fracturing for unconventional gas " [en línea], 25 de julio de 2018. Disponible en internet: <http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commi>.

PEDRAZA, P., & Ramírez, Y. (2011). Catatumbo Basin Vol. 5 (p. 135). Medellín, Colombia: ANH-University EAFIT. Department of Geology.

PORTAL PETROLEO. "Simulación de fracturamiento hidráulico". [En línea] <http://www.portaldelpetroleo.com/2015/01/simulacion-de-fracturamiento-hidraulico.html>.

PULIDO, O., et al .Relaciones estratigráficas ente el Jurásico y el Cretáceo de la Cordillera de Los Cobardes. Geología Colombiana. 1986. Vol. 15, .p 58.

REGISTRO FEDERAL. "Oil and Gas; Hydraulic Fracturing on Federal and Indian Lands; Rescission of a 2015 Rule" (80 FR 16128 del 2015) [en línea], 17 de julio de

2018. Disponible en internet:
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/07/25/2017-15696/o>.

REGULADOR DE ENERGÍA DE ALBERTA. “Fracturamiento Hidráulico” [en línea], 18 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://www.aer.ca/providing-information/by-topic/hydraulic-fracturing>. Editado por los autores.

ROYERO, J. Geología y geoquímica de la plancha 111 Toledo- Norte de Santander, escala 1:100.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS. p, 14.

SERVICIO DE INVESTIGACIÓN DEL CONGRESO. “Ley de Aire Limpio: Un resumen de su Ley y sus requisitos mayores” [en línea], 20 de junio de 2018. Disponible en internet: <https://www.epa.gov/clean-air-act-overview>. Editado por los Autores.

SERVICIO DE PESCA Y VIDA SILVESTRE DE LOS EE.UU. “Recopilación de leyes de recursos federales de interés para el Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los EE.UU. (Ley Federal de la Contaminación del Agua)” [en línea], 2 de julio de 2018. Disponible en int.

SHANLEY, K.W., CLUFF, R.M. AND ROBINSON, J.W., 2004— Factors controlling prolific gas production from low permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. AAPG Bulletin, 88 (8), 1,083–121.

SPANISH PEOPLE. El nuevo Ministerio de Ecología y Medio Ambiente de China combate con firmeza la contaminación [en línea], 10 de Julio de 2018. Disponible en internet: <http://spanish.people.com.cn/n3/2018/0425/c31614-9453534.html>.

TUDOR, Eric H, NEVISON Grant W y ALLEN, Sean. Case Study of a Novel Hydraulic Fracturing Method that Maximizes Effective Hydraulic Fracture Length. 2009. P. 3.

VALKÓ, Peter., Economides, Michael J.,. Hydraulic fracture mechanics. Chichester: Wiley, 1995.

VASQUEZ, H. La historia del petróleo en Colombia. Revista Universidad Eafit. Vol. 30 Núm. 93 (1994). p. 99.

VERDE, Alexander. Desarrollo de un simulador pseudo-tridimensional (p3d) de fracturamiento hidráulico en pozos. Trabajo de grado Magíster Scientarium en Ingeniería Mecánica. Maracaibo: Universidad de Zulia. Facultad de Ingeniería. División de estudios par.

WATTLE PETROLEUM COMPANY, Reporte de producción..

- WEATHERFORD. Cotización fracturamiento hidráulico. Marzo de 2015. (s.f.).
- Y. Fei, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai. Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia. 2016. P. 420.
- YUREWICKS, D.A., D.M. Advocate, H.B. Lo, and E.A. Hernandez, 1998, Source Rocks and Oil Families, Southwest Maracaibo Basin (Maracaibo Basin, Catatumbo Subbasin), Colombia: AAPG Bulletin, v. 82, n. 7, p. 1329-1352. pag 1333.
- ZAPPA, Luis. GEOLOGÍA, GEOFISICA Y GEOQUIMICA DE LA CUENCA CATATUMBO. Bucaramanga, 2009, p.52. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Fisico-Química, Escuela de Geología.
- ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.p .27.

