

**DISEÑO DE UNA MATRIZ TEORICA DE SELECCIÓN PARA OPERACIONES
DE PERFORACIÓN Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN EN
YACIMIENTOS DE ROCA GENERADORA EN LA CUENCA DEL VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA**

**LENIN DUVAN DUQUE BATISTA
ANDRÉS JULIÁN SOTO DEL CASTILLO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

**DISEÑO DE UNA MATRIZ TEORICA DE SELECCIÓN PARA OPERACIONES
DE PERFORACIÓN Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN EN
YACIMIENTOS DE ROCA GENERADORA EN LA CUENCA DEL VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA**

**LENIN DUVAN DUQUE BATISTA
ANDRÉS JULIÁN SOTO DEL CASTILLO**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
BENJAMÍN GARAVITO
Ingeniero de petróleos**

**Co-Director
ALEJANDRO CABEZAS
Ingeniero de petróleos**

**Orientadora
ADRIÁNGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ
Ingeniera de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

Nota de aceptación

ING. ANDRES FELIPE SUAREZ
JURADO 1

ING. ANGIE TATIANA ORTEGA
JURADO 2

ING. ADRIANGELA ROMERO CHIQUINQUIRA
JURADO 3

Bogotá D.C Febrero del 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

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 de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Las directivas de la 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

A mi madre, Ludy Batista, por apoyarme incondicionalmente en todas mis decisiones, por brindarme las herramientas necesarias, por motivarme a seguir adelante y quien con su experiencia de vida me enseñó a ser la persona que soy hoy en día.

A mi familia, por apoyarme y acompañarme durante cada etapa de mi vida y permitirme aprender de la vida a su lado.

A los profesores, quienes con su ayuda y educación me hicieron enamorar día a día de esta hermosa profesión.

A Andrés Soto por compartir y culminar este proyecto en feliz término.

A mis amigos y compañeros por compartir esta linda etapa de la vida, gracias por tan memorables experiencias.

A Liz Toro por el apoyo, paciencia y motivación para siempre seguir adelante y soñar en grande.

Finalmente con mucho cariño y eterno agradecimiento a todas esas personas que hicieron parte de este proyecto de vida.

LENIN DUVAN DUQUE BATISTA

DEDICATORIA

A mis padres, Ángela y Gilberto. Las personas que siempre me han apoyado en mis decisiones, velando por mi bienestar y el de mi hermano. Les agradezco infinitamente el apoyo incondicional, brindarme las herramientas necesarias y siempre instruir el camino hacia la persona que hoy soy.

A mi familia, por apoyarme siempre y motivarme a ser mejor cada día y salir adelante, con su experiencia me llenan de fortalezas en cualquier momento.

A mi hermano Samuel, por ser motor de motivación y una gran compañía en todo momento y ver la vida de manera desinteresada. Por tantas risas y apoyarme en todo.

A Dios y a los Ángeles, gracias por llenar el camino de luz y bienestar en cada momento a lo largo de este camino.

A mis amigos, quienes acompañaron este camino con experiencias memorables y buenos momentos en esta etapa de mi vida. En especial al colega Duvan Duque, por ser parte y llevar a feliz término este trabajo.

A Angélica Quimbayo por permanecer, por la paciencia y por ser fuerza de motivación. Por la compañía y hacer un mejor camino hacia mis logros.

Finalmente a todas las personas que hicieron parte de este proceso en mi carrera profesional, haciendo de mi vida un mejor viaje e incursionando en grandes aventuras y gratos momentos.

A todos ellos, eterno agradecimiento.

ANDRÉS JULIÁN SOTO EL CASTILLO

AGRADECIMIENTOS

A la **Familia** principalmente por brindarnos la oportunidad de estudiar una carrera profesional como la Ingeniería de Petróleos.

A la **Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet)**, por darnos la oportunidad de desarrollar un proyecto de grado en tiempos donde la industria presenta dificultades.

De manera especial al Ingeniero **Benjamín Garavito** de Acipet, quien asumió la directriz de nuestro trabajo de grado, por su asesoría y colaboración en la estructuración durante todo el tiempo de elaboración del proyecto.

A **Alejandro Cabezas**, ingeniero de petróleo en Acipet, por su revisión y asesoría técnica, siendo apoyo académico y vivencial durante la elaboración del proyecto.

Al ingeniero **William Flórez**, quien nos dio la oportunidad de llevar cabo nuestro trabajo de grado de la mano de Acipet.

A los ingenieros **Angie Ortega** y **Andrés Felipe Suárez**, por sus recomendaciones y correcciones que llevaron a feliz desarrollo nuestro trabajo de grado

A la Ingeniera **Adriángela Romero** de la Universidad América, por sus asesorías, revisión y guía durante todo el proyecto. De igual manera, por creer en nosotros como equipo de trabajo, en nuestros objetivos del trabajo de grado y brindando siempre el apoyo necesario.

Finalmente a la **Universidad de América**, por ser academia para nosotros en ingeniería de petróleo con todos los docentes que con su disposición y conocimiento instruyeron para el ejercicio de la misma. Por brindarnos las herramientas para culminar nuestra carrera satisfactoriamente y en la elaboración de nuestro trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	29
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	29
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	31
1.3.2 Estratigrafía	33
1.3.3 Geología Estructural	37
1.3.4 Geología del Petróleo	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	38
2. YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA	40
2.1 DEFINICIÓN	40
2.2 TIPOS DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA	41
2.2.1 Gas en Arenas Apretadas (Tight- Sandstone Gas)	41
2.2.2 Petróleo en Arenas Apretadas (Tight- Sandstone Oil)	42
2.2.3 Gas de Esquisto (Shale Gas)	42
2.2.4 Petróleo de Esquisto (Shale Oil)	43
2.2.5 Gas Metano asociado a mantos de carbón (CBM)	43
2.3 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA PRESENTES EN ESTADOS UNIDOS	44
2.4 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA PRESENTES EN ARGENTINA	46
2.5 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA PRESENTES EN COLOMBIA	47
3. ASPECTOS REGULATORIOS	49
3.1 INSTITUCIONES POLÍTICAS	49
3.1.1 ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos	49
3.1.1 Servicio Geológico Colombiano	49

3.1.2	Ministerio del Interior	49
3.1.3	ANLA Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	49
3.1.4	CAR Corporaciones Autónomas Regionales	49
3.1.5	Ministerio de Cultura	49
3.1.6	Ministerio de Trabajo	49
3.2	PROPIEDAD DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.	50
3.2.1	Artículo 332 constitución política de Colombia (1991)	50
3.3	EVOLUCIÓN DE LA REGLAMENTACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA EN COLOMBIA	51
3.4	RESOLUCIÓN 90341, MINMINAS	53
3.4.1	Definiciones según el ministerio en la Resolución 90341	53
3.4.2	Exploración y explotación de YRG según resolución 90341	53
3.4.3	Requerimientos estimulación hidráulica según resolución 90341	55
3.4.4	Suspensión actividades de estimulación hidráulica según Resolución 90341	56
3.4.5	Para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción según Resolución 90341	56
3.4.6	Inspecciones según Resolución 90341	57
4.	PERFORACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA	58
4.1	PERFORACIÓN DIRECCIONAL	58
4.1.1	Tipos de trayectorias dentro de la perforacion direccional	59
4.2	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	60
4.2.2	Brocas	60
4.2.3	Estabilizadores	63
4.2.4	Lastra barrenas (drill collars)	64
4.2.5	Tubería de perforación extra pesada	64
4.2.6	Motores de fondo	65
4.2.7	Power Drive	66
4.2.8	MWD (Measurements While Drilling).	66
4.2.9	LWD	67
4.2.10	PWD	68

4.2.11 Sistema Dirigible Rotatorio Geo-Pilot	68
4.2.12 Sarta de Perforación	69
4.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	74
4.4 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA COLOMBIA	75
4.4.1 Profundidad	76
4.4.2 Fluido de Perforación	76
4.4.3 BHA	77
4.4.4 Tipo de Casing	77
4.4.5 Tipo de Cemento	78
5. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	79
5.1 DEFINICIÓN	78
5.2 COMPONENTES	80
5.2.1 Fluidos Base Agua	81
5.2.2 Fluidos Base Aceite	81
5.2.3 Polímeros Viscosificantes	82
5.2.4 Aditivos	82
5.2.5 Geles lineales	85
5.2.6 Geles reticulados	85
5.2.7 Apuntalantes	85
5.3 TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	87
5.3.1 Fracturamiento Slick-Water	87
5.3.2 Fracturamiento Water-Frac	87
5.3.3 Fracturamiento Convencional	88
5.3.4 Fracturamiento Híbrido	88
5.4 DISEÑO DE FRACTURA	88
5.4.1 Longitud de la fractura	89
5.4.2 Orientación de la fractura	89
5.4.3 Presiones que actúan en las operaciones de fracturamiento	90
5.5 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN COLOMBIA	90
5.5.1 Perforación	90

5.5.2 Fracturamiento hidráulico	91
5.5.3 Parámetros para operaciones de fracturamiento en Colombia	92
6. EQUIPOS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LOS YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA	93
6.1 BROCAS	93
6.2 MOTOR DE FONDO	94
6.3 INFRAESTRUCTURA	95
6.3.1 Plataforma multi pozos (Multi Well- Pad Drilling)	95
7. MATRIZ DE SELECCIÓN	96
7.1 INFORMACIÓN BASE	96
7.2 DISEÑO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN TEORICA	97
7.2.1 Datos Generales	98
7.2.2 Datos de Propiedades	100
7.2.3 Sección Resultados	101
7.3 CORRIDA DE LA MATRIZ	107
7.3.1 Caso Base Fm. La Luna	107
7.3.2 Pozo CJPS.xp Formación Vaca Muerta	114
7.3.3 Pozo B14 Formación Eagle Ford	115
7.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	117
7.4.1 Análisis Pozo FUA_YRG_1 en la Cuenca VMM	117
7.4.2 Análisis Pozo CJPS.xp en la Cuenca de Neuquén	118
7.4.3 Análisis pozo B14 con objetivo Fm. Eagle Ford	119
8. TECNICAS DE INTERVENCION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN	121
8.1 TECNICAS DE INTERVENCIÓN	121
8.1.1 Tratamiento del agua de retorno (flowback).	122
8.2 PRUEBAS INICIALES	123
8.2.1 Una prueba de presión	123
9. CONCLUSIONES	127

10. RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	130

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparativa de recursos en América.	47
Tabla 2. Parámetros para el Fluido de Perforación	76
Tabla 3. Parámetros para la selección del BHA	77
Tabla 4. Parámetros para la selección del Casing	77
Tabla 5. Parámetros para la selección del fluido de Cementación	78
Tabla 6. Sustancias del Fracturamiento Hidráulico	84
Tabla 7. Parámetros para el Fracturamiento Hidráulico	92
Tabla 8. Datos de Entrada y de Salida de la Matriz	97
Tabla 9. Ejemplo Data de resultados	102
Tabla 10. Data base para el pozo FUA_YRG_1	108
Tabla 11. Datos iniciales Pozo B14 Fm. Eagle Ford	116
Tabla 12. Datos reales en la Fm. VM	119
Tabla 13. Datos reales pozo B14	120
Tabla 14. Tabla Resumen del fracturamiento del Pozo B14	120
Tabla 15. Pruebas de producción	124

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	30
Figura 2. Columna estratigráfica, Cuenca Valle Medio del Magdalena	32
Figura 3. Configuración porosa de los YRG	41
Figura 4. Sistema petrolífero de los yacimientos en roca generadora	44
Figura 5. Yacimientos en roca generadora en Estados Unidos	45
Figura 6. Ubicación de la Cuenca de Neuquén y la Formación Vaca Muerta.	46
Figura 7. Potencial de Hidrocarburos de YRG en Colombia	48
Figura 8. Línea de tiempo de la regulación de YRG en Colombia	51
Figura 9. Pozo con adaptación de la Resolución 90341	57
Figura 10. Broca Tricónica	60
Figura 11. Cojinete de rodillos	61
Figura 12. Cojinete de Muñon	61
Figura 13. Broca PDC	62
Figura 14. Broca de Diamante Natural	62
Figura 15. Broca TSP	63
Figura 16. Estabilizador de broca	63
Figura 17. Estabilizador de Sarta	64
Figura 18. Drill Collar	64
Figura 19. Tubería de Perforación Extra Pesada	65
Figura 20. Motor de fondo	65
Figura 21. MWD	67
Figura 22. LWD	67
Figura 23. PWD	68
Figura 24. Sistema Geo-Pilot	69
Figura 25. Sarta para incrementar el ángulo en formaciones suaves	70
Figura 26. Sarta para mantener el ángulo en formaciones suaves	71
Figura 27. Sarta para disminuir el ángulo en formaciones suaves	71
Figura 28. Sarta para aumentar el ángulo en formaciones medias	72
Figura 29. Sarta para mantener el ángulo en formaciones medias	73
Figura 30. Sarta para mantener el ángulo en formaciones duras	74
Figura 31. Componentes del fluido de fractura	81
Figura 32. Perforación de pozo horizontal en dirección al esfuerzo mínimo	88
Figura 33. Fractura perpendicular en la dirección del menor esfuerzo de la roca	89
Figura 34. Proceso de cañoneo	91
Figura 35. Seccionamiento de etapas de fracturamiento hidráulico.	91
Figura 36. Broca con problema de ripios en pozos horizontales	93
Figura 37. Comparativa entre una broca PDC convencional y una broca Spear PDC	94

Figura 38. Tipos de motores de fondo	95
Figura 39. Estado Mecánico para pozo Estratigráfico en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	96
Figura 40. Hoja de cálculo sección Datos Generales	98
Figura 41. Datos Generales en Lenguaje Visual Basic	99
Figura 42. Asignación de condicionales a los Controles ActiveX en Lenguaje Visual Basic	99
Figura 43. Hoja de Cálculo de la Data de Propiedades	100
Figura 44. Leguaje de programación de la sección de propiedades	101
Figura 45. Hoja de cálculo sección Resultados	102
Figura 46 Asignación e identificación de tipo de variable.	104
Figura 47. Búsqueda de parámetros y Generación de resultados	104
Figura 48. Programación Controlador Active X "Generar Resultados"	105
Figura 49 Hoja de Cálculo Fracturamiento Hidráulico.	105
Figura 50. Programación Fracturamiento Hidráulico	106
Figura 51. Hoja de Cálculo Pruebas Iniciales	106
Figura 52. Programación Pruebas Iniciales	107
Figura 53. Mensaje de Bienvenida a la Matriz YRG	108
Figura 54. Especificación Tipo de Yacimiento	108
Figura 55. Ingreso Satisfactorio de los Datos Generales Caso Base	109
Figura 56. Menú para el ingreso de datos de propiedades	109
Figura 57. Advertencia de Dato Faltante	110
Figura 58. Sección Propiedades Caso Base	111
Figura 59. Advertencia Posición del pozo Según Resolución 90341	111
Figura 60. Resultados para el Pozo FUA_YRG_1	112
Figura 61. Advertencia Fracturamiento Hidráulico	112
Figura 62. Datos Fracturamiento Pozo FUA_YRG_1	113
Figura 63. Datos Pruebas Iniciales Pozo FUA_YRG_1	113
Figura 64. Datos Generales Pozo CJPS.xp	114
Figura 65. Datos Propiedades Pozo CJPS.xp	115
Figura 66. Resultados Pozo CJPS.xp	115
Figura 67. Datos Generales Pozo B14	116
Figura 68. Datos Propiedades Pozo B14	116
Figura 69. Resultados Pozo B14	117
Figura 70. Resultados Fracturamiento Hidráulico Pozo B14.	117
Figura 71. Etapas de un yacimiento no convencional	121

GLOSARIO

AGLOMERADO: roca ígnea extrusiva de textura piroclástica, con tamaño de partícula mayor a 32 mm está compuesta por fragmentos de rocas lava solidificada o de otras rocas. Los aglomerados son considerados piroclásticos, debido a que surgen tras una erupción volcánica.

AMBIENTE CONTINENTAL: ambiente de depositación en donde la erosión es la principal influencia de los procesos geológicos. La plataforma continental, o el área en los márgenes de un continente que se extiende desde la línea de costa hasta una profundidad de 200 m [660 pies], donde comienza la pendiente continental

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: corresponde al área y condiciones físicas bajo las cuales se depositan los sedimentos, indica la fuente de los sedimentos; los procesos de depositación tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

AMBIENTE FLUVIAL: ambiente de depositación resultante de la acción de un río o de agua viva. Los depósitos fluviales tienden a exhibir una buena selección, especialmente si se comparan con los depósitos aluviales, debido al transporte relativamente regular positivo por los ríos.

AMBIENTE MARINO: relativo a los sedimentos o los ambientes depositacionales situados en los mares o en aguas oceánicas, entre la profundidad de la bajamar y el fondo. Los sedimentos provienen de los ambientes transicionales

AMBIENTE TRANSICIONAL: área geográfica que se encuentra localizada entre la zona continental terrestre y la zona marina. La fuerte intensidad de sedimentación da lugar a cambios continuos en la morfología y delimitación en la línea de costa, por lo que los ambientes sedimentarios que aparecen, son de gran complejidad y a veces de difícil separación

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

ARCILLA: una partícula mineral clástica que tiene un tamaño de grano inferior a 1/256 mm, de cualquier composición. El término también se usa en referencia a una amplia categoría de minerales de silicato hidratado en los que los tetraedros de sílice están dispuestos en láminas. Los minerales arcillosos son el producto típico de la intemperie de los minerales de feldespato y constituyen una parte importante de muchos suelos.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria posee una textura clástica con un tamaño de grano entre 0,063 a 2 mm. La arcillolita está compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENA: sedimento con tamaño de grano entre 0,063 a 2mm.

ARENISCA: roca sedimentaria posee una textura clástica con un tamaño de partícula <0.25mm. La arenisca está compuesta por granos de cuarzo en más del 50% y cantidades menores de feldespato, mica, olivino, rutilo, circón y magnetita.