ANEXOS

**ANEXO A.
AVISOS, ANUNCIOS Y LEYES QUE FIJAN EL DESARROLLO DEL GAS
SHALE EN CHINA**

| NORMA | FECHA | ENTIDAD |
|---|--------------|----------------|
| Anuncio No. 8 de 2018 | 06/06/2018 | NEA |
| Reducción del impuesto a los recursos de gas de esquisto en un 30% | 04/04/2018 | MOF |
| Procedimientos para la exploración de Gas Shale y Tight gas , Tight Oil | 05/12/2016 | SAC |
| Carta del Secretario General de la Administración Nacional de Energía sobre el acuerdo para ajustar algunos miembros del Comité Técnico de Normalización de Gas de Esquisto de la Industria de Energía | 02/11/2016 | NEA |
| Plan de la Administración Nacional de Energía para el desarrollo del desarrollo de gas de esquisto(2016-2020) | 14/09/2016 | NEA |
| "Regulaciones de la Reserva Nacional de Petróleo (Borrador para comentarios)" para consulta pública | 31/05/2016 | NEA |
| Aviso del Plan de Acción de Exploración y Desarrollo de CBM | 03/02/2015 | NEA |
| Ley de protección ambiental | 25/04/2014 | NPC |
| Anuncio del Ministerio de Tierras y Recursos sobre la publicación de las normas industriales recomendadas para las Especificaciones Técnicas para el Cálculo y Evaluación de los Recursos / Reservas de Gas de Esquisto | 17/04/2014 | MLR |
| Política de Industria de Gas de Esquisto | 22/10/2013 | NEA |
| Aviso sobre la introducción de una política de subsidios para el desarrollo y la utilización de gas de esquisto | 01/11/2012 | NEA-MOF |
| Aviso del Ministerio de Tierras y Recursos sobre el Fortalecimiento de la Exploración, Supervisión y Gestión de los Recursos de Gas de Esquisto | 26/10/2012 | MLR |
| Aviso sobre la política de subsidios financieros para el desarrollo y la utilización de gas de esquisto | 01/01/2012 | CNRD |
| Anunció 108 estándares de la industria del petróleo y el gas | 16/08/2011 | NEA |
| Supervisión y Gestión de la Exploración y Producción de Recursos Minerales | 28/10/2009 | MLR |
| Ley de Recursos Minerales de la República Popular de China | 29/08/1996 | NPC |