BARRIL: unidad de medida de volumen común en el sector de los hidrocarburos. Un barril es equivalente a 42 galones EEUU y 158,987 litros y se abrevia BOPD.

BASAMENTO: corresponde a la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. El basamento normalmente lo conforman rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes.

CALIZA: roca sedimentaria conformada a base de carbonato de calcio (calcita), principalmente, y otros minerales como arcilla, cuarzo y hematita. Su origen proviene de aguas dulces o mares cálidos.

COILED TUBING: tubería larga y continúa enrollada en una bobina o carrete.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: diagrama que muestra la secuencia vertical de las unidades de roca presentes debajo de una ubicación dada con las más antiguas en la parte inferior y las más jóvenes en la parte superior.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria formada por clastos redondeados de tamaño > 4 mm, su composición mineralógica depende de la litología de la zona de alimentación de la cuenca sedimentaria, clima y relieve. Posee una textura clástica.

CRAQUEO TÉRMICO: rompimiento de estructuras moleculares mediante la aplicación de calor.

CROSS-OVER: conexión usada para conectar el motor la sarta de perforación. Opcionalmente, una válvula de descarga puede ser usada en lugar de la conexión crossover. Esta válvula de descarga permite que la sarta se llene de fluido desde el espacio anular mientras viaja por el hueco ya su vez le permite drenar cuando el fluido sale del pozo.

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia.

DESORCIÓN: lo contrario a la adsorción; la eliminación de materia desde un medio adsorbente, usualmente para recuperar material.

DISCOIDAL: hace referencia a la forma en círculo del cuerpo del cual se esté hablando.

DRIFT: hace referencia al diámetro interno mínimo de una tubería por la cual puede pasar una herramienta.

ESTRATIFICACIÓN: estructura en capas de rocas sedimentarias y otros tipos de rocas en las que las capas individuales se pueden reconocer y trazar lateralmente debido a que difieren en su composición, color, tamaño de grano, contenido de fósiles, orientación de grano u otra característica observable.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: estructura sedimentaria en la que una unidad de roca horizontal se compone de capas inclinadas. La arena depositada en el lado de sotavento de una duna de arena o la arena depositada en el lado de corriente descendente de una barra de desembocadura probablemente producirá una unidad de roca horizontal compuesta de capas inclinadas.

FACIES: las características de una unidad de roca o sedimento que reflejan su entorno de deposición y permiten distinguirla de la roca o sedimento depositado en un entorno adyacente. Una masa de roca que puede ser reconocida por su composición, estructura o contenido fósil y mapeada en base a esas características.

FALLA: interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de la falla, su movimiento se describe como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo.

FALLA DE CABALGAMIENTO: es un tipo de falla inversa, es decir una rotura en la corteza de la Tierra a través de la cual se ha producido un desplazamiento relativo, en el que las rocas de posición estratigráfica inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los estratos más recientes. Las fallas de cabalgamiento son el resultado de fuerzas de compresión.

FALLA INVERSA: es un tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del bloque alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del bloque bajo. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las

que la corteza terrestre se encuentra comprimida. Una falla de corrimiento, a veces denominada sobrecorrimiento si el desplazamiento es particularmente grande.

FORMACIÓN: unidad fundamental litoestratigráfica. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GAUGE: hace referencia al calibre del hueco con respecto al tamaño de la broca usada para la sección en perforación.

GEOSTEERING: consiste en ajustar la posición del pozo (inclinación y los ángulos de azimut).

GNEISS: roca metamórfica compuesta por cuarzo, feldespato y mica, el tamaño de partícula de estas rocas suele ser de medio a grueso. Posee una textura esquistosa.

GRABEN: es un bloque de falla situado en una posición relativamente baja, limitado por fallas directas opuestas. Los grábenes (término utilizado tanto en singular como en plural) se forman en zonas de rifting o de extensión, en las que las fallas directas constituyen el tipo más común de falla. Entre los grábenes se encuentran bloques situados en una posición relativamente alta denominados pilares tectónicos. Un hemigraben es un bloque deprimido, limitado por una falla directa solamente en uno de los lados.

KERÓGENO: materia orgánica sólida e insoluble producida de forma natural que se encuentra en las rocas generadoras y puede producir petróleo al calentarse. Kerógeno es la porción de materia orgánica natural que no es extraíble con solventes orgánicos. Los constituyentes orgánicos típicos del kerógeno son algas y material vegetal leñoso. El kerógeno se describe como Tipo I, Tipo II y Tipo III.

KEYSEAT: pequeños canales formados a lo largo del pozo, causados principalmente por cambios bruscos de dirección.

KICK OFF POINT: profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del hoyo durante la perforación direccional.

KNUCKLE JOINT: herramienta que permite flexionar un cuerpo rígido, permitiendo un direccionamiento.

LEAK OFF: magnitud de la presión ejercida por un fluido de perforación sobre una formación, término asociado normalmente con una prueba para determinar la fuerza de la roca, comúnmente llamada prueba de integridad de la presión o la prueba de leak off.

LIMO: sedimento transportado en suspensión por los ríos y por el viento, de granulometría muy fina, con partículas comprendidas entre 1/16 – 1/256 mm.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica, textura detrica, compuesta por sedimentos de tamaño de limo (0,004 a 0,063 mm), los minerales que la componen son óxido de cuarzo, principalmente, y otros como cuarzo y calcita.

LITOLOGÍA: es una rama de la geología que se encarga de estudiar las características de las rocas, la naturaleza macroscópica del contenido mineral su a granulometría, textura, tamaño de grano y su composición.

LUTITA: roca sedimentaria clástica, con textura pelítica, detritos clásticos. Se compone de sedimentos tamaño arcilla (menor a 0,004 mm) y minerales arcillosos, además de cuarzo, feldespato y micas.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento adicional de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria

NET PAY: espesor real de un yacimiento el cual es capaz de producir hidrocarburos, ya sean líquidos o gaseosos.

PETRÓLEO: mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo. Además existe un grado considerable de variación en lo que respecta al color, la gravedad, el olor, el contenido de azufre y la viscosidad en los petróleos provenientes de áreas diferentes.

PERMEABILIDAD: capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos.

PIRÓLISIS: transformación de un compuesto en otras sustancias por efecto del calor.

PLUG: objeto de un material denso que cumple la función de obstruir el paso de los fluidos. Tapón.

POROSIDAD: el volumen del espacio poroso en una roca, sedimento o suelo. Generalmente se expresa como un porcentaje. Este espacio de poro puede incluir aberturas entre granos, aberturas de fractura y cavernas.

POZO: agujero perforado o el pozo, incluyendo el tramo descubierto o no entubado. El término pozo puede referirse al diámetro interno de la pared del pozo, la pared de roca que limita el pozo perforado.

POZO OFF SET: pozos de referencia, pozos vecinos, de los cuales al ya estar perforados, se tiene información valiosa que es utilizada para diseñar el plan de perforación para un nuevo pozo cerca a la locación de estudio.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: características de las rocas y fluidos que contenidos en un yacimiento determinado; además de identificar la relación de movilidad entre estos fluidos presentes en el medio poroso.

PROPIEDADES REOLÓGICAS: el estudio de cómo la materia se deforma y los flujos, incluyendo su elasticidad, plasticidad y viscosidad.

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica que, si se calienta lo suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, generalmente pizarras o calizas, contienen alrededor del 1% de materia orgánica y al menos el 0,5% de carbono orgánico total (COT), aunque una roca generadora rica puede tener hasta el 10% de materia orgánica. Las rocas generadoras marinas tienden a ser propensas al petróleo, mientras que las rocas generadoras terrestres (como el carbón) tienden a ser propensas a los gases.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre 10^{-6} y 10^{-8} darcys.

ROCA RESERVORIO: cuerpo de roca debajo de la superficie que tiene suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas reservorio más comunes porque tienen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas y metamórficas y se forman en condiciones de temperatura en las que se pueden conservar los hidrocarburos.

RADIO DE CURVATURA: método de seguir una tendencia entre los puntos de conexión de los puntos de datos por segmentos de un círculo de tal manera que los segmentos de "alinearse" con los demás sin problemas. Este método se utiliza para representar a la desviación de encuestas basadas en un número limitado de investigación apunta a encontrar el camino de un pozo.

ROTARY STEERABLE SYSTEM: una herramienta diseñada para perforar direccionalmente con rotación continúa desde superficie, eliminando la necesidad de deslizar un motor dirigible. Sistemas rotativos direccionales por lo general se despliegan cuando la perforación de pozos direccionales, horizontales o de alcance extendido.

SEDIMENTO: grano no consolidado de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que puede ser transportado por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositado. Los procesos por los cuales el sedimento se forma y es transportado tiene lugar en la superficie terrestre o cerca de ésta y a presiones y temperaturas relativamente bajas.

SHALE: (esquisto) roca sedimentaria clástica que se compone de escombros de intemperie del tamaño de arcilla (menos de 1/256 milímetros de diámetro). Por lo general, se rompe en finas piezas planas.

SHALE GAS: hace referencia al shale o roca lutítica que contiene gas.

SHALE OIL: es un tipo de roca de composición arcillosa con alto contenido de materia orgánica (kerógeno) que tiene potencial de generar hidrocarburos. Este tipo de formaciones hacen parte de las acumulaciones no convencionales.

SÓLIDOS COLOIDALES: partículas sólidas de menos de 2 micrones de diámetro esférico equivalente, también identificadas como arcilla por las definiciones en la norma de la Organización Internacional de Normalización.

STANDOFF: porcentaje de centralización de la tubería durante el proceso de cementación.

STICK SLIP: falla sobre la sarta de perforación y la broca causada por vibraciones torsionales, en donde la broca tiene a soltarse de la tubería mientras esta sigue rotando.

SUBSIDENCIA: proceso de hundimiento progresivo vertical del suelo de una cuenca sedimentaria producido por el peso de los sedimentos, actividad tectónica, fallas activas y expulsión de fluidos en estratos subyacentes y en algunas ocasiones se incrementa por la extracción de fluidos del yacimiento.

SUPRAYACENTE: cuerpo de roca ubicado por encima al cuerpo de roca referenciado.

SUBYACIENTE: aquel cuerpo de roca ubicado por debajo al cuerpo de roca referenciado.

TARGET: coordenadas finales a las cuales se desea llegar al desarrollar un proyecto de perforación u objetivo final de un estudio que se va a poner en marcha.

TIXOTROPÍA: propiedad de algunos fluidos no newtonianos y pseudoplásticos que muestran un cambio dependiente del tiempo en su viscosidad, cuanto más se someta el fluido a esfuerzos de cizalla, más disminuye su viscosidad. Un fluido tixotrópico es un fluido que tarda un tiempo finito en alcanzar una viscosidad de equilibrio cuando hay un cambio instantáneo en el ritmo de cizalla.

TOOL-FACE: dirección hacia donde gira la broca durante el proceso de perforación está en un periodo de tiempo.

UNDERBALANCE: técnica utilizada para perforar pozos de petróleo y gas, donde se mantiene la presión en el pozo más bajo que la presión del fluido en la formación que se está perforando.

WASHOUT: ensanchamiento del hueco debido a un exceso de chorro de velocidad, formaciones blandas o no consolidadas, daño mecánico por los componentes del BHA.

WORKOVER: reparación o estimulación de una zona que ya se encuentra en producción con el propósito de restaurar, prolongar o mejorar la producción de hidrocarburos.

YACIMIENTO: en su definición estándar un yacimiento es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

LISTA DE ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
Bbl	Barril
BHA	Botom Hole Assembly
BPD	Barriles por día
BUR	Build Up Rate
DC	Drill Collar
EOB	End of Build
Fm.	Formación
FT	Pie
HC	Hidrocarburo
Km	Kilómetro
KOP	Kick Of Point
MD	Measured Depth
mD	Mili Darcy
MM	Milímetro
OOIP	Original Oil in Place
PPG	Libras por Galón
PPM	Partes por Millón
PSI	Libras por pulgada Cuadrada
ROP	Rate of Penetration
TD	Total Depth
TOC	Total Organic Content
TVD	True Vertical Depth
VM	Vaca Muerta
VMM	Valle Medio del Magdalena
YRG	Yacimiento en Roca Generadora

RESUMEN

El presente proyecto de grado se realizó con el fin de diseñar una matriz teórica de selección para operaciones de perforación y pruebas iniciales de producción para yacimientos en roca generadora de la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El diseño de la matriz se hizo con base a las lecciones aprendidas por Argentina en la Formación Vaca Muerta en la Cuenca de Neuquén y en Estados Unidos en La Formación Eagle Ford.

Durante la primera fase se identificaron los tipos de yacimientos en roca generadora presentes en Argentina, Estados Unidos y Colombia, haciendo énfasis en las características principales de cada uno y en los tipos de yacimientos en roca generadora presentes en el país.

En la segunda fase del proyecto se llevó a cabo una descripción de los equipos y herramientas necesarias para desarrollar un yacimiento de baja permeabilidad, y posteriormente se establecieron los parámetros necesarios para el desarrollo de los yacimientos en roca generadora, teniendo en cuenta la reglamentación ambiental colombiana y su posible adecuación a la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Durante la etapa final del proyecto se hizo el diseño de la Matriz teórica de selección denominada (Matriz YRG), teniendo en cuenta las lecciones aprendidas por Argentina y Estado Unidos y los parámetros establecidos anteriormente. Los resultados obtenidos por la Matriz fueron comparados con resultados reales obtenidos en La Formación Vaca Muerta y la Formación Eagle Ford para su posterior validación.

Se pudo determinar que la Matriz teórica de selección para yacimientos en roca generadora en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, permite generar información acertada sobre los equipos y procedimientos requeridos para el adecuado desarrollo de las operaciones de perforación y pruebas iniciales de producción en la Formación La Luna.

PALABRAS CLAVE: matriz, roca generadora, yacimiento, permeabilidad, perforación

INTRODUCCIÓN

Colombia cuenta con reservas de hidrocarburos en yacimientos de roca generadora asociados a shale oil en la cuenca del Valle Medio del Magdalena específicamente en la Formación Tablazo y con el mayor potencial petrolífero la Formación La Luna. En el norte del territorio colombiano, en los departamentos del Cesar y la Guajira el país ha desarrollado importantes esfuerzos en la exploración de reservas de gas metano asociado a los mantos de carbón. Debido a la disminución de producción de barriles de petróleo en yacimientos en roca reservorio, genera la necesidad de explorar y explotar el potencial que tiene en reservas en roca generadora, para poder mantener seguridad energética.

Actualmente el país se encuentra inmerso en una incertidumbre con respecto al desarrollo de operaciones en yacimientos de roca generadora. Colombia cuenta con regulación para yacimientos no convencionales desde hace 8 años en el Valle Medio del Magdalena, pero el traslapo erróneo de la información ha dificultado el avance y el desarrollo tecnológico en ésta área de la industria petrolera.

Este proyecto pretende desarrollar, teniendo en cuenta los más altos estándares de calidad técnica y ambiental, concientización en la sociedad que la explotación de yacimientos en roca generadora en Colombia es una necesidad, logrando en la menor cantidad posible, consecuencias ambientales para el ecosistema. Siempre que se mantengan las precauciones necesarias y todo el rigor técnico que estos yacimientos exigen. Finalmente, con base a las experiencias y lecciones aprendidas de EEUU y de Argentina, conjunto de la regulación colombiana, se genera una matriz de selección que permitirá brindar información concisa y certera de cómo realizar operaciones de perforación horizontal, fracturamiento hidráulico y pruebas iniciales de perforación para un yacimiento en roca generadora de crudo asociado a Lutitas o Shale Oil.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una matriz teórica que permita la selección técnica del desarrollo de operaciones de perforación y pruebas iniciales de producción en yacimientos en roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Describir los tipos de yacimientos en roca generadora en Colombia, Argentina y Estados Unidos.
3. Sintetizar la reglamentación ambiental colombiana para la explotación de yacimientos en roca generadora.
4. Establecer parámetros para las operaciones de perforación en yacimientos en roca generadora de la Cuenca del Valle medio del Magdalena, a partir de caracterizaciones realizadas en cuencas similares en Argentina y Estados Unidos.
5. Explicar el procedimiento requerido para el fracturamiento hidráulico en Colombia.
6. Describir los equipos y nuevas tecnologías usadas en la producción de yacimientos en roca generadora.
7. Diseñar matriz de selección teórica para el desarrollo de operaciones en yacimientos en roca generadora, teniendo en cuenta los parámetros obtenidos de cuencas similares a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Argentina y Estados Unidos.
8. Plantear técnicas para la intervención en yacimientos en roca generadora en las operaciones perforación y pruebas iniciales de producción.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

En el siguiente capítulo se desarrollan las generalidades geológicas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Es importante resaltar que el proyecto está enfocado a los yacimientos en roca generadora, y debido a la falta de desarrollo de los yacimientos en roca generadora en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la descripción geológica está basada en los estudios realizados sobre los yacimientos convencionales presentes en la cuenca.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

El inicio de la historia de exploración del Valle Medio del Magdalena se remonta a 1917 con el descubrimiento del primer campo gigante del país, por parte de Trocol Oil Company. A partir de este descubrimiento la exploración presenta dos periodos destacables: de 1940 a 1950 y de 1955 a 1965. En la actualidad coexisten 71 Campos de petróleo ante todo en depósitos cenozoicos, algunos aún en exploración y otros ya en producción 32 compañías nacionales e internacionales y mantiene 32 áreas disponibles a concertar.

El desarrollo de la cuenca fue significativo y perduró gracias a los descubrimientos que se dieron a principios del siglo pasado, encabezados por los campos Cira-Infantas, Casabe, Velásquez y Tibú, en cercanías a Barrancabermeja. Estos hallazgos impulsaron el desarrollo de Barrancabermeja, convirtiéndose así en la capital industrial del petróleo en Colombia, además de situar el Magdalena Medio en la zona con mayores facilidades en materia de infraestructura y servicios para el sector extractivo.

Con respecto a los yacimientos en roca generadora, el Valle Medio del Magdalena ha visto un avance significativo a partir de los últimos cuatro años. Para Colombia los Yacimientos en Roca Generadora son un tema nuevo, debido a que hasta la actualidad no se ha puesto en producción el primero pozo con recursos de una formación de baja permeabilidad. Los datos que se tienen en el país son muy pocos debido a que actualmente el país se encuentra en la fase de estudio para Yacimientos en Roca Generadora.

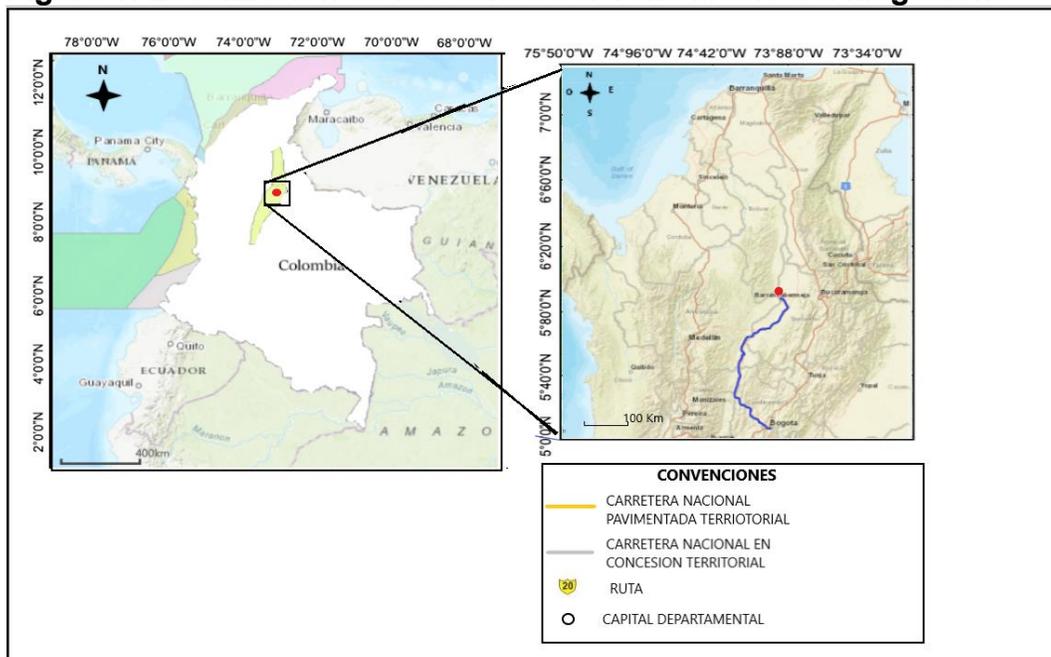
1.2 LOCALIZACIÓN

La cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia, se encuentra ubicada a lo largo de la porción central del valle que cursa por el río Magdalena, entre la Cordillera Oriental y la Cordillera Central de los Andes Colombianos, las cuales constituyen sus límites Oriental y Occidental. Cuenta con un área de 32.949 Km² que comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia y en menor proporción se extiende por los departamentos de Caldas, Tolima y Cundinamarca.

Desde Bogotá la ruta terrestre más corta a la refinería de Barrancabermeja, Santander, que es punto central de operaciones para la Cuenca Valle Medio de Magdalena, tiene una distancia de 429 Km y comprende una duración aproximada del viaje de 7 horas en automóvil. Se toma la Carretera 50 vía Bogotá-La Vega, después de pasar el Municipio La Vega, continuar por Villeta-Guaduas, seguidamente, en la rotonda, tomar la primera salida en dirección Carretera 56 Guaduas-Caparrapí, salir a Ruta Del Sol luego tomar la primera salida en sentido Noreste con dirección Carretera 45 La Dorada-Puerto Libre/ hasta Puerto Nare, en este punto girar en sentido Noroeste con dirección Altamira/Altamira-Carmen De Chucurí, por último tomar Troncal Magdalena-Barrancabermeja y en 25 kilómetros se llega a Barrancabermeja, donde se encuentra ubicado el Complejo Barrancabermeja de Ecopetrol.

La ruta de acceso aéreo para llegar a la ciudad de Barrancabermeja, en donde se encuentra situado el Aeropuerto Yariguíes, es muy limitada pues solamente se puede acceder con vuelos directos hacia allí con partida desde el Aeropuerto Internacional El Dorado ubicado en la capital de país, Bogotá, Colombia. Lo que indica que desde cualquier parte del mundo se puede llegar a Barrancabermeja por vía aérea haciendo escala en la ciudad de Bogotá. Una vez se encuentre en el Aeropuerto Yariguíes, se debe tomar ruta terrestre, tomando troncal Magdalena hacia el norte durante un tiempo aproximado de 32 minutos, pasando y atravesando la ciudad de Barrancabermeja, a una distancia de 15 kilómetros se localiza la Refinería, Complejo Barrancabermeja de Ecopetrol.

Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente. Elaborado en ArcGis, Servicio Geológico Colombiano (Modificada por los autores)

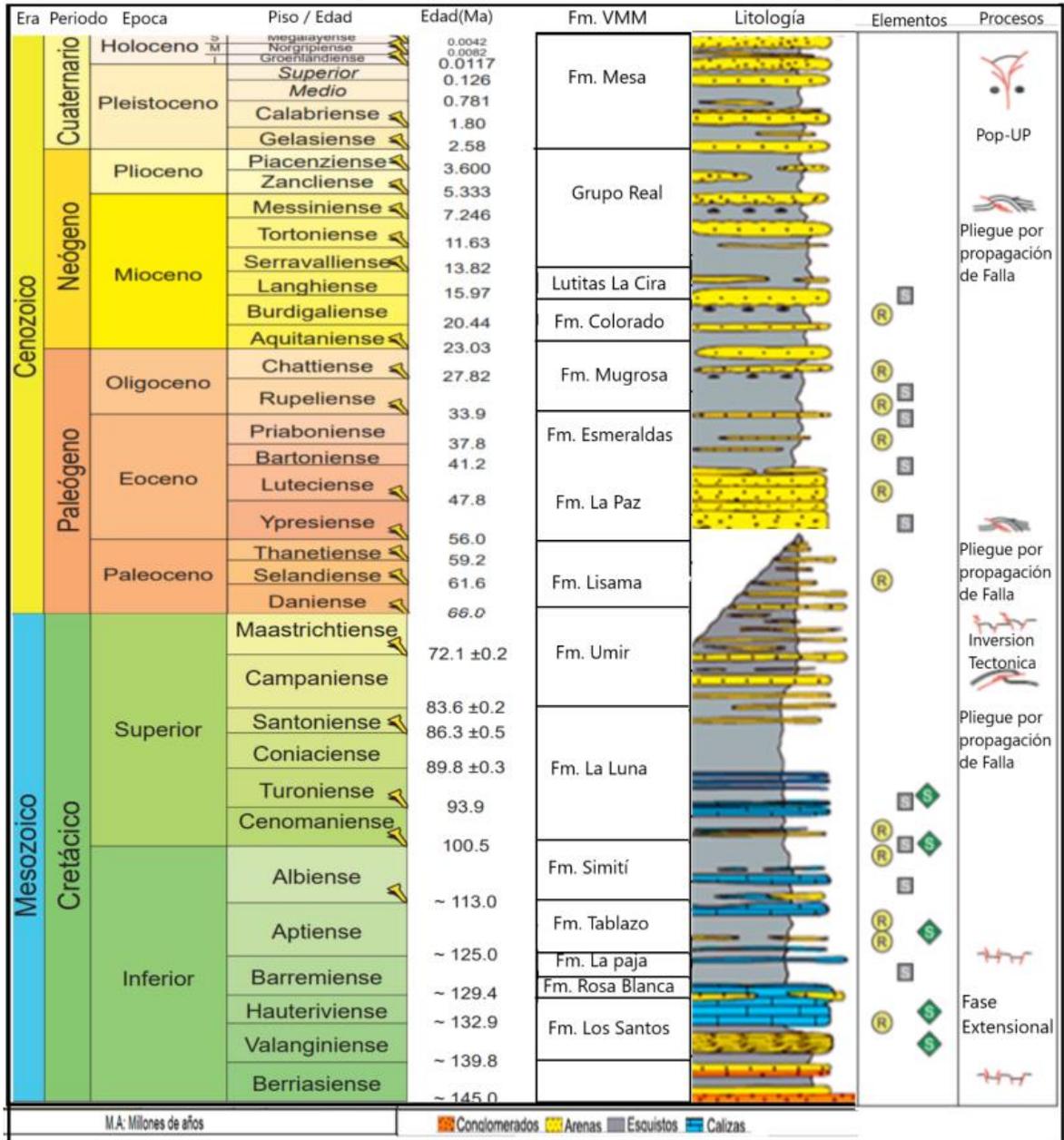
1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección del capítulo se describe la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

En la figura 2. Se muestra la Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, y donde a su vez se resaltan algunos aspectos del sistema petrolífero.

Figura 2. Columna estratigráfica, Cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente. Elaborado por los autores con base en International Chronostratigraphic Chart V2018

1.3.2 Estratigrafía

A continuación se describen las principales características de unidades estratigráficas perforadas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena de la más antigua a la más reciente, teniendo en cuenta su edad, litología, espesor, ambiente de depositación y contactos entre las formaciones suprayacentes e infrayacentes.

➤ **Formación Rosablanca**

La formación Rosa Blanca, según M. Julivert¹ tiene edad Hauterviano-Barremienso, caracterizada por presentar calizas eolíticas duras y densas, hacia el tope se evidencia degradación en la calidad de las calizas y contienen trazas de minerales pesados. Su nombre proviene del Cerro Rosa Blanca localizado por el río Sogamoso. En general se trata de una unidad fosilífera, muy cementada de ahí su apreciable dureza, con intercalaciones menores de margas, shales calcáreos y una tendencia a disminuir hacia el techo el contenido y tamaño de los microfósiles². El espesor de la formación Rosablanca es de 1935 ft. Depositada en un ambiente marino. La infrayace la formación Tambor con contacto concordante y le suprayace la Formación Paja en contacto concordante.

➤ **Formación Paja**

La formación la paja deriva su nombre de la Quebrada la Paja afluente del río Sogamoso. Según Morales se depositó a finales del Barremiano tardío hasta el Aptiano temprano³. Está constituida por shales grises oscuros azulosos, fosilíferos, laminados con intercalaciones de areniscas grises amarillentas de grano fino o de calizas fosilíferas grises, localmente arenosas. No es claro el espesor de dicha unidad, pero disminuye fuertemente al norte del VVM llegando a tener 410 al norte y 2050 ft al sur de la cuenca. El ambiente de depositación es marino. Se encuentra en contacto neto con la Formación Rosablanca que la infrayace y la suprayace la Formación Tablazo con un contacto de transición gradual.

➤ **Formación Tablazo**

Según M. Julivert⁴ La formación tablazo tiene una edad estimada entre el Aptiano superior y el Albiano inferior. La formación Tablazo cuenta con un conjunto de capas fosilíferas masivas. El espesor es variable entre 490 ft y 1066.3ft, fue depositada en un ambiente marino somero. La infrayace en contacto concordante la Formación Paja y le suprayace la formación Simití en contacto concordante.

¹ (JULIVERT, 1968)

² (Sarmiento, 2015)

³ (MORALES, 1958)

⁴ (JULIVERT, 1968)

➤ **Formación Simití**

Según M. Julivert⁵ La formación Simití se depositó durante el periodo Albiano. Se caracteriza por contener conjuntos de shales carbonosos, grises a negros, laminados y blandos, localmente calcáreos con concreciones comúnmente fosilíferas impregnadas de aceite y debido a las transformaciones diagenéticas a altas temperaturas se presentó un reemplazo de calcio por sílice en la sección lutítica. Cuenta con un espesor de 1300 ft. La formación Simití agrupa el conjunto de afloramientos expuestos en la Ciénaga de Simití, en ambiente marino. Infrayace en contacto concordante con la formación Tablazo y suprayace en contacto concordante con la formación La Luna.

➤ **Formación La Luna**

La formación La Luna, originalmente “La Luna Limestone” deriva de la Quebrada del mismo nombre en la Serranía de Perijá en Venezuela⁶. Este nombre fue tomado por la industria petrolera por su marcada similitud litológica a la unidad aflorante en el Valle Medio del Magdalena y aunque se ha extendido a otras áreas del territorio Colombiano, agrupando intervalos no equivalentes, en el Valle Medio del Magdalena mantiene los descriptores fundamentales como unidad estratigráfica donde fue subdividida en los Miembros Salada, Pujamana y Galembó. Según M. Julivert, se depositó durante el período Turoniano - Santoniano, en paleobatimetrías que variaron de nerítico externo a batial. Consta de tres miembros denominados Salada, Pujamana y Galembó. De la integración bioestratigráfica, los miembros Salada y Pujamana se depositaron durante el Turoniano, y el Miembro Galembó durante el período Coniaciano – Santoniano.

Características estratigráficas de la formación La Luna, permiten inferir preliminarmente, que las mismas poseen condiciones para ser evaluadas como yacimientos no convencionales. En la Formación Tablazo, cuyo espesor inferior tiene un promedio de 500 pies, se manifiestan altos valores de rayos gamma, altas resistividades, son altamente fosilíferas y ricas en materia orgánica; mientras que la Formación La Luna, caracterizada por ser una caliza tipo mudstone, presenta un espesor promedio de 500 pies, condiciones neríticas de sedimentación, baja arcillosidad, calcárea, altamente fosilíferas y ricas en materia orgánica.

➤ **Formación Umir**

La formación Umir fue propuesta por Huntley en 1917. Fue depositada en el periodo Cretáceo. La formación Umir es de edad Maastrichtiano para la parte media y superior con base en la asociación palinológica. En forma general se define como un conjunto de shales grises a negros, carbonosos, micáceos con

⁵ (JULIVERT, 1968)

⁶ (MORALES, 1958)

concreciones ferruginosas e intercalaciones cada vez más abundantes hacia el techo de areniscas líticas, limolitas grises y presencia de mantos explotables de carbón. Esta formación es una singular unidad del Valle Medio del Magdalena por el apreciable espesor y por el contraste en el cambio de litología. El espesor se ha calculado entre 3280 ft y 4500 ft. El ambiente en que se depositó es marino somero. Infrayace en contacto discordante con la Formación La Luna y le suprayace La Formación Lisama en contacto concordante.

➤ **Formación Lisama**

Según De Porta⁷ la formación Lisama fue, sedimentada durante el Paleoceno tardío, se caracteriza por contar con un conjunto de lodolitas varicoloreadas, rojas, cafés, moteado gris a gris claro, e intercalaciones de arenitas grises a grises verdosas⁸. El espesor de la formación Lisama es de 4020 ft. Se depositó en un ambiente lagunar, Infrayace con la Formación Umir en contacto concordante y suprayace en contacto discordante con la formación La Paz.

➤ **Formación La Paz**

La formación La Paz toma su nombre de la serranía o escarpe extendido entre el río Sogamoso y el río Lebrija, ríos que cortan perpendicularmente a la unidad. Según De porta⁹ fue depositada durante el Eoceno. Presenta areniscas muy finas con grandes intercalaciones de lutitas y limolitas. Su espesor es de 3281 ft, el ambiente de depositación es abanico aluvial e infrayace a la formación Lisama, el contacto con la formación Lisama es neto, erosivo, mostrando un evidente cambio litológico y por ende en los medios sedimentarios y una fuerte activación de las áreas de aporte terrígenas; suprayace en contacto concordante con la Formación Esmeraldas

➤ **Formación Esmeraldas**

La formación Esmeralda toma su nombre de igual forma de la serranía del río Sogamoso. Según Morales fue depositada en el periodo Cretácico, se caracteriza por areniscas cuarzosas, parcialmente calcáreas. En la parte media de la formación, se evidencian calizas y trazas de glauconita, hacia la base se tienen cuerpos de cuarcita muy duras. El espesor de la formación es de 3937 ft, el ambiente en que se depositó es llanura aluvial t ríos meándricos. Su contacto inferior se define en el inicio del predominio de lodolitas sobre los paquetes arenosos de la Formación La Paz, infrayace en contacto concordante con la Formación La Paz y suprayace en contacto discordante con la Formación Mugrosa.

⁷ (DE PORTA, 1974)

⁸ (Sarmiento, 2015)

⁹ (DE PORTA, 1974)

➤ **Formación Mugrosa**

La formación Mugrosa deriva su nombre de la quebrada del mismo nombre. Según De Porta Fue depositada en el periodo Terciario, posiblemente durante el Oligoceno Temprano. Es una unidad de lodolitas varicoloreadas donde predominan los colores rojizos y amarillos sobre los tonos grises¹⁰. En esta se intercalan en mucha menor proporción capas de areniscas de grano muy grueso a conglomeráticas, grano decrecientes y con moderada continuidad lateral. Como en otras unidades su espesor disminuye hacia el sector norte de la cuenca pasando de 4363 ft a menos de 1970 ft¹¹ al trazo de la falla de Cimitarra. El ambiente de depositación es continental e Infrayace en contacto concordante con la Formación Esmeralda y le suprayace la Formación Colorado en contacto concordante.

➤ **Formación Colorado**

La formación Colorado toma su nombre del río Colorado. Según De Porta¹² fue sedimentada durante el periodo Mioceno temprano. Es caracterizada por presentar areniscas de grano fino a muy fino. Con grandes intercalaciones de lutitas y limolitas no consolidadas. Cuenta con un espesor de 8200 ft. El ambiente de depositación es continental. Esta formación infrayace a la Formación Mugrosa y suprayace en contacto concordante con La Cira Shale.

➤ **La Cira Shale**

Según De Porta¹³, la depositación de las Lutitas, La Cira ocurrió en el Mioceno. Litológicamente la componen arcillas y limos de color rojo a café, intercaladas por areniscas y lentejones de conglomerados; además de arcillas de color gris a azul con contenidos de moluscos de agua dulce. El espesor es de aproximadamente 853 ft. El ambiente en que se depositó fue fluvial. Tiene contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace y discordante, con el Grupo Real que la suprayace.