Autores. ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Anuncio No. 8 de 2018 [en línea], 02 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.nea.gov.cn/2017-01/24/c_136009629.htm., ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGIA. Carta del Secretario General de la Administración Nacional de Energía sobre el acuerdo para ajustar algunos miembros del Comité Técnico de Normalización de Gas de Esquisto de la Industria de Energía [en línea], 02 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.gov.cn/xinwen/2016-11/08/content_5130130.htm., ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Plan de la Administración Nacional de Energía para el desarrollo del desarrollo de gas de esquisto (2016-2020) [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201609/t20160930_2306.htm., ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. "Regulaciones de la Reserva Nacional de Petróleo (Borrador para comentarios)" para consulta pública [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.nea.gov.cn/2016-05/31/c_135402100.htm., ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Aviso del Plan de Acción de Exploración y Desarrollo de CBM [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://zfxgk.nea.gov.cn/auto85/201502/t20150216_1890.htm., MINISTERIO DE TIERRAS Y RECURSOS. Anuncio del Ministerio de Tierras y Recursos sobre la publicación de las normas industriales recomendadas para las Especificaciones Técnicas para el Cálculo y Evaluación de los Recursos / Reservas de Gas de Esquisto [en línea], 04 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.mlr.gov.cn/zwgk/zytz/201404/t20140421_1313335.htm., ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Política de Industria de Gas de Esquisto [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.gov.cn/zwgk/2013-10/30/content_2517985.htm., MINISTERIO DE FINANZAS ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ENERGIA. Aviso sobre la introducción de una política de subsidios para el desarrollo y la utilización de gas de esquisto [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.mof.gov.cn/gp/xxgkml/jjss/201211/t20121125_2499658.html., MINISTERIO DE TIERRAS Y RECURSOS. Aviso sobre la introducción de una política de subsidios para el desarrollo y la utilización de gas de esquisto [en línea], 06 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.mlr.gov.cn/zwgk/zytz/201211/t20121122_1158928.htm., CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA. Anuncio 108 "estándares de la industria del petróleo y el gas" [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.nea.gov.cn/2011-08/16/c_131052171.htm., MINISTERIO DE DESARROLLO Y REFORMA Aviso sobre la política de subsidios financieros para el desarrollo y la utilización de gas de esquisto [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: <http://zfs.mep.gov.cn/hjjj/gjfbdjzcx/hjczzc/201507/P020150707529629819328.pdf>., ASAMBLEA POPULAR NACIONAL. Ley de protección ambiental [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.npc.gov.cn/huiyi/lfzt/hjbhfxzaca/2014-04/25/content_1861320.htm., ASAMBLEA POPULAR NACIONAL. Ley de Recursos Minerales de la República Popular de China [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://www.mlr.gov.cn/zwgk/flfg/kczyflfg/200406/t20040625_292.htm., Ministerio de Tierras y Recursos. Supervisión y Gestión de la Exploración y Producción de Recursos Minerales [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: http://f.mlr.gov.cn/201707/t20170711_1524938.html., PLATAFORMA NACIONAL DE SERVICIO PÚBLICO PARA INFORMACIÓN ESTÁNDAR. "Procedimientos para la exploración de gas shale y tight gas , tight oil" [en línea], 03 de junio de 2018. Disponible en internet: <http://www.std.gov.cn/hb/search/stdHBDetailed?id=5DDA8BA31AA318DDEE05397BE0A0A95A7>

**ANEXO B.
LEYES DE CARÁCTER AMBIENTAL (INDIA)**

| Normas | Fecha de publicación | Link de consulta |
|---|-----------------------------|---|
| Ley de protección de la vida salvaje | 09/09/1972 | http://nbaindia.org/uploaded/Biodiversityindia/Legal/15.%20Wildlife%20(Protection)%20Act,%201972.pdf |
| Ley de conservación forestal | 25/10/1980 | http://envfor.nic.in/legis/forest/forest2.html |
| Ley de protección del Medio Ambiente | 23/05/1986 | http://www.moef.nic.in/sites/default/files/protect_act_1986.pdf |
| Reglas para la gestión de residuos peligrosos y otros | 04/04/2016 | http://iwma.in/HWM%20Rules.pdf |
| Ley de prevención y control de contaminación del agua | 1974 | http://www.indiawaterportal.org/sites/indiawaterportal.org/files/e7402_1.pdf |
| Ley de prevención y control de contaminación del aire | 29/03/1981 | http://www.envfor.nic.in/legis/air/air1.html |