➤ **Grupo Real**

Según Morales¹⁴ se denomina Grupo Real a la unidad del Neógeno cuya localidad tipo se establece en inmediaciones a la desembocadura de la Quebrada Real en el río Opón. Esta unidad pertenece a lodolitas arenosas con pequeñas intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas. Cuenta con un espesor acumulado de 12250ft. Fue depositada en ambiente fluvial. Esta formación infrayace a la Formación Colorado y suprayace a la Formación La Mesa

¹⁰ (CABALLERO, 2010)

¹¹ (MORALES, 1958)

¹² (DE PORTA, 1974)

¹³ (DE PORTA, 1974)

¹⁴ (MORALES, 1958)

➤ **Formación Mesa**

Según De Porta¹⁵, en el Grupo Mesa se agrupan todos los sedimentos del Mioceno superior que guardan semejanza a los de la Formación Mesa del sector sur del Valle Medio del Magdalena. Por esto, la edad se asume que varía del Plioceno al Pleistoceno. Son acumulaciones volcano-sedimentarias de areniscas tobáceas, aglomerados e intercalaciones de arcillas, limos, conglomerados y depósitos piroclásticos. El grupo cuenta con un espesor acumulado discordante de 1885 ft. Según Sarmiento¹⁶ el ambiente de depositación es continental. Tiene contacto discordante con el Grupo Real que la infrayace.

1.3.3 Geología Estructural. Geológicamente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos geológicos. Durante el periodo Jurásico Tardío y el Cretáceo Temprano se establecen una fase extensional de tectónica de bloques, permitiendo el desarrollo de grabens, en respuesta al proceso de rifting (fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre) que ocurrió durante la separación del margen noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano. Dicho evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido noroeste – sureste, que propició el ingreso del mar cretácico.

1.3.3.1 Anticlinal La Cira. El anticlinal La Cira se encuentra ubicado al Noroccidente del Campo La Cira. Esta posicionado en dirección Norte-Sur y tiene una geometría no estructural asimétrica en forma de domo, tiene una longitud de 16405 ft y un ancho de 9843 ft aproximadamente. El anticlinal se encuentra afectado por la intrusión de la falla inversa La Cira, cuya dirección apunta en sentido Norte-Sur, con alto buzamiento.

1.3.3.2 Anticlinal Infantas. Está ubicado al sur del Campo La Cira Infantas. Esta posicionado en dirección Norte-Sur y tiene una geometría de domo con elongación. Tiene una longitud de 39370 ft y un ancho de 6562 ft aproximadamente. El anticlinal se encuentra afectado por el sistema de Fallas de Infantas presentando un buzamiento hacia el oriente.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación se describen los principales parámetros referidos con el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.1 Roca Generadora. La formación La Luna y el intervalo de las formaciones Tablazo – Paja, de la secuencia cretácica, componen el conjunto de rocas de tipo shales y calizas como las principales rocas generadoras de la cuenca. La Formación

¹⁵ (DE PORTA, 1974)

¹⁶ (Sarmiento, 2015)

La Luna, la cual se localiza en un área de valores muy buenos (2 - 4 % TOC), respecto al tipo de materia orgánica, presenta un predominio de kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente.

1.3.4.2 Roca Reservorio. El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas, proveniente de las Formaciones Lisama, Colorado y Mugrosa. La formación Lisama la porosidad es de 21% con una permeabilidad de 40 mD, la Formación Colorado cuenta con una porosidad de 24% y una permeabilidad de 111 mD, la Formación Mugrosa cuenta con una porosidad de 16% y una permeabilidad de 300 mD. En el caso de estudio, la roca reservorio, es la Formación La Luna con una porosidad del 10% y una permeabilidad de 0.5 mD.

1.3.4.3 Migración. La discordancia del Eoceno al Paleoceno, ubicada entre la Formación Lisama y la Formación La paz, separan al reservorio principal de la Formación Mugrosa de las roca generadoras presentes en la Formación La Luna. El hidrocarburo generado por la Formación La Luna presentó migración vertical a través de la discordancia formada del Eoceno al Paleoceno y migración laterales a través de la formación La Paz y la Formación Esmeraldas.

La migración en el área de estudio no se evidenció debido a que la Formación La Luna, roca generadora entrampo el crudo imposibilitando la migración del petróleo a formaciones con mayor porosidad y permeabilidad.

1.3.4.4 Roca Sello. Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste las arcillolitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos. Para el caso de estudio, las lutitas presentes en la Formación La Luna, generaron el entrampamiento dentro de la formación, completando así el sistema petrolífero para un Yacimiento en Roca Generadora.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La historia de producción del Valle Medio del Magdalena inicia el 29 de abril de 1918 cuando Tropical Oil Company desarrolla satisfactoriamente el pozo Infantas Número 2, iniciando con una producción de 42 BPD. El 11 de Noviembre de 1918 se completa el pozo Infantas Numero 1, el pozo cuenta con una profundidad de 2285ft y su producción inicial fue de 2000bpd¹⁷.

En 1939 la Cuenca registró su producción máxima, superando los 60,000 barriles de petróleo por día, con una colaboración de 786 pozos posteriormente, debido a la declinación natural de presión la producción toco su pico más bajo en 2003 con una producción de 5000 BPD. Para revertir esta tendencia Ecopetrol realizó un contrato

¹⁷ (Actividades Preliminares de la Troco, 2014)

de colaboración con Occidental Andina el cual permitió incrementar paulatinamente la producción mediante la aplicación de tecnología de última generación. En 2017 se registró la producción más alta desde entonces superando los 40,000¹⁸ BPD.

Los Yacimientos en Roca Generadora presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena al día de hoy todavía se encuentran en fase de Estudio y de licenciamiento ambiental, por lo que aún no se ha registrado el primer valor de producción de petróleo proveniente de una acumulación de este tipo.

¹⁸ (El Mayor pico de Producción de los Últimos años, 2017)

2. YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

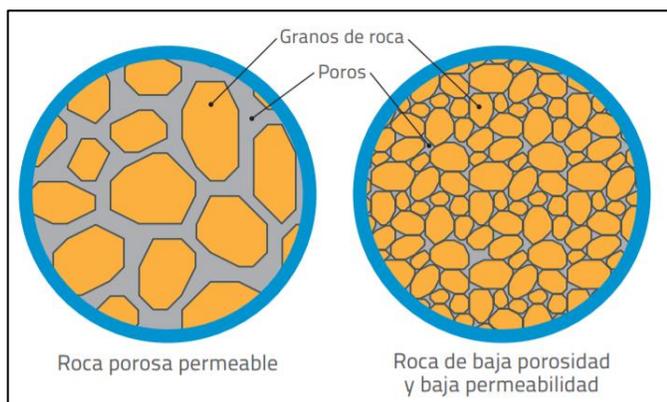
2.1 DEFINICIÓN

Formación rocosa con baja permeabilidad en donde el hidrocarburo generado permanece en la roca madre o ha migrado en pequeñas distancias hacia rocas reservorios muy compactas. Hoy en día se tienen varios tipos de acumulaciones no convencionales, tales como Gas y Petróleo en arenas compactas, mantos de carbón, gas de esquisto y petróleo de esquisto entre otras. Pese a que el petróleo y gas se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, debido a su profunda y difícil localización, no pueden ser desarrollados con las tecnologías de extracción tradicionales, por esto, para la óptima producción de este tipo de yacimientos se deben realizar trabajos de estimulación a la roca con baja permeabilidad para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.

Estos yacimientos se caracterizan geológicamente por la pobre continuidad y alta heterogeneidad, las rocas son de granulometría muy fina y porosa, pero a la vez impermeable. Las litologías más comunes en estos tipos de yacimientos son areniscas, lutitas y limolitas, con muy baja interconexión entre los poros. Estas rocas adquieren su baja permeabilidad debido a la alta compactación generada por la sobrecarga, elevadas temperaturas y procesos diagenéticos a las que han sido sometidas por extensos periodos de tiempo. Los ambientes sedimentarios que dan origen a este tipo de yacimientos presentan cambios considerables en sus propiedades, tales como la permeabilidad y porosidad.

Los yacimientos de baja permeabilidad fracturados pueden ocurrir en ambientes tectónicos con plegamientos y fallas de tipo compresional y tensional. Los eventos diagenéticos posteriores a la depositación actúan reduciendo la porosidad efectiva y por lo tanto provocan una baja permeabilidad. Las acumulaciones en condiciones de baja permeabilidad no cuentan con una trampa definida y tope de roca; los contactos entre el gas y el petróleo o entre el petróleo y el agua no son uniformes, la saturación de petróleo y gas varía mucho con la coexistencia de petróleo, gas y agua.

Figura 3. Configuración porosa de los YRG



Fuente. ACP, Los Yacimientos No Convencionales y su Importancia para Colombia, pág. 5, 2014.

2.1 TIPOS DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

2.1.1 Gas en Arenas Apretadas (Tight- Sandstone Gas). Tight- Sandstone Gas se refiere a los depósitos de gas en arenas apretadas en matriz suprayacente con una permeabilidad no superior a $0,1 \times 10^{-3}$ md. Generalmente, la productividad natural no es posible en pozos individuales o es menor que el límite inferior del flujo de gas, sin embargo, el flujo de gas se puede alcanzar realizando técnicas económicamente viables. El gas en arenas apretadas ha venido tomando el principal objetivo en la exploración y explotación de gas.

Las propiedades físicas de las arenas apretadas son bajas, normalmente cuentan con una porosidad inferior al 10%¹⁹ y una permeabilidad entre 1×10^{-9} y $0,1 \times 10^{-3}$. Generalmente, la migración de los hidrocarburos es en distancias cortas debido a la intercalación de las capas de lutita. Estos yacimientos no cuentan con trampas obvias, sin embargo las trampas regionales están bien desarrolladas y la actividad tectónica es pobre. El gas está ampliamente distribuido en el centro y la pendiente de la cuenca, pero no cuenta con un contacto uniforme ente el gas y el agua.

El gas cumple con la migración de tipo pistón, y el hecho de que las capas de gas entren en contacto con la roca fuente, indican una corta distancia de migración y una flotabilidad restringida en el proceso de migración.

Los dos factores que contribuyen a la formación de yacimientos de areniscas apretadas continuas, son las grandes extensiones de arenas apretadas y las rocas fuente con una intensa capacidad de generación de hidrocarburos. La gran escala en los cuerpos de arena y el delta en las aguas someras están ampliamente

¹⁹ (Zou, 2013)

distribuidas, formando una distribución continua de areniscas apretadas. Al mismo tiempo, las rocas fuente expulsan hidrocarburos en capas extendidas. Las características de la roca generadora y los reservorios son básicamente un depósito con generación arriba y abajo. Dos ejemplos son el gas de arena apretada del Carbonífero- Pérmico en la cuenca de Ordos y la Formación Xujiahe del Triásico superior en la Cuenca de Sichuan.

2.1.2 Petróleo en Arenas Apretadas (Tight- Sandstone Oil). Tight- Sandstone Oil o Petróleo en arenas apretadas hace referencia al hidrocarburo líquido que coexiste con rocas generadoras y es atrapado en estrechos depósitos a pequeñas distancias de migración. Las litologías del yacimiento, normalmente incluyen areniscas y calizas apretadas, las cuales cuentan con una permeabilidad no superior a $0,1 \times 10^{-3}$ md para la matriz y una gravedad API general de 40^{20} . Para que se dé la formación de petróleo en arenas apretadas se requieren de tres condiciones fundamentales:

1. La acumulación se debe generar en una gran extensión areal
2. Rocas generadoras altamente maduras y ampliamente distribuidas
3. Debe contar con un contacto inmediato entre la roca fuente y el depósito apretado continuo de arena

2.1.3 Gas de Esquisto (Shale Gas). El Shale gas o Gas de Esquisto se define como el gas natural proveniente de formaciones de esquisto bituminoso, donde la lutita completa todo el sistema petrolífero, es decir, la lutita se comporta como la roca fuente, el reservorio y la roca sello al mismo tiempo. Cuando se considera la lutita como un reservorio, existen principalmente poros intergranulares, poros intragranulares y poros orgánicos y a su vez existen también un sistema de poros de tamaño milimétrico.

El gas de esquisto se encuentra como gas libre con una distribución continua en la formación. Este tipo de gas en la zona más favorable de la formación se caracteriza por un alto contenido de carbono orgánico, un grado moderado de maduración térmica, un alto porcentaje de minerales frágiles, un gran espesor de pizarra rica en materia orgánica y una profundidad de entierro relativamente poco profunda. Para producir este tipo de yacimientos, se requiere de fracturas naturales o la implementación de técnicas para la estimulación hidráulica y obtener fracturas inducidas. Para este propósito, se requiere de tecnologías de múltiples fracturas en pozos horizontales y micro sísmico.

Es esencial contar con tres factores fundamentales para que se dé la formación de gas de esquisto en lutitas. El primero es el TOC, un TOC alto significa una mayor saturación de gas en la formación. En general el shale gas requiere de rocas generadoras con un TOC mayor al 2%. El segundo factor es la madurez, generalmente un R_o superior al 1,1% puede generar gas por pirolisis térmica. El

²⁰ (Zou, 2013)

tercer factor son las propiedades rocosas de la lutita ya que puede tener un gran efecto en la productividad. El porcentaje de minerales frágiles como el cuarzo y los feldespatos deben alcanzar un valor entre el 30% y el 40%²¹.

Los shale gas son el producto de la pirolisis térmica del kerógeno maduro, y se produce como gas libre y gas absorbido. El gas de esquisto se distribuye en pendientes generalmente suaves y en las márgenes de las cuencas, las capas que contienen gas pueden ser de espesores grandes y puede resultar fácil predecir la tendencia de distribución del gas dentro de la formación. La producción de gas por pozo no es alta y los pozos pueden producir agua libre por más de 30 años.

En el contexto mundial, un rápido aumento de la demanda energética y el progreso tecnológico de la exploración de los yacimientos de shale gas, ha puesto de manera eficiente la explotación de estos recursos en un corto periodo de tiempo.

2.1.4 Petróleo de Esquisto (Shale Oil). El aceite de esquisto o shale oil hace referencia al petróleo que permanece en la roca generadora y no ha migrado hacia algún posible depósito de petróleo poroso. Hasta el día de hoy estos reservorios se han descubierto en lutitas ricas en materia orgánica, minerales calcáreos y minerales de silicato.

El contenido de materia orgánica total en los yacimientos asociados a shale oil va desde 1% a 20% y varían en un Ro de 0.5% a 1.3%. El shale oil es similar al shale gas en términos de espacio de acumulación y sistema de poros fracturados. Condiciones geológicas son esenciales para la formación de aceite de esquisto, incluyendo buenas rocas fuente, un sistema de poros fracturados y una buena capacidad de sellado en el sistema de fracturas de las lutitas.

2.1.5 Gas Metano asociado a mantos de carbón (CBM). El gas asociado a los mantos de carbón es un tipo de gas no convencional que es producido en las capas del carbón. En estos tipos de yacimientos, el carbón se comporta como la roca fuente y el reservorio simultáneamente, por lo que en muchas ocasiones no se encuentran como una trampa obvia. El gas asociado a los mantos de carbón se compone hasta un 95% de CH₄, en cantidades menores hidrocarburos más pesados como C₂H₆ y C₃H₈ y gases no hidrocarbonados como el N₂ y el CO₂. En estos yacimientos la generación, migración, acumulación, distribución y explotación de los hidrocarburos es continua, por lo tanto son un reservorio continuo. Las fallas ortogonales, llamadas tacos, se desarrollan en carbón y cuya dirección es vertical al carbón, por lo que pueden proporcionar vías de filtración para el gas.

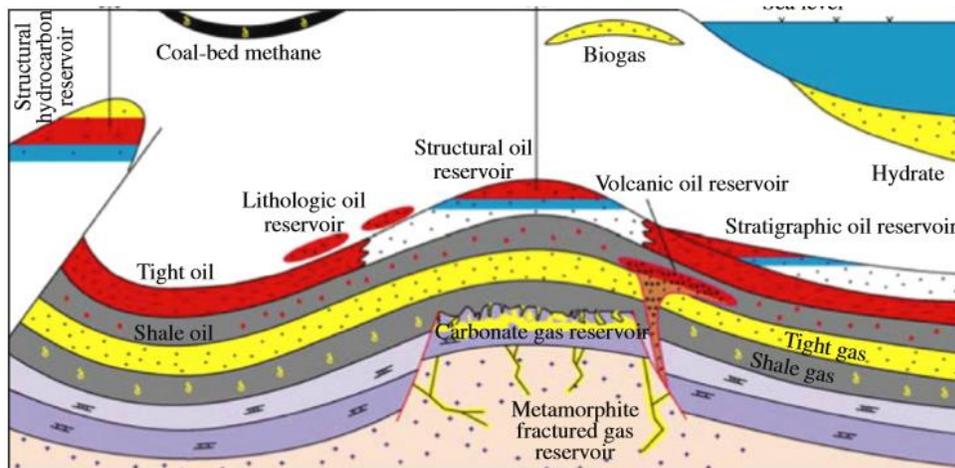
Debido a la zonificación estratigráfica, estos depósitos no se forman in situ, sino que son el resultado de la generación continua de gas y la continua transformación de las fracturas, la superposición de sedimentación y la formación de varias bandas

²¹ (Zou, 2013)

interrelacionadas. Los factores que controlan la saturación del gas son el espesor del lecho de carbón, los componentes del carbón, la saturación del gas absorbido y los componentes del gas natural. Los componentes del carbón se definen como las cantidades y tipos de componentes orgánicos, que tienen una influencia significativa en la saturación de gas absorbido. Los componentes del gas natural varían mucho y están en función de los componentes del carbón, la madurez y el gas biogenico. El gas metano se distribuye principalmente en las superficies de grano del carbón como gas absorbido y en las fracturas como gas libre o gas disuelto en agua. El poder calorífico del gas puede superar los 33494.4 J/m^3 .

Los mantos de carbón deben tener lechos de carbón gruesos, buena capacidad de sellado, buena porosidad y permeabilidad para ser considerados para la exploración. Algunos depósitos de carbonato y de petróleo volcánico, cuyo petróleo y gas se producen en el sistema de fractura continua de poro, pueden considerarse acumulaciones continuas de petróleo. Estos espacios de yacimientos continuos a paracontinuos son el resultado de fallas, fracturas y disolución secundaria, que son críticas para la formación y distribución de petróleo en las rocas carbonatadas.

Figura 4. Sistema petrolífero de los yacimientos en roca generadora



Fuente. ZOU, Caineng, Unconventional Petroleum Geology, Elsevier, First edition, pág. 32, 2013

2.2 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA PRESENTES EN ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos ha vivido un resurgimiento en la producción de petróleo debido a los avances tecnológicos en el fracturamiento hidráulico y la perforación direccional que ha sido desarrollada para la producción de petróleo y gas natural a partir de yacimientos de shale gas, shale oil y tight oil. El aumento en la producción de petróleo y gas proveniente de formaciones de esquisto y formaciones apretadas han

favorecido al país para elevar la perspectiva de independencia energética (Figura 5).

Figura 5. Yacimientos en roca generadora en Estados Unidos



Fuente. GROWTH, Unconventional Oil and Shale Gas, Energy Science, pag 13, 2015.

El mayor yacimiento de shale gas de Estados Unidos es Haynesville, inició su producción en 2008, y su producción fue creciendo exponencialmente hasta alcanzar su máximo en Diciembre de 2011 y reduciéndose la misma a partir de este pico. El segundo mayor yacimiento de shale gas en EEUU es Barnett, siendo el primero en que se aplicó la tecnología de fracturamiento hidráulico y la perforación direccional multi-etapa, iniciando su producción a comienzos de siglo. El tercer lugar se encuentra Marcellus, que se extiende por los estados de Pennsylvania, West Virginia, New York y Ohio; inició la extracción de gas en 2006 hasta alcanzar a finales de 2011 su mayor producción²².

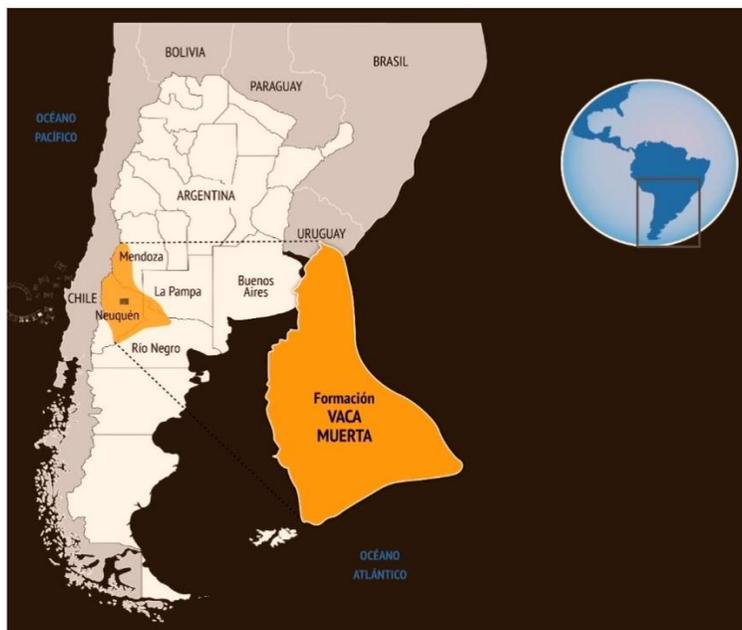
La formación Eagle Ford es una de las formaciones que más alberga petróleo y gas en el país norteamericano. Es una formación asociado a shale oil y shale gas que se extiende desde la cuenca baja del Río Grande hacia el noreste, paralelo a la costa de Texas. De igual forma, formaciones como Marcellus, Bakken, Bone Spring, Spraberry y Utica muestran un crecimiento en la producción de gas y petróleo.

²² (Growth, 2015)

2.3 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA PRESENTES EN ARGENTINA

Gracias a la Cuenca de Neuquén y la formación geológica de Vaca Muerta, al 2018 Argentina es líder en exploración y desarrollo de yacimientos en roca generadora en Sur América, permitiéndolo una gran evolución tecnológica y un gran avance en autosuficiencia energética. Como se puede ver en la (Figura 6), la Cuenca hidrocarburífera Neuquina está ubicada al norte de la Patagonia argentina. Comprende áreas del este de la provincia de Neuquén, del noroeste de la provincia de Río Negro y del sur de las provincias de La Pampa y de Mendoza.

Figura 6. Ubicación de la Cuenca de Neuquén y la Formación Vaca Muerta.



Fuente. Tomada en línea de <http://vacamuertainfo.com/ubicacion-de-vaca-muerta-mapa>

Es una cuenca sedimentaria, en cuyo sector neuquino se cuentan con los mayores recursos y reservas no probadas técnicamente recuperables de hidrocarburos no convencionales en Latinoamérica. Tales recursos involucran a la formación geológica Vaca Muerta que cuenta con una extensión de 30.000 km² y la cual se encuentra a una profundidad de 6900 a 9800 pies. Vaca Muerta contiene el 53% de recursos recuperables de hidrocarburos asociados a shale gas. La Formación Los Molles, cuenta con una superficie de 15.913 km² siendo la segunda en importancia, posee una profundidad media de 12500 pies y un potencial destacado en la producción de gas. La formación Agrio, abarca un área de 1000 km² en la zona norte de Neuquén y en la que se obtuvo producción a partir de shale oil a una

profundidad de 11673 pies²³. En la cuenca también existe potencial de recursos de tight gas (arenas compactas), pero cuyas estimaciones en cuanto a nivel de recursos probados y no probados aun no son precisas.

Entre la Formación Vaca Muerta y la Formación Los Molles poseen un total de 583 trillones de pies cúbicos de recursos no probados técnicamente recuperables de yacimientos asociados a shale gas. En la cuenca según estudios de Energy Information Administration de los EEUU, los recursos no probados técnicamente recuperables en shale oil son de 19880 millones de bbl. Estos valores ubican a Argentina entre los tres países con mayores depósitos en shale gas y entre los cuatro países con mayor cantidad de shale oil del mundo.

Tabla 1. Comparativa de recursos en América.

País	Cuenca	Área Prospectiva (km ²)	OOIP (BBOE)
Estados Unidos	Permian- Eagle Ford	126.299	809
Argentina	Neuquén	47.321	719
Canadá	Duverway	19.580	153
Colombia	Valle Medio del Magdalena	11.249	116

Fuente. Reportes EIA Shale Oil_Gas (2011-2015).

2.4 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA PRESENTES EN COLOMBIA

En Colombia el Valle Medio del Magdalena con las formaciones La Luna y Tablazo son la principal fuente para desarrollar los yacimientos en roca generadora en el país. Tales formaciones asociadas a shale oil y shale gas podrían aumentar las reservas a más de 7.000 millones de barriles, lo que triplicaría las reservas actuales. La formación la Luna que cuenta con un área prospectiva de 5232 km² aportaría un OOIP de 38 a 119 BBOP y la formación tablazo aportaría un OOIP de 23 a 66 BBOP en un área prospectiva de 6017 km² ²⁴.

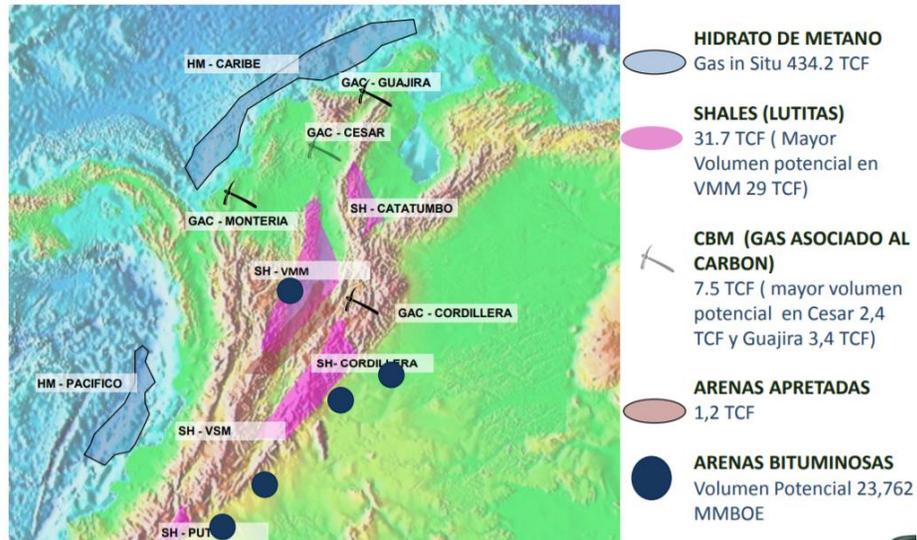
El país también cuenta con grandes oportunidades en yacimientos continuos asociados a los mantos de carbón por lo que ha venido realizando grandes esfuerzos para estimar los recursos y reservas del gas metano en los mantos de carbón. Realizando trabajos en las cuencas de Boyacá, Cundinamarca, Guajira, Cesar, Antioquia y Santander se encontró que la mayor oportunidad se encuentra en la cuenca carbonífera del Cesar y que se encuentra cerca de poner en marcha el primer proyecto de aprovechamiento de gas metano (Figura 7).

²³ (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2015)

²⁴ (ACIPET, 2017)

La principal dificultad que tiene el país para llevar a cabo un proyecto de aprovechamiento de gas metano en mantos de carbón ya sea en metodología CBM (drenaje con gas metanos en zonas donde no hay actividad minera) o CMM (drenaje de gas metano en zonas donde hay actividad minera) es no contar con los suficientes estudios en reservan ya que el país no cuenta con un método estándar para la estimación de recursos y reservas, situación que se ve reflejada en los diferentes estudios para estimar el potencial de gas metano de los mantos de carbón.

Figura 7. Potencial de Hidrocarburos de YRG en Colombia



Fuente. FUENZALIDA, Humberto Andrés, Reporte Ecopetrol 2017.

3. ASPECTOS REGULATORIOS

Colombia ha estado enmarcada por las políticas de países como Estados Unidos, Argentina y Francia, teniendo estos como referentes y ejemplos a seguir. La regulación del país se ha desarrollado en base a lecciones aprendidas, siendo muestra de experiencias tanto buenas como erróneas a la hora de actuar. En los aspectos que corresponden a la regulación colombiana existe un enfoque ambiental y de intereses económicos, así como existen varias instituciones encargadas de crear, incentivar y sobretodo monitorear la normatividad en cuanto a la exploración, producción y transporte de Hidrocarburos en el país y desde el año 2006 traen un camino por los Hidrocarburos no convencionales.

3.1 INSTITUCIONES POLÍTICAS

3.1.1 ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos. La ANH tiene como función principal administrar y promover los recursos de hidrocarburos del país, de igual forma interviene en la regulación técnica de exploración y producción de hidrocarburos.

3.1.2 Servicio Geológico Colombiano. Gestión del conocimiento geo-científico del subsuelo, la investigación nuclear y radioactiva y divulgación de información.

3.1.3 Ministerio del Interior. Certificación presencia de comunidades Étnicas – consultas previas.

3.1.4 ANLA Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. El ANLA tiene como función principal brindar y otorgar el licenciamiento ambiental para el desarrollo de los recursos del país.

3.1.5 CAR Corporaciones Autónomas Regionales. Está encargada de otorgar los permisos de aprovechamiento de los recursos naturales aprovechables.

3.1.6 Ministerio de Cultura. Trámites arqueológicos para el licenciamiento ambiental.

3.1.7 Ministerio de Trabajo. Decreto 1668 (2016), contratación mano de obra local en municipios donde se desarrollen proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.

3.2 PROPIEDAD DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

3.2.1 Artículo 332 constitución política de Colombia (1991). “El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes”.

3.2.2 Artículo 80 constitución política de Colombia (1991). El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponerlas sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

3.2.3 Artículo 330 constitución política de Colombia (1991). La explotación de los recursos naturales en los territorios indígenas se hará sin desmedro de la integridad cultural, social y económica de las comunidades indígenas. En las decisiones que se adopten respecto de dicha explotación, el Gobierno propiciará la participación de los representantes de las respectivas comunidades.

3.2.4 Decreto 1320 (1998). Se reglamenta la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio.

Comunicado: ANLA archivó el trámite de dos licencias para desarrollar Fracking en Magdalena.²⁵

Fueron archivadas las solicitudes de licencia ambiental de los proyectos pilotos de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales, con prospectos para ejecutar Fracking, en los proyectos Ape Piranga y Ape Plata localizados en el Magdalena Medio.

ANLA comunicó, que archivó las mismas obedeciendo a que los estudios de impacto ambiental y la información adicional suministrada por los solicitantes “no satisfacen lo requerido por esta Autoridad Nacional, porque no cumplen con los términos de referencia para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”.

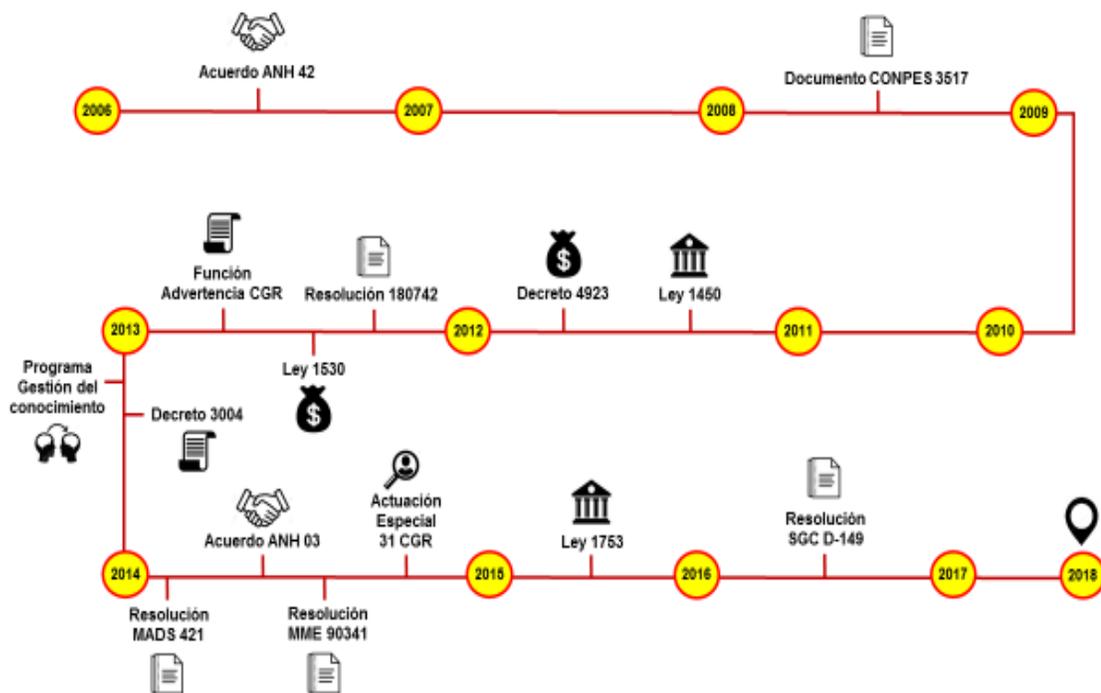
La ANLA agregó: “Es insuficiente para realizar una evaluación adecuada, en aspectos tales como manejo y disposición de las aguas de producción y flujos de retorno, evaluación ambiental y plan de contingencia”.

²⁵ (LR. La República. 2018)

3.3 EVOLUCIÓN DE LA REGLAMENTACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA EN COLOMBIA

Colombia dio sus primeros pasos con respecto a la regulación de los yacimientos no convencionales desde el 2006, y por más de 12 años el país ha venido desarrollando leyes e implementando decretos, para regular el desarrollo de los yacimientos en roca generadora, teniendo como principal objetivo, la preservación del medio ambiente.

Figura 8. Línea de tiempo de la regulación de YRG en Colombia



Fuente: HORMIZDA, Vicente. ACIPET. Aspectos técnicos y regulatorios en yacimientos no convencionales. 2018. Modificado por los autores

3.3.1 Acuerdo Agencia Nacional de Hidrocarburos 42 de 2006. Autoriza no tramitar las propuestas para la suscripción de contratos de Exploración y Producción y de Evaluación Técnica para Gas Metano Asociado al Carbón.

3.3.2 Documento CONPES 3517 de 2008. Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

3.3.3 Ley 1450 de 2011. Plan de desarrollo para el periodo de tiempo 2010-2014.

3.3.4 Decreto 4923 de 2011. Garantiza la operación del Sistema General de Regalías. Incentivo a la explotación de YRG con aplicación de regalías menores para YRR.

3.3.5 Resolución 180742 de 2012. Establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

3.3.6 Ley 1530 de 2012. Regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías. Ratifica incentivo a la explotación de YRG.

3.3.7 Función advertencia Contraloría General de la República de 2012

3.3.8 Programa Gestión del conocimiento en 2013

Talleres, visitas y asesoría de expertos internacionales

- Talleres con 24 expertos, alto nivel académico.
- 10 autoridades internacionales, en reuniones.
- Consultoría internacional para formular regulación.
- Visitas a campos de explotación en Canadá y EE.UU.

Respectivo fortalecimiento institucional para el desarrollo del marco regulatorio de YNC. Este fue un trabajo interinstitucional entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Ambiente y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, que se concentró en preparar el marco regulatorio para la exploración y producción de hidrocarburos en no convencionales. Para tal fin, se hicieron talleres y seminarios, estos, tuvieron lugar en las instalaciones de la ANH y ANLA con expertos en el tema, de la mano, como David Neslin.

3.3.10 Decreto 3004 de 2013. Establece los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Plazo máximo para reglamentar aspectos técnicos en YRG.