**ANEXO C.
MATRIZ DE ANTECEDENTES**

| # | TIPO DE DOCUMENTO | NOMBRE | AUTOR | DESCRIPCIÓN | Categorización | | |
|---|-------------------|---|---|--|----------------|---|---|
| | | | | | 1 | 2 | 3 |
| 1 | Presentación | Estimulación con la tecnología eCORP, LLC (ecorpStim), Propano Puro (PPS) y Propano No Inflamable(NFP), Estimulación en Roca Shale (eCORP Stimulation Technologies, LLC (ecorpStim), Pure Propane (PPS) and Non-Flammable Propane (NFP) Stimulation of Shale) | John Francis Thrash, CEO Presentación: eCORP Stimulation Technologies 2014 | En esta presentación se explica en que consiste el fluido base Propano licuado, generado por la compañía ecorpStim, donde se profundiza sus características, su funcionamiento, sus ventajas, los costos que este representa y parte de su composición. | x | x | |
| 2 | Artículo | Fracturamiento Mediante la Tecnología <i>WaterLess</i> “Haciendo de Tu Yacimiento el Mejor” (WaterLess Fracturing Technology “Making the Most of Your Reservoir”) | Robert Lestz - GasFrac Chief Technology Officer -Calgary SPE Chapter - Back to Basics Special Interest Group – Luncheon GasFrac Energy Services INC 2012 | En este documento se expone las características principales de la tecnología del fracturamiento con gas licuado de petróleo (GLP). Además explica las ventajas y las diferencias del fracturamiento con GLP respecto al fracturamiento hidráulico (base agua) | x | x | |

| | | | | | | | |
|---|-------|--|--|---|---|---|---|
| 3 | Paper | <p>Aplicación del Fracturamiento Hidraulico, utilizando como fluido base Propano (GLP) en el campo de gas McCully, New Brunswick, Canada.</p> <p>(Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing In The McCully Gas Field, New Brunswick, Canada)</p> | <p>Don LeBlanc, Eastex Petroleum Consultants Inc, Tom Martel, SPE, Dave Graves, SPE, Corridor Resources Inc; Eric Tudor, SPE, Robert Lestz, SPE, GASFRAC Energy Services Inc . SPE 144093 2011</p> | <p>En este paper se evidencian las características para el uso de la tecnología de fracturamiento con GLP, creada por la empresa Gasfrac y posteriormente utilizada en el campo de gas McCully ubicado en NewBrunswick. Además expresa las bondades de este tipo de fluido de fracturamiento frente al agua</p> | X | x | x |
| 4 | Paper | <p>Fracturamiento base GLP: una técnica de fracturamiento alternativa en los reservorios de shale</p> <p>(LPG-Based Fracturing: An Alternate Fracturing Technique in Shale Reservoirs)</p> | <p>Tanmay M. Soni Pandit Deendayal Petroleum University IADC/ SPE 170542-MS 2014</p> | <p>En el paper se demuestran los beneficios del fracturamiento hidráulico con GLP, comparándolo con el fracturamiento con fluido “convencional”.</p> | | X | |

| | | | | | | | |
|---|-------|--|--|--|---|---|---|
| 5 | Paper | Estudio un nuevo método de fracturamiento hidráulico que maximiza la longitud efectiva de la fractura hidráulica (Case Study of a Novel Hydraulic Fracturing Method that Maximizes Effective Hydraulic Fracture Length) | Eric H. Tudor, Grant W. Nevison, and Sean Allen, GASFRAC Energy Services LP, and Blaine Pike, Paramount Resources SPE 124480 2009 | En este paper se especifican las características y componentes del fluido (por medio de una comparación con el fluido base agua). De esta manera se analiza el motivo por el cual se genera una fractura de mayor longitud. | x | X | |
| 6 | Paper | Tecnología de fracturación verde del gas de esquisto: la tecnología de fracturación sin agua de GLP y su viabilidad en China (Green Fracturing Technology of Shale Gas: LPG Waterless Fracturing Technology and its Feasibility in China) | F. Jin, Z. Shunyuan, L. Bingshan, and C. Chen, CNPC Drilling Research Institute; M. Kedi, China University of Petroleum SPE-185500-MS 2017 | En el paper se analiza la formación a fracturar, para identificar si es recomendable utilizar el fluido GLP como fluido de fractura, teniendo en cuenta el tipo de formación y lo beneficios ambientales y económicos que presenta el uso de esta tecnología. | | X | |
| 7 | Paper | Fracturamiento con propano: un enfoque sin agua, consideraciones de seguridad y sus perspectivas en la India (Propane Fracturing: A Waterless Approach, Safety Considerations and Its Prospects in India) | Nitesh Kumar, Saunil Rajput, and K. G. Gautham, Indian Institute of Technology ISM SPE-185441-MS 2017 | Este documento trata de varios aspectos con propano, tales como; aspectos de seguridad durante la aplicación de esta tecnología en el campo y los beneficios que traería a India, ya que está intentando reactivar la producción de petróleo y gas debido a que tiene un gran porcentaje de reservas sin explotar. | x | X | x |