3.3.11 Resolución Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible 421 de 2014. Adaptación de 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. Anexo específico para YRG.

3.3.12 Acuerdo 03 Agencia Nacional de Hidrocarburos de 2014. 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.

3.3.13 Resolución Ministerio de Minas y Energía 90341 de 2014. Establece requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. (Excepción de arenas bituminosas e hidratos de metano).

3.3.14 Actuación Especial 31 de 2014 Contraloría General de la República. Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible, posibles riesgos. Hidrocarburos No Convencionales.

La actuación especial, incluyó la recopilación y análisis de información técnica básica y fundamentalmente ambiental y desarrollos normativos a partir del 2010. De igual manera información sobre experiencias internacionales, donde se explotan yacimientos de hidrocarburos no convencionales mediante el método del "Fracking" o fracturamiento hidráulico de unidades roca de interés, a efecto de obtener gas o crudo por métodos no convencionales.

3.3.15 Ley 1753 de 2015. Expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país". Prioridad en YRG como línea de acción para aumentar reservas.

3.3.16 Resolución Servicio Geológico Colombiano D-149 de 2017. Determina las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no Convencionales.

3.4 RESOLUCIÓN 90341, MINMINAS

3.4.1 Definiciones según el ministerio en la Resolución 90341

- Acuíferos aprovechables para consumo humano, son aquellos que tengan contenido de sólidos disueltos totales de 4 gramos/litro como máximo.
- Los arreglos de pozos van desde los tres pozos hasta los diez que tienen cercanía geográfica y propiedades de yacimiento similares.
- Pozo horizontal, desviación respecto a la vertical mayor de 80 grados y se proyecta más de 100ft dentro de la formación de interés.
- Desechos NORM, materiales reactivos naturales que no se prevé un uso posterior.
- Material radioactivo de origen natural, material radioactivo que no tiene concentraciones de radionúclidos más altas de las naturales.
- Residuo NORM, residuos de un proceso con materiales radioactivos naturales o contaminado con ellos, puede o no, ser reutilizado.

3.4.2 Exploración y explotación de YRG según resolución 90341

- La información acerca de las coordenadas y marco geográfico deberá ser presentada. En cuanto a perforación, la campaña debe requerir el permiso con una forma. Después de la perforación, estimulación y terminación del pozo deberá hacerse una prueba inicial de producción, de máximo 45 días de

producción de fluidos hasta estabilización de flujo, para fiscalización y esta debe ser informada con el programa al ministerio de Minas y Energía.

- La prueba piloto de pozo que podrá durar máximo dos años, modificables por compromisos contractuales o razones técnicas que lo ameriten, tendrá que ser informada junto con las facilidades a utilizar que se registrarán por la norma técnica vigente. Resultados de pruebas reportados mensualmente.
- Después de terminada la prueba inicial de presión hasta que se apruebe la autorización de la prueba piloto, no se podrá detener la producción para efectos de evaluación de yacimiento.
- Las facilidades podrán ser modulares, sin afectar otra actividad económica en el área de instalación.
- **Registros en sección vertical de pozos exploratorios.**
- Rayos Gamma, Densidad - Neutrón, Resistividad, Potencial Espontáneo y Medidas de temperatura en el zapato de cada revestimiento.
- **Registros en sección horizontal de pozos exploratorios.**
- Mínimo Rayos Gamma. (En estos pozos exploratorios, no estratigráficos, también se deben tomar corazones por lo menos en un pozo del arreglo).

➤ **Registro y muestreo para pozos estratigráficos.**

Núcleos convencionales de al menos 5% del total de la columna estratigráfica y el resto con testigos laterales con intervalos de máximo 20ft, Registro de fluidos y gases en la secuencia y Registros de pozo, eléctricos, sónicos, visuales, radioactivos y térmicos, entre otros. En estos pozos solo se tendrá el objeto de determinar la constitución litológica y propiedades físicas de la secuencia, cuando se llegue a la profundidad final y se tomen registros pertinentes se debe abandonar el pozo, y solo podrán ser utilizados como productores en la etapa de desarrollo.

➤ **Requerimientos de revestimiento y cementación.**

- Revestimientos superficiales y conductores, cementados hasta superficie.
- Métodos de aseguramiento del asentamiento del cemento tales como bombeo y sello.
- Revestimiento superficial debe ser sentado a mínimo una profundidad de 150ft por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado.
- Revestimiento superficial debe tener traslape con el siguiente revestimiento mínimo de 5%.
- Prueba de presión al revestimiento.
- En pozo exploratorio en uno por cada arreglo de pozos, 10 ft por abajo de la perforación del zapato del casing de superficie o hasta formación virgen, se debe realizar prueba de integridad de la formación para establecimiento de presión inicial de ruptura de la formación en el zapato.
- El cemento debe alcanzar una resistencia compresiva de 300psi en 24 horas y 800psi en 72 horas.
- Casing intermedio debe ser cementado por lo menos 500ft por encima del zapato, cuando se pueda.

- Correr registros tipo CBL para verificación de cementación, enviar registros al ministerio.
- Casing de producción debe ser cementado por lo menos 500ft por encima del zapato, cuando se pueda.

3.4.3 Requerimientos estimulación hidráulica según resolución 90341. Las operaciones de estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales deberán llevarse a cabo siguiendo la siguiente lista de procedimientos y condiciones, para ejercer una buena práctica de estas mismas:

- Pruebas de presión a los revestimientos que serán expuestos a la estimulación hidráulica, previo al inicio de operaciones de estimulación hidráulica.
- Se debe monitorear el espacio anular de manera permanente durante la estimulación. Aumento de la presión anular de 200psi, reportar anomalía y detener operación.
- La distancia entre el acuífero aprovechable para consumo humano y la estimulación hidráulica no podrá ser menor a 5 veces el radio de la fractura (estudio geomecánico con esfuerzos horizontales y verticales); para asociados a mantos de carbón la distancia disminuye a 2 veces el radio de fractura.
- Los pozos tendrán que tener una distancia mayor a 200 metros en superficie de un pozo construido para otros fines.
- Todo el cronograma de la estimulación hidráulica deberá ser presentado ante el ministerio o entidades competentes, con detalles como volúmenes de cada etapa, aditivos químicos, concentraciones de propante y presiones anticipadas de fractura, el radio de la estimulación para cada etapa, así como la altura del cemento anular y empaques y junto a un análisis de la resistencia de los revestimientos es suficiente para contener presiones.
- Es necesario presentar un mapa con ubicación de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad para consumo y su respectiva información, de igual manera pozos de hidrocarburos dentro de una distancia a 3 veces el radio de la estimulación, con una representación de las fallas geológicas identificables a cualquier profundidad dentro de un volumen de un cilindro imaginario definido por el tipo de pozo (pozos verticales la altura del cilindro es 3 veces la profundidad final estimada del pozo más profundo del arreglo y un radio de 3 veces esa misma profundidad, pozos horizontales es igual y su radio está dado por el lateral horizontal más extenso estimado en el arreglo).
- Debe llevar un informe de cualquier evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo exploratorio y la instrumentación sismológica instalada. Línea base de sismicidad del área.
- Por todo esto debe tenerse análisis de riesgos, el riesgo de: Intercomunicación de pozos, migración de fluidos y de generar sismicidad desencadenada. (Plan de mitigación).
- No está permitida una estimulación a menos de 1 km de una falla activa mayor identificada.
- El monitoreo se debe hacer especialmente en: Presión del anular, material radioactivo de origen natural y en algunos casos de sismicidad.

3.4.4 Suspensión actividades de estimulación hidráulica según Resolución 90341. Cuando se presente un evento sísmico de magnitud mayor o igual a 4 en la escala de RICHTER con epicentro dentro del área y radio en torno al pozo sea de 2 veces la profundidad del pozo y con profundidad hipo central menor a 16 km.

3.4.5 Para pozos inyectoros de fluido de retorno y agua de producción según Resolución 90341

- Marco geológico: Formación geológica para la inyección, estimación de extensión lateral, porosidad, permeabilidad, fallas geológicas, evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo de inyección, instrumentación sismológica, línea de base de sismicidad, well log del área con profundidad y aislamiento de zona de inyección.
- Área de revisión: Radio de 2 millas (3,2 km), ubicación y profundidad de pozos construidos de agua para consumo, ubicación y profundidad de todos los pozos de hidrocarburos dentro del área y su estado.
- Análisis de riesgos: tales como la afectación a los acuíferos, la posibilidad de migración de fluidos o el de causar sismicidad desencadenada.
- Requerimientos de construcción: Revestimiento de pozo igual que para un pozo exploratorio, sistema de tubería de inyección y empaques, estos últimos deben estar sentados a una profundidad menos a 100ft sobre la zona de inyección y dejar espacio anular entre tubería y revestimiento. Si no hay empaques, todos los revestimientos deberán estar cementados hasta superficie. Si se tienen liners o tie back se debe tener tubería desde el empaque hasta superficie a la tie back sleeve con espacio anular entre tubería y revestimiento para monitoreo. Prueba de integridad de los revestimientos con una presión igual a la presión máxima de inyección alcanzable o 300psi como mínimo por 15 min con un delta de presión menor al 5%.
- Pruebas iniciales para inyección: Verificación integridad mecánica del pozo; registros de temperatura, integridad de cemento y trazadores.
- Límites de operación de pozos inyectoros: Presión en cabeza de pozo se calculará asegurando no generar nuevas fracturas o se propaguen las existentes y esta presión en cabeza no deberá ser mayor al 90% de la presión de fractura de la formación.
- Monitoreo pozos inyectoros: Volúmenes y presiones promedio se registran, en los anulares debe haber medidores de presión, integridad evaluada al menos cada 3 años.
- Aspectos adicionales para convertir en inyectoros: Registros de tope de cemento y tipo CBL para calidad de cementación por revestimiento expuesto, formaciones geológicas sin utilizarse para inyección deber ser aisladas con tapones de cemento que serán probados a 1,25 veces la presión máxima de inyección. No se puede hacer inyección con distancias menores a 2 veces la profundidad del pozo a una falla activa mayor identificada.
- Se suspende inyección cuando haya: Presentación de fallas durante pruebas de integridad, en los pozos inyectoros las presiones del anular igualan el 20% del

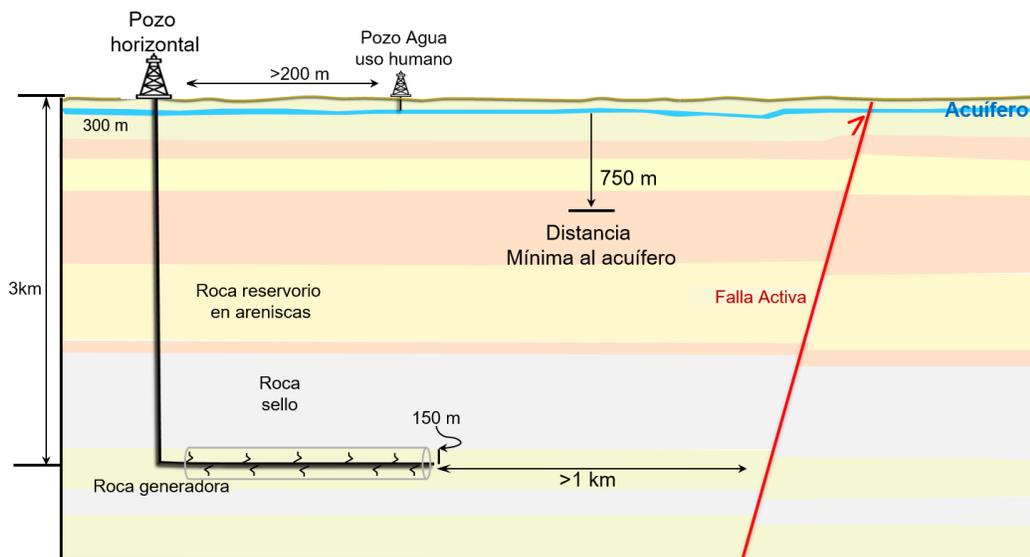
promedio de la presión de inyección, evento sísmico de magnitud mayor o igual a 4 en la escala de RICHTER.

3.4.6 Inspecciones según Resolución 90341. Notificar al ministerio con 72 horas de antelación por lo menos de actividades como:

- Pozos de exploración y explotación: Inicio de la construcción de pozo, corrida y cementada del revestimiento superficial, pruebas a las preventoras en instalación inicial y en pruebas iniciales, pruebas de integridad del revestimiento intermedio, corrida y cementada del revestimiento de producción, pruebas de presión del anular del revestimiento de producción y operaciones de estimulación hidráulica.
- Pozos inyectoros: Inicio de la construcción de pozo, corrida y cementada del revestimiento superficial, pruebas de integridad del revestimiento intermedio, corrida y cementada del revestimiento de producción, pruebas de presión del anular del revestimiento de producción e inicio de pruebas de inyección.

A continuación se ve una adaptación de la resolución 90341, para un pozo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 9).

Figura 9. Pozo con adaptación de la Resolución 90341



Suspender operación en caso de sismo $\geq 4^\circ$ Richter
A una profundidad ≤ 16 km



Fuente: TOVAR, Edward, ACIPET. Introducción a los Yacimientos en Roca Generadora. 2018

4. PERFORACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

Los procedimientos en una campaña de perforación para la explotación de un yacimiento en roca reservorio y para un yacimiento en roca generadora, en principio tiene casi todos los puntos similares salvo algunos factores que serán alterados en el cambio de formaciones y/o estratos por los que se estén navegando pues posiblemente exista un cambio de un ambiente de depositación terciario, en donde seguramente se tenga hinchamiento de arcillas, a un ambiente cretácico en donde probablemente se cuente con derrumbes, esto acarrearía acciones de cambio de sarta y, por supuesto, cambio de lodo de perforación. Por otro lado pero de manera conjunta la diferencia también desata una serie de alistamientos como, equipos especializados para fracturamiento hidráulico pues dependerá directamente si se trata de un shale, entonces se debe contar con el equipamiento de estimulación en el que se contempla cantidad de bombas con su back up, pre mezcladores, almacenaje de agente sostén, agua y componentes químicos necesarios.

4.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Es el proceso de desviar un pozo intencionalmente respecto a la trayectoria que adoptaría naturalmente, con el fin de alcanzar un objetivo determinado. Actualmente las técnicas de perforación direccional también son usadas para controlar la perforación en pozos verticales.

La perforación direccional data su origen en el año 1850, en el cual se llevó a cabo la primera perforación rotativa, la cual consistía en el uso de motores de rotación para lograr hacer perforaciones en el subsuelo a fin de encontrar yacimientos petrolíferos para su posterior explotación. Posteriormente en el año 1873 se patentó el primer motor de fondo, al cual se le denominó (MDF). Los motores de fondo son herramientas utilizadas para la perforación de pozos verticales y direccionales que mediante el accionamiento hidráulico que proporciona el lodo de perforación, se transmite energía rotacional a una unidad de potencia. La unidad de potencia del (MDF) es accionada en forma hidráulica mediante el bombeo del lodo de perforación a través de un sistema de rotor-estator.

En el año 1920 surge la perforación direccional controlada, con el principal objetivo de lograr la perforación mediante la deflexión de la sarta. Con el uso de estabilizadores en las sartas rotarias, estabilizadores ajustables y los motores de fondo se logró un control óptimo tridimensional del deslizamiento, inclinación y desempeño de la broca en las campañas de perforación. Aunque el uso del motor de fondo permitió la perforación de pozos muy complejos, también introdujo ineficiencias durante el deslizamiento o la construcción de la curva del pozo.

En los inicios la perforación direccional en la industria, tenía como único objetivo controlar la trayectoria del pozo, sin tener en cuenta más variables, lo que generaba un método poco eficiente, por lo que surgió la necesidad de introducir tecnología que permitiera dar más eficiencia en el proceso de perforación. En la década de los 80 y los 90, comenzó el uso del motor dirigible, permitiendo un control direccional

efectivo y con alta eficiencia en pozos verticales. Los estabilizadores ajustables permitieron controlar la inclinación de modo rotario, ya que anteriormente la inclinación dependía en un 90% del deslizamiento.

Actualmente la industria se ha venido complementado con avances tecnológicos, como herramientas más sofisticadas y piezas robóticas que hacen aún más preciso el proceso de perforación.

4.1.1 TIPOS DE TRAYECTORIAS DENTRO DE LA PERFORACION DIRECCIONAL. La trayectoria del pozo es comprendida por el plan direccional propuesto anteriormente, donde quedan definidos los puntos de desvío (KOP), inclinación y rumbo del pozo, profundidad medida (MD), profundidad vertical verdadera (TVD), sección vertical (VS), coordenadas rectangulares (N/S. E/W), entre otros.

En general, las trayectorias de los pozos direccionales son los siguientes:

4.1.1.1 Tipo de trayectoria “J”. Esta trayectoria consta de una sección vertical, seguida de una sección curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado y una sección tangencial hasta alcanzar el objetivo geológico planificado.

4.1.1.2 Tipo de trayectoria “s”. La trayectoria tipo “S” está formada por una sección vertical, seguida de una sección curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección tangencial y por último se tiene una sección en donde se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo geológico.

4.1.1.3 Tipo de trayectoria “S modificado”. Está constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

4.1.1.4 Tipo de trayectoria horizontal. Esta técnica puede ser aplicada cuando la producción de un campo es muy reducida debido a diversos factores como conificaciones de gas y agua o formaciones con buena permeabilidad vertical.

Actualmente es una técnica muy utilizada ya que para la producción óptima de un yacimiento en roca generadora es el método más efectivo, ya que permite contactar más espacio con la formación. Los pozos horizontales se realizan con intención de perforar los horizontes productivos en una gran extensión horizontal y no limitarse sólo al espesor neto de las formaciones, que es el caso de perforación de tipo convencional.

4.1.1.5 Tipo de trayectoria de alcance extendido. Los pozos de alcance extendido son aquellos que son desviados de su vertical y su sección de construcción e inclinación son construidas de tal manera que permiten un mayor desplazamiento

horizontal para alcanzar un objetivo a una cierta distancia de la superficie. Un pozo ERD por sus siglas en inglés, es aquel que posee una relación desviación horizontal-profundidad vertical verdadera (HD/TVD) mayor a 2. Esta relación constituye una indicación cruda de la complejidad de pozo, ya que cuanto más alta la relación, más complejo el pozo, pero se trata solamente de un indicador básico de la dificultad que implicará la perforación y la terminación del pozo.

4.1.1.6 Tipo de perfil Multilateral. Esta técnica consiste en perforar inicialmente a determinada profundidad un pozo el cual es tomado como punto de partida y posteriormente a partir del mismo se crean otros pozos direccionales.

Los pozos multilaterales unas drenajes horizontales múltiples desde un pozo primario para reducir el número de pozos necesarios para drenar el yacimiento. Los multilaterales requieren pocos cabezales, reduciendo el costo de las terminaciones en subsuelo y las operaciones de enlace.

4.2 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

4.2.1 Brocas. Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación. Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

En la actualidad existen varios tipos de brocas para perforación, que difieren entre sí por su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Los tipos de brocas son los siguientes:

4.2.2.1 Brocas tricónicas. Estas brocas cuentan con tres conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de dientes e insertos de carburo de tungsteno, (Figura 10).

Figura 10. Broca Tricónica



Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

Por su sistema de cojinetes pueden ser cojinete de rodillos y esferas o Cojinete de Muñon como se pueden ver en (figuras 11,12)

Figura 11. Cojinete de rodillos

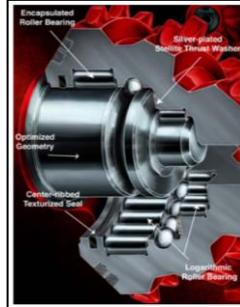


Figura 12. Cojinete de Muñon



Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

4.2.2.2 Brocas de cortadores fijos. Las brocas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie interior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre.

4.2.2.3 Brocas de compacto de diamante policristalino (PDC). El diseño de los cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas montadas en el cuerpo de los cortadores de la broca, pero a diferencia de las brocas de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las brocas tricónicas (Figura 13).

Figura 13. Broca PDC



Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

4.2.2.4 Brocas de diamante natural. Las brocas de diamante natural tienen un cuerpo fijo cuyo material es de acero. Su tipo de corte es de diamante natural, incrustado en el cuerpo de la broca. El uso de estas brocas es limitado en la actualidad, pero suele usarse en perforaciones con formaciones duras y abrasivas (Figura 14).

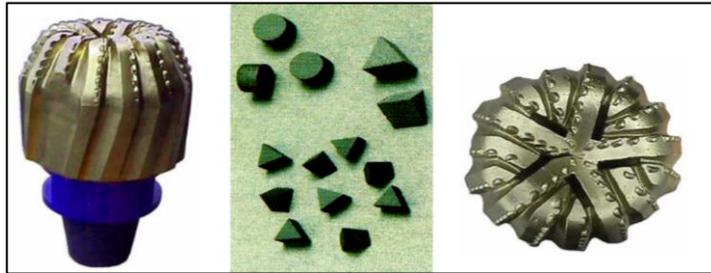
Figura 14. Broca de Diamante Natural



Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

4.2.2.5 Broca de Diamante Policristalino Térmicamente Estable (TSP). Las brocas térmicamente estables, son usadas normalmente para perforaciones con rocas duras como la caliza dura, basalto y arenas (Figura 15).

Figura 15. Broca TSP



Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

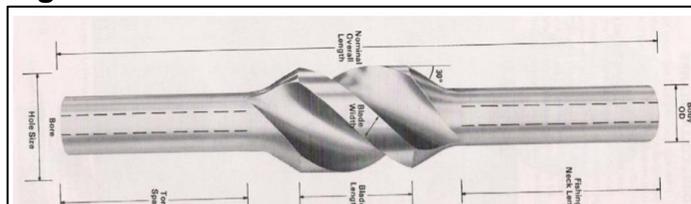
Para seleccionar la broca se deben tener los siguientes criterios:

1. Tipo de pozo
2. Análisis histórico
3. Litología o tipo de roca
4. Profundidad
5. Fluidos de perforación
6. Rendimiento
7. Limitaciones de peso
8. Aplicaciones con motores de fondo
9. Pozos de diámetro reducido
10. Costos

4.2.2 Estabilizadores. Los estabilizadores se pueden dividir en 2 grandes grupos de acuerdo con su posición en la sarta.

4.2.3.1 Estabilizadores de brocas. Es la herramienta que va conectada directamente a la broca fabricados en su mayoría con acero 4145 H modificado y tratado al calor, sus conexiones regularmente son fosfatadas y por lo general cuentan con aletas en espiral integrales o soldadas (Figura 16).

Figura 16. Estabilizador de broca

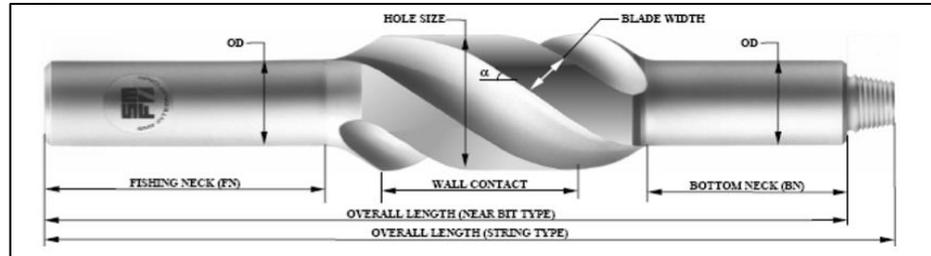


Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

4.2.3.2 Estabilizador de Sarta. Son Estabilizadores con conexiones fuertes de piñón y caja compatibles con los DC, son conectados a uno o más DC de distancia

de la barrena. Su función principal es permitir el control direccional de la trayectoria del pozo y puede ser de pleno calibre o de bajo calibre (Figura 17).

Figura 17. Estabilizador de Sarta



Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

4.2.3 Lastra barrenas (drill collars). Los Drill Collars con herramientas tubulares en acero de pared gruesa que proveen peso a la broca y rigidez a la sarta de perforación, pueden ser de configuración exterior lisa y helicoidal y su longitud promedio es de 31 pies (Figura 18).

Su función principal es prevenir las pegaduras de la sarta por presión diferencial y reducir el área de contacto con la pared del pozo.

Figura 18. Drill Collar



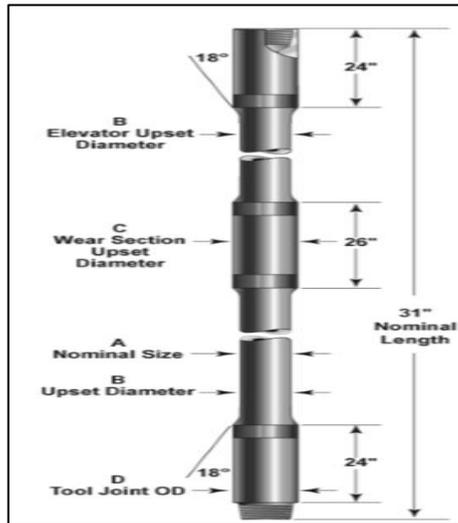
Fuente PEMEX, Curso de perforación, Schlumberger, 2006.

4.2.4 Tubería De Perforación Extra Pesada. Es el elemento de transición entre la tubería de perforación y los drill collar para evitar el cambio abrupto de las conexiones y la concentración de esfuerzos en la conexión. Son un tubular con alto espesor de pared y acoples más largos que la tubería de perforación convencional, presenta uno o varios refuerzos exteriores en el cuerpo del tubular para aumentar su resistencia a los esfuerzos y al desgaste abrasivo (Figura 19).

Son utilizados como componente principal del ensamblaje direccional en pozos horizontales, conectados entre la broca y los Drill Collars. Por su diseño con

refuerzos externos previene el atrapamiento por presión diferencial del ensamble de fondo y facilita la limpieza del agujero. Son muy resistente por lo que pueden operar en compresión sin sufrir daños en las conexiones.

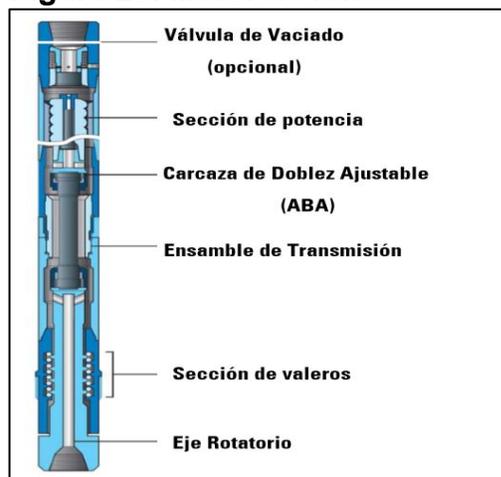
Figura 19. Tubería de Perforación Extra Pesada



Fuente Curso de perforación, PEMEX, Schlumberger, 2006.

4.2.5 Motores de fondo. Son herramientas que convierten la energía hidráulica del fluido de perforación que circula a presión por la sarta, en esfuerzo de torsión mediante una sección de potencia compuesta por un rotor y un estator dentro de la carcasa tubular (Figura 20).

Figura 20. Motor de fondo



Fuente Curso de perforación, PEMEX, Schlumberger, 2006.

La sección de potencia se conforma por el conjunto del Rotor y el Estator. El Estator es un elastómero adherido a la pared interna de la cabeza con superficie interna alabeada. El rotor es un cilindro de diseño helicoidal fabricado en metal pulido que gira dentro del Estator. La potencia de torsión del motor depende de la relación de lóbulos del Rotor al Estator, generalmente a mayor número de lóbulos mayor es el poder de torsión del motor y menor la velocidad de rotación.

La sección de transmisión del motor es el acople axial del rotor a un ensamblaje inferior de valeros y a la unión universal. La unión universal compensa el movimiento excéntrico causado por la carcasa de doblez ajustable y absorbe el empuje hacia abajo.

La carcasa de doblez ajustable permite la sección inferior del motor entre 0° y 3° de la vertical. Para pozos de radio corto se utilizan motores con carcasas ajustables de 0° a 4° o de uniones articuladas. Los motores de carcasa recta o con 0° de ABA se utilizan en operaciones de desempeño y en otras aplicaciones no direccionales. Los motores de fondo tienen como aplicaciones fundamentales en perforación direccional y en pozos verticales incrementando la velocidad de penetración y protección del revestimiento en pozos desviados.

Para la selección del motor de fondo se debe tener en cuenta:

- Diámetro del Motor en función del diámetro del pozo.
- Torque y velocidad esperada en la broca.
- Sistema de lubricación según las condiciones del fluido de perforación.
- Profundidad
- Tipo de pozo y grado de inclinación
- Tipo de Sartas
- Tipo de formación.

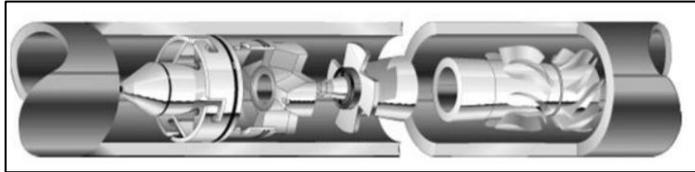
4.2.6 Power Drive. Es una herramienta totalmente direccional en tres dimensiones, capaz de hacer cambios en la inclinación y azimuth mientras continúa la rotación en la sarta. El Power Drive permite un incremento de salidas y una disminución de riesgos en los pozos durante la perforación. A su vez permite perforar de una forma segura los pozos direccionales mejorando la eficiencia total de la perforación y como consecuencia reduce los costos de la misma.

El Power Drive incrementa el desempeño de direccionalidad mediante una hidráulica optimizada y un gran desempeño y confiabilidad en condiciones severas.

4.2.7 MWD (Measurements While Drilling). El MWD (Medición mientras se Perfora) es el equipo por el cual se logra tener en superficie información continua, el ángulo alcanzado y el rumbo al que está orientada la herramienta deflectora (Figura 21).

Es una herramienta que se coloca por encima de la broca o motor de fondo, que envía señales mientras se perfora y son capturadas e interpretadas en superficie en tiempo real. Esta herramienta permite tener control de la perforación con respecto a la dirección y ángulo del pozo por lo que es posible corregir la desviación en el diseño del pozo.

Figura 21. MWD



Fuente Diseño de barrenas de perforación, Oilfield review, Schlumberger.

4.2.8 LWD. Este sistema proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora, tiene la ventaja de medir las propiedades de formación antes de que exista el efecto de invasión, (Figura 22). En los pozos desviados muchas veces se hace difícil realizar las medidas con cable por lo que el sistema LWD permite realizar estas mediciones.

Los parámetros medidos por una herramienta LWD son:

- Rayos gama
- Resistividad de la formación
- Propiedades acústicas
- Sísmica
- Densidad Neutrón
- Resonancia Magnética

Figura 22. LWD

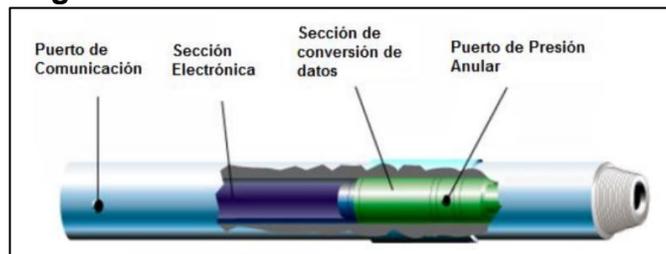


Fuente SCHLUMBERGER, Diseño de barrenas de perforación, Oilfield review, .

4.2.9 PWD. La tecnología de presión durante la perforación (PWD), es parte de una serie de sensores del MWD que miden la presión anular de manera más exacta, la presión interna y la medición de la temperatura con cualquier sistema de telemetría. Los datos de presión se transmiten en tiempo real y se almacenan en la memoria de los sistemas (Figura 23).

El PWD ayuda a tener mayor eficiencia, debido a que proporciona información de la presión de fondo en tiempo real, permitiendo corregir y tomar decisiones en los programas de perforación.

Figura 23. PWD



Fuente. SCHLUMBERGER, Diseño de barrenas de perforación, Oilfield review.

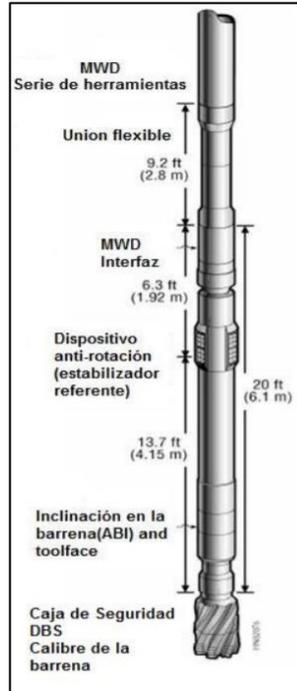
4.2.10 Sistema Dirigible Rotatorio Geo-Pilot

El sistema Geo-Pilot consiste de un eje sostenido por dos cojinetes o soportes dentro de un alojamiento exterior que mide aproximadamente 5,50 m de longitud. La parte superior de la herramienta se conecta en forma convencional por medio de la tubería de perforación hasta el top-drive y la energía rotatoria se transmite a la broca de perforación, (Figura 24).

El sistema Geo-Pilot se configura para los rangos específicos de temperatura, ya que si sale de estos puede trabajar inapropiadamente. El sistema es una herramienta electromecánica, tiene componentes de precisión dentro de él por lo que es recomendable operarla bajo condiciones óptimas.

EL Geo-Pilot resulta beneficioso ya que aumenta la ROP eliminando el deslizamiento y la fricción resultante en ella y a su vez logra reducir la incidencia de pegadura en la tubería. Permite un pozo con una perforación más precisa, teniendo mayor control en la cara de la herramienta debido a que el torque no afecta la misma y menor tortuosidad del pozo y por ende menor arrastre.

Figura 24. Sistema Geo-Pilot



Fuente Curso de perforación, PEMEX, Schlumberger, 2006.

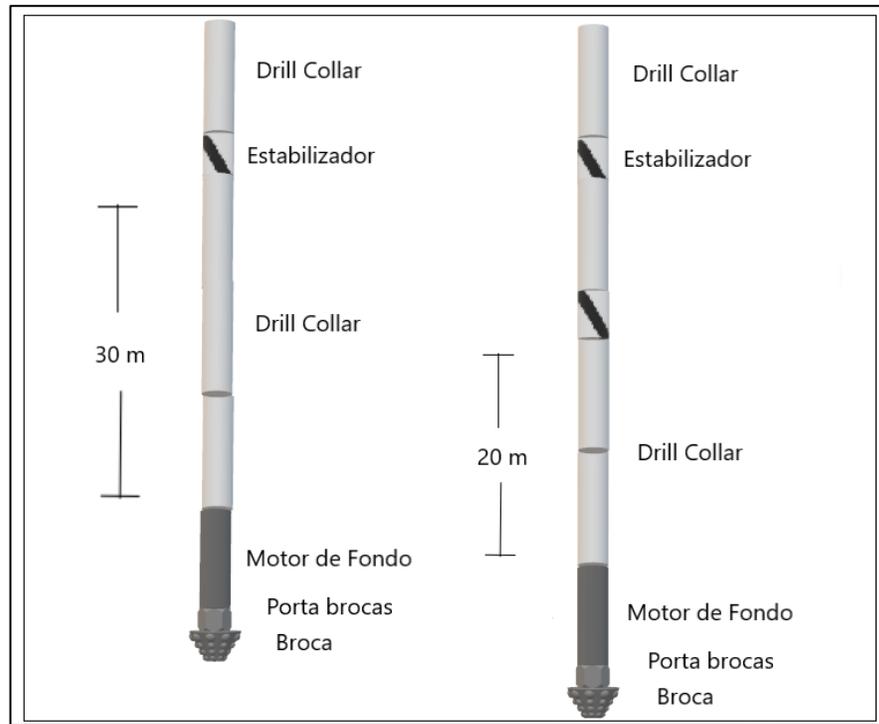
4.2.11 Sarta de Perforación. Es un componente en el sistema de perforación que conduce el fluido y transmite la rotación en la broca. Los ensambles de fondo de las sartas de perforación originan fuerzas en la broca que varían de acuerdo al peso sobre ellas mismas y características de la formación. Durante la perforación estas fuerzas controlan el ángulo de inclinación del pozo. Para mantener bajo control estas fuerzas generadas en la barrena y la inclinación del pozo se emplean fuerzas laterales ejercidas por los estabilizadores al hacer contacto con la pared del pozo o tubería.