| | | | | | | | |
|---|-------|--|---|---|---|---|---|
| 8 | Paper | <p>Simulación de fracturamiento hidráulico con fluido a base de propano utilizando un modelo de propagación de fractura acoplado con simulación de flujo multifase en la cuenca de Cooper, Australia del Sur.</p> <p>(Simulation of hydraulic fracturing with propane-based fluid using a fracture propagation model coupled with multiphase flow simulation in the Cooper Basin, South Australia)</p> | <p>Y. Fei, M.E. Gonzalez Perdomo, V.Q. Nguyen, Z.Y. Lei, K. Pokalai, S. Sarkar and M. Haghghi Australian School of Petroleum The University of Adelaide 2016</p> | <p>En el documento se realiza un análisis respecto a la aplicabilidad del fracturamiento hidráulico en una formación de la cuenca Cooper, donde se selecciona un fluido similar al GLP para posteriormente ejecutar una comparación (de tasas de producción) respecto a otros fracturamientos ya hechos con anterioridad en la formación.</p> | X | X | X |
|---|-------|--|---|---|---|---|---|

**ANEXO D.
COMPOSICION FLUIDO DE FRACTURAMIENTO BASE GLP**

Hydraulic Fracturing Fluid Composition:

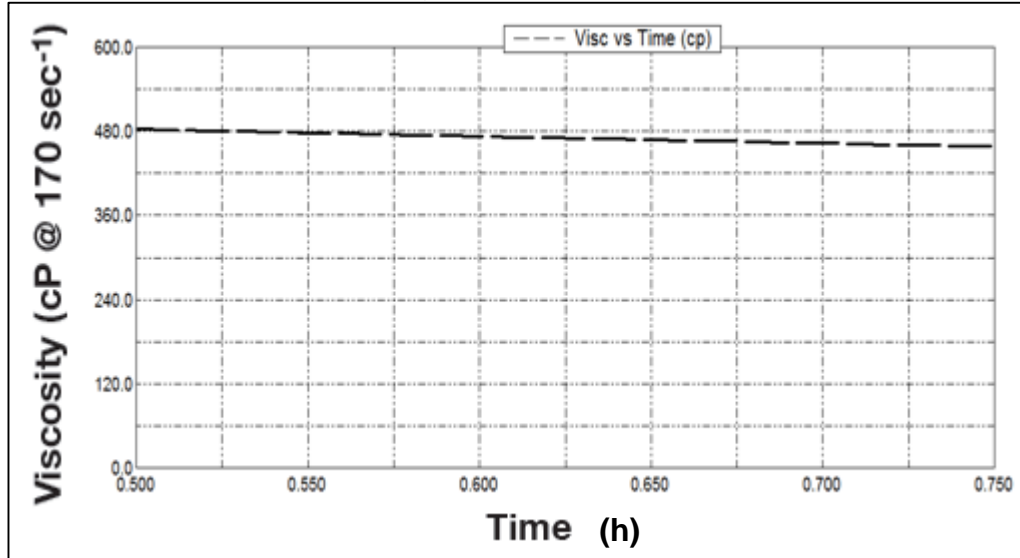
| Trade Name | Supplier | Purpose | Ingredients | Chemical Abstract Service Number (CAS #) | Maximum Ingredient Concentration in Additive (% by mass)** | Maximum Ingredient Concentration in HF Fluid (% by mass)** |
|------------------|------------------------------|----------------|--|--|--|--|
| Butane | Synergy Liquid LLC | Base Fluid | iso-Butane | 75-28-5 | 67.00000 | 32.74784 |
| | | | n-Butane | 106-97-8 | 36.00000 | 17.59585 |
| | | | Propane | 74-98-6 | 5.00000 | 2.44387 |
| | | | iso-Pentane | 78-78-4 | 2.00000 | 0.97755 |
| | | | n-Pentane | 109-66-0 | 2.00000 | 0.97755 |
| Ottawa 20/40 | Unimin Corporation | Sand, Uncoated | Quartz (SiO2) (Crystalline Silica) | 14803-60-7 | 99.90000 | 16.73875 |
| TX-140 | SynOil Inc. | Base Fluid | Hydrotreated light petroleum distillate | 54742-47-3 | 100.00000 | 13.44019 |
| | | | Distillates (Petroleum), Hydrotreated heavy | 54742-54-7 | 100.00000 | 5.10529 |
| TX-350 | SynOil Inc. | Base Fluid | Distillates (Petroleum), Hydrotreated heavy | 54742-55-3 | 100.00000 | 5.10529 |
| | | | Distillates (Petroleum), Chemically neutralized middle | 54742-30-9 | 100.00000 | 9.04311 |
| TX-165 | SynOil Inc. | Base Fluid | Distillates (Petroleum), Chemically neutralized middle | 54742-30-9 | 100.00000 | 9.04311 |
| | | | Crystalline silica, quartz | 14808-60-7 | 100.00000 | 6.13909 |
| Activator XL-4ED | GasFrac Energy Services Inc. | Activator | Ferric Sulfate | 10028-22-5 | 40.00000 | 0.33829 |
| | | | Non-hazardous | Trade Secret | 15.00000 | 0.12686 |
| | | | sopropandamine | 73-36-6 | 15.00000 | 0.12686 |
| | | | Ammonium Citrate | 3012-65-5 | 15.00000 | 0.12686 |
| | | | Ferric Ammonium Citrate | 1185-57-5 | 5.00000 | 0.04229 |
| CE LLP-10 | GasFrac Energy Services Inc. | Gelling Agent | Mixed alkyl phosphate ester | Proprietary | 95.00000 | 0.53839 |
| | | | Phosphoric acid | 7664-38-2 | 5.00000 | 0.02834 |
| BRKLP-11 | GasFrac Energy Services Inc. | Breaker | Petroleum Distillates, straight-run middle | 54741-44-2 | 100.00000 | 0.27708 |
| | | | Magnesium Oxide | 1309-48-4 | 40.00000 | 0.11083 |

**ANEXO E.
RIEGOS Y SOLUCIONES DE LA OPERACIÓN CON GLP (EN SUPERFICIE)**

| Risk scenarios | PREVENTIVE MEASURES |
|--|--|
| Leakage in tankers | <ul style="list-style-type: none"> • Tanker design can be modified to prevent leakage • Automated individual sprinklers can be installed in tanks. • Propane detection equipment near to tankers • Use of Thermal cameras for detection of leakage (vapor cloud) or any fire ignition. |
| Leakage in medium pressure lines(area 1) | <ul style="list-style-type: none"> • Reinforcements of casing in the flowlines • Reducing the flow rate • Continuous flaring for maintaining the pressure inside the flowlines • Thermal camera for remote monitoring • Additional Closed Circuit Cameras placed on Suction and Discharge sides of vessel |
| Leakage in high pressure lines(area 2) | <ul style="list-style-type: none"> • A casing of larger diameter surrounding the high-pressure lines can contain the leak. • Continuous flaring for maintaining the pressure inside the flowlines • Thermal camera for remote monitoring of High Pressure area • Additional Closed Circuit Cameras placed on Suction and Discharge sides |
| Leakage in flow backlines(area 3) | <ul style="list-style-type: none"> • Continuous flaring for maintaining the pressure inside the flowlines • Thermal camera for remote monitoring |

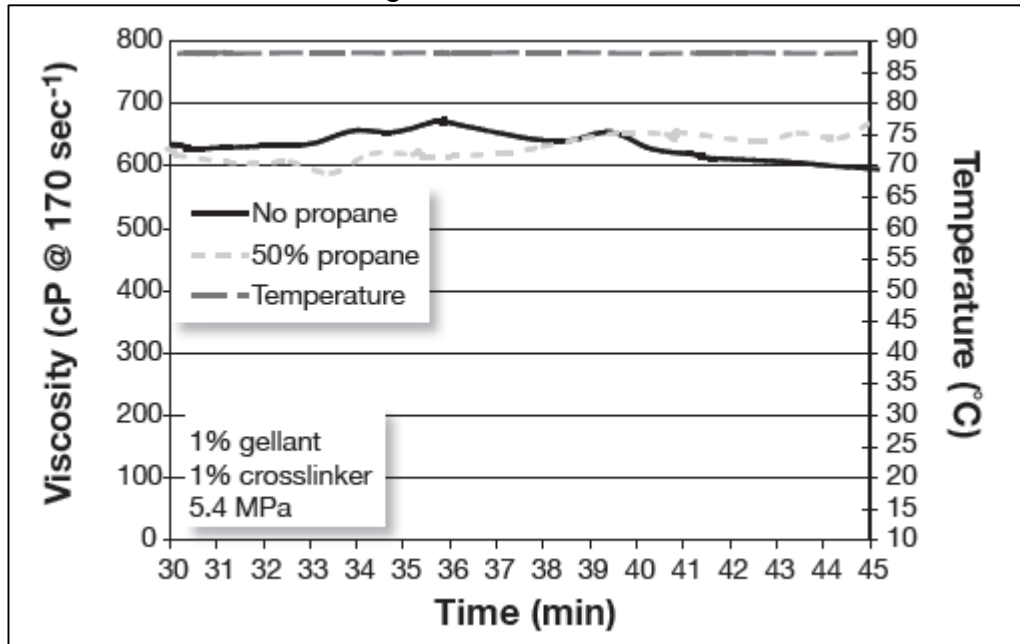
**ANEXO F.
COMPORTAMIENTO REOLOGICO HYBORH 40 Y GLP (GELIFICADO)**

Reologia fluido HyborH 40



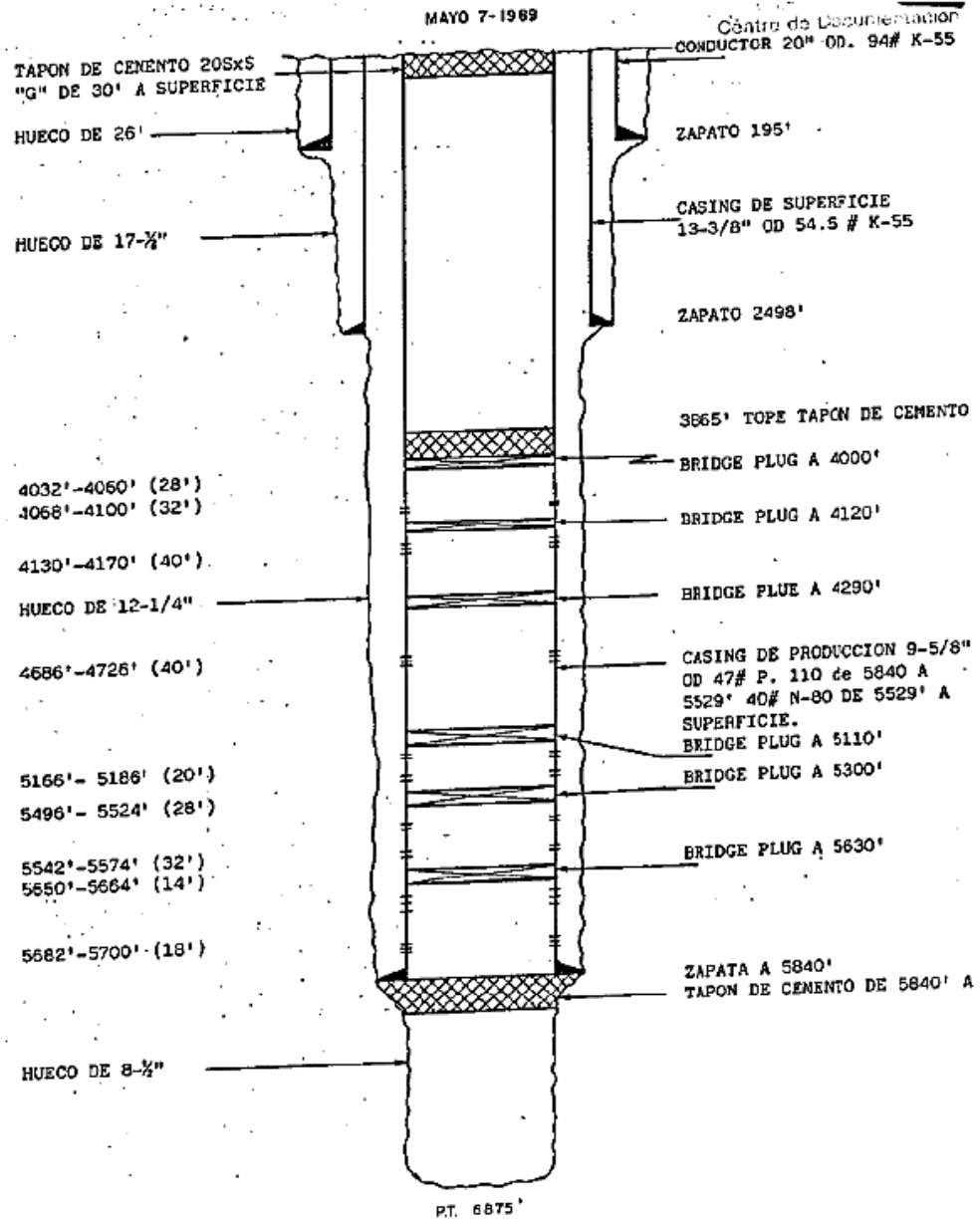
Fuente: Fracpro

Reología fluido GLP Gelificado



Fuente: PETSOC 07-12-03

**ANEXO G.
ESTADO MECANICO POZO CERRO GORDO-3**



Fuente: Wattle Petroleum Company

**ANEXO H.
PRUEBA DST 6- FORMACION LA LUNA**

| | |
|-----------------------|---|
| FORMACION | DST 6 LA LUNA |
| FECHA | V-4-89 |
| EMPAQUE SUPERIOR | 4009' |
| EMPAQUE INFERIOR | 4120' |
| INTERVALO PROBADO | 4032'-4060' 4068'-4100' |
| DURACION DE LA PRUEBA | 15 HRS. 18 MIN. |
| ESTRANGULADOR | 24/64" y 16/64" |
| DESCRIPCION DEL SOPLO | POZO DESCARGADO DESPUES DE LA ACIDIFICACION |
| FLUIDOS EN SUPERFICIE | GAS |
| PRESION EN SUPERFICIE | 50 PSI (16/64") |
| COLCHON DE AGUA | 35 BBLs (ACPM) |
| RECOBRO | GAS |
| ACEITE (BBLs) °API | |
| GAS | 53.000 PC/D |
| AGUA DE FORMACION | - |
| OBSERVACIONES | C1: 86,07 % C2: 9,47 % C3: 3,53% C4: 1,46 % C5-C7 Trazos CO2: 3,83 % |

Fuente: Servicio Geológico Colombiano