El Principio de fulcro permite aumentar el ángulo de inclinación, lo cual se consigue generando un efecto de palanca cuando se le aplica peso al colocar un estabilizador arriba de la broca, generando un aumento en el ángulo del pozo. Para disminuir el ángulo de inclinación se aplica el principio del péndulo, que se produce removiendo el estabilizador colocado arriba de la barrena, dejando el estabilizador superior. Cuando se logra el ángulo de inclinación se debe mantener hasta la profundidad objetivo. La estabilización necesita conjuntos rígidos fondo y total control en la velocidad de rotación y peso sobre la barrena.

4.2.11.1 Sartas para formaciones suaves. En formaciones suaves, el uso de caudales y gastos altos generan erosiones en la cara del pozo, provocando ineficiencia en el adecuado funcionamiento de las sartas.

En la fase de inicial de la perforación horizontal el primer objetivo es construir una sarta que permita el incremento del ángulo de inclinación. En caso de tener un pozo con diámetro mayor a 12 ½ pulgadas, se recomienda perforar con una broca de diámetro menor y posteriormente ampliar al diámetro final. Al perforar con diámetros pequeños, se utilizan botellas que limiten el movimiento lateral de la sarta. Si no existen riesgos de pegaduras por presión diferencial, es recomendable emplear una sarta de 30m de longitud para el efecto de desviación, con dos estabilizadores, uno colocado sobre la broca y el otro después del tercer drill collar. La segunda opción es utilizar una sarta, con 20 m para el efecto de desviación, con 3 estabilizadores, el primero situado sobre la broca, el segundo, después del segundo drill collar y el tercero después del drill collar posterior al segundo estabilizador, (Figura 25).

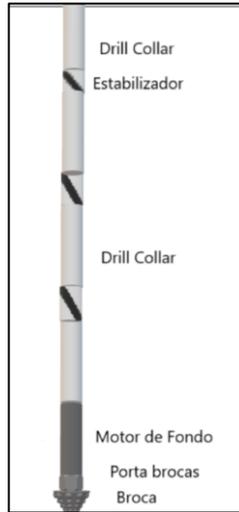
Figura 25. Sarta para incrementar el ángulo en formaciones suaves



Fuente. Diseño de la perforación de pozos (Modificado por los autores)

Usualmente la sarta empleada para mantener el ángulo y perforar la zona tangencial en formaciones blandas o suaves, lleva una distribución de estabilizadores por cada drill collar, lo recomendable es usar cuatro estabilizadores, comenzando posterior a la broca, (Figura 26).

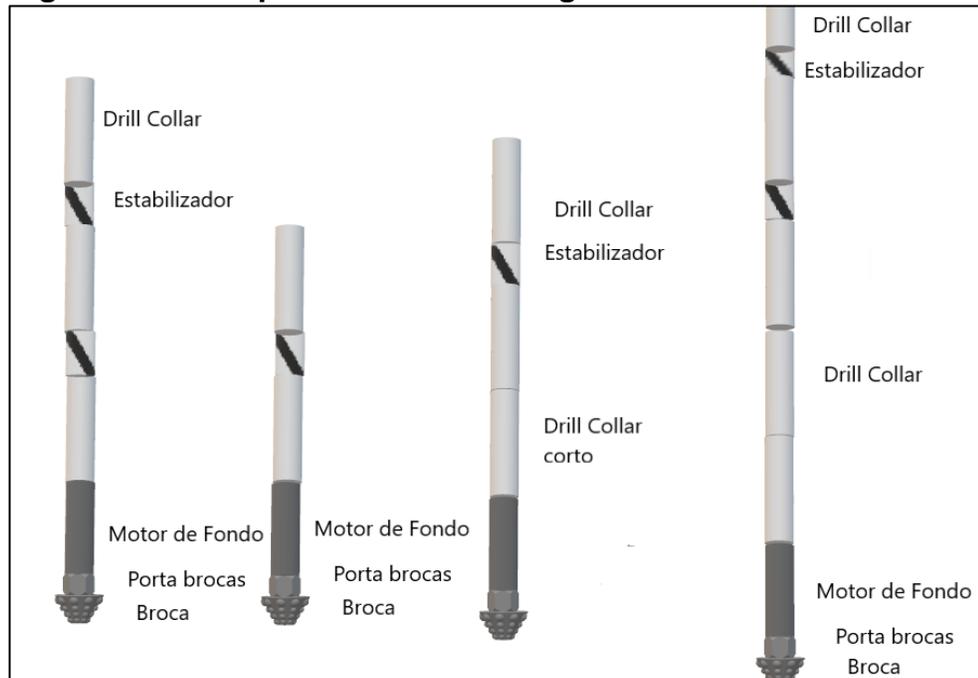
Figura 26. Sarta para mantener el ángulo en formaciones suaves



Fuente. Diseño de la perforación de pozos (Modificado por los autores)

La disminución del ángulo de desviación del pozo, depende de la longitud entre la broca y el primer estabilizador del BHA. Se recomienda comenzar con una reducción gradual, hasta llegar al grado de disminución deseado, (Figura 27).

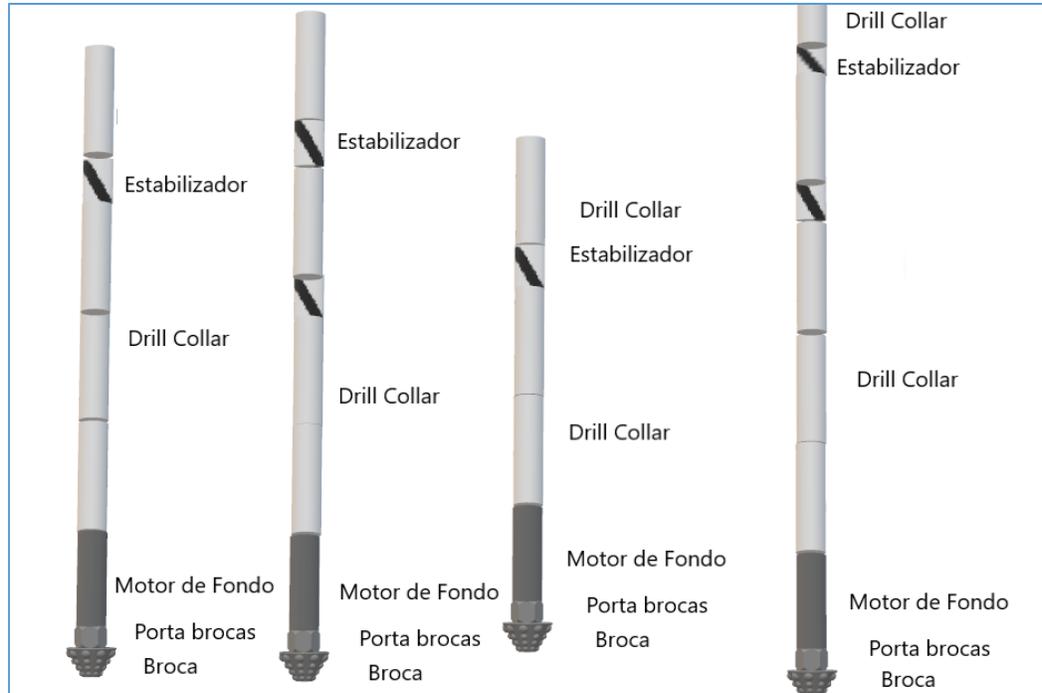
Figura 27. Sarta para disminuir el ángulo en formaciones suaves



Fuente. Diseño de la perforación de pozos (Modificado por los autores)

4.2.11.2 Sarta para formaciones con dureza media, a media suaves. Las características estructurales y la dirección de los estratos característicos de este tipo de formaciones, son más complicadas comparadas con las de las formaciones suaves. Las sartsas para incrementar el ángulo, dependerán de la distancia entre la broca y el primer estabilizador, para alcanzar altos grados en el incremento del ángulo se necesita mayor distancia. El BHA c y d, son utilizadas con frecuencia para incrementos moderados de 2 grados por cada 30 metros, (Figura 28).

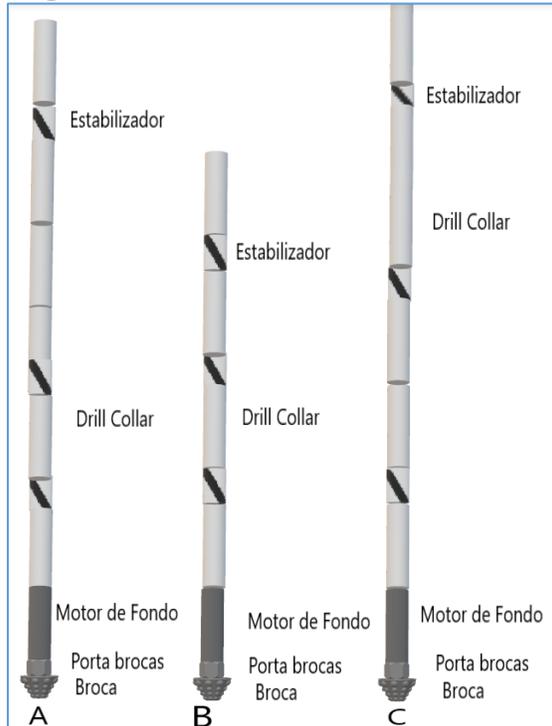
Figura 28. Sarta para aumentar el ángulo en formaciones medias



Fuente. Diseño de la perforación de pozos (Modificado por los autores)

Para mantener el ángulo en formaciones con dureza media, se debe tener total control sobre las fuerzas laterales ejercidas sobre la sarta, ya que la mayoría de las sartsas empacadas, presentan un valor alto. A continuación se presentan las sartsas más utilizadas para este tipo de formaciones, siendo la sarta (A) la más adecuada para mantener la fuerza lateral baja, (Figura 29).

Figura 29. Sarta para mantener el ángulo en formaciones medias



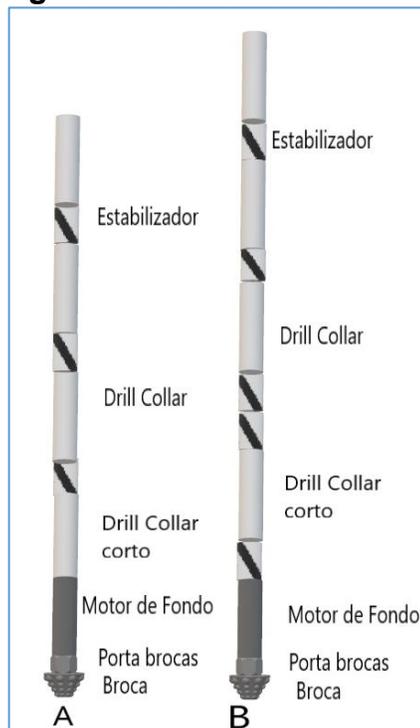
Fuente. Diseño de la perforación de pozos (Modificado por los autores)

La disminución del ángulo en este tipo de formaciones se lleva a cabo, con una sarta pendulada, es decir, que pueda trabajar con el principio de péndulo adecuadamente, que a su vez permita reducir el peso sobre la broca y aumentar la velocidad de rotación, provocando una disminución en el ritmo de penetración.

4.2.11.3 Sarta para formaciones semi duras a duras. Generalmente, estas formaciones pertenecen a los periodos Cretácicos, Paleoceno y Jurásico, estas formaciones presentan una alta resistencia al corte lateral de la broca y los estabilizadores, por lo que, en lugar de generar erosión en la formación, se desgasta la broca generando descalibración en los estabilizadores y la broca, formando un pozo con menor diámetro al esperado. Para aumentar el ángulo dentro de este tipo de formaciones se pueden utilizar las sarts mencionadas anteriormente, teniendo en cuenta que, si las brocas pierden calibre al utilizar estabilizadores con aletas, estos deberán sustituirse con escariadores, (Figura 30).

Para mantener el ángulo, se recomienda utilizar drill collar corto cerca a la broca, con un conjunto adecuado de estabilizadores. En estas formaciones, el cambio de trayectoria debe ser gradual para poder mantener el ángulo deseado dentro del pozo.

Figura 30. Sarta para mantener el ángulo en formaciones duras



Fuente. Diseño de la perforación de pozos (Modificado por los autores)

En este tipo de formaciones, se previene tener que realizar una disminución de ángulo, puesto que la alta resistencia al corte lateral, provoca una operación lenta.

4.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación óptimos varían entre los diferentes yacimientos de lutita, por lo que para realizar la selección de un fluido óptimo es recomendable contar información de los fluidos más exitosos en los pozos vecinos, ya que una buena elección en el fluido de perforación reduce los tiempos de perforación y reduce los riesgos y dificultades en las operaciones.

El fluido de perforación es usado para enfriar y lubricar la broca, brindar estabilidad al pozo y transportar los ripios a superficie. En la perforación horizontal el lodo también se utiliza para alimentar y refrigerar el motor de fondo, para el uso de herramientas de navegación que requieren lodo para transmitir las lecturas de los sensores, el lodo proporciona estabilidad durante la perforación horizontal.

Existen varios tipos de lodos empleados para la perforación, cada uno con características diferentes, para distintos objetivos durante la operación de perforación, los más usados en pozos horizontales y multilaterales son:

4.3.1 Base Agua. Los lodos base agua son los fluidos de perforación más empleados. Sus componentes principales son agua y arcilla. Según las condiciones de la formación el lodo puede ser inhibido, es decir, aquel lodo cuya base acuosa tiene una composición química que tiene a retardar o eliminar el hinchamiento o dispersión arcillas y lutitas en el fluido, mediante métodos físicos o químicos.

4.3.2 Base Aceite. Estos lodos son preferibles debido a que el petróleo tiene menor efecto sobre las arcillas y los materiales solubles de la formación. Estos lodos emplean materiales asfálticos y jabones para viscosificar el lodo y así mejorar el transporte de ripios a la superficie y a su vez controlar la filtración. Se requiere de una pequeña cantidad de agua, para controlar las propiedades del lodo, pero en general el agua se considera un contaminante.

4.3.3 Aire. Estos lodos son usados únicamente en casos especiales, ya que permiten aumentar la tasa de penetración y limpia el pozo mejor que otros fluidos cuando los recortes son pequeños. Pero a la hora de seleccionarlos, tienen más aspectos negativos que positivos, ya que no proveen una presión suficiente en el fondo del pozo y por lo tanto no es posible atravesar formaciones de alta presión.

4.3.4 Polímeros. Son químicos que permiten obtener mayor limpieza en el pozo, reduce el arrastre ya que incrementa la lubricidad. Hay muchos tipos de polímeros y se utilizan según su necesidad y disponibilidad, los lodos poliméricos son los sistemas de base agua más usados en operaciones de perforación con ángulos elevados.

4.3.5 Espumas. Estos fluidos, proporcionan lubricidad, previenen pérdidas de circulación, reprimen los sólidos, la rotación de tubería es mayor, este lodo es utilizado generalmente en la parte horizontal.

4.4 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA COLOMBIA

Para tener un buen desempeño en la perforación se debe tener total rigor y control sobre aspectos fundamentales como, equipos y nuevas tecnologías en los sistemas de perforación, parámetros operacionales para la construcción de pozos y las variables geomecánicas que puedan afectar la estabilidad del pozo.

En las operaciones de perforación, la geomecánica define la trayectoria óptima del pozo, los puntos de ubicación del revestimiento para poder tener la mayor estabilidad posible y la ventana del lodo necesaria, para obtener el peso del lodo adecuado y evitar un posible colapso del mismo. Las condiciones en las que se desarrollan las perforaciones y en especial, las perforaciones en yacimientos en roca generadora, son condiciones extremas, por lo que son monitoreadas continuamente permitiendo establecer los patrones de comportamiento de la operación y de la formación. El continuo seguimiento en las operaciones de perforación, permite identificar a tiempo comportamientos anómalos y su correcta

interpretación es necesaria para la posterior toma de decisiones. Los parámetros operacionales, se pueden registrar en tiempo real en relación a la profundidad, y su visualización se puede dar en gráficas o como datos.

En base a los parámetros establecidos en Argentina y Estados Unidos se establecieron los parámetros óptimos para realizar operaciones de perforación en Yacimientos en Roca Generadora en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La comparación entre los parámetros de los países base, permitió establecer las mejores herramientas que se adopten a las condiciones actuales. Los resultados fueron tabulados a continuación.

4.4.1 Profundidad. Este es uno de los parámetros más importantes, ya que nos permite correlacionar los demás parámetros medidos. Cuando se presenta una variación importante en otra medida, con éste parámetro podemos interpretar el motivo del problema.

4.4.2 Fluido de Perforación. El fluido de perforación es uno de los parámetros de mayor control durante la fase de perforación debido a que un peso equivoco en el lodo, puede generar problemas graves e irreversibles. El peso del lodo debe tener como principal objetivo brindarle estabilidad al pozo y en las zonas horizontales y con grado de desviación permitir un transporte de ripios eficiente.

Los fluidos base aceite, permiten tener mayor control sobre estas propiedades, por lo que es el más recomendable en el desarrollo de yacimientos en roca generadora. Se identificó que la zona de mayor riesgo de empaquetamiento y entaponamiento es la zona horizontal del pozo, por lo que para esta sección se recomienda hacer uso de un fluido bifásico, que cuente con un porcentaje de fluido base aceite y un fluido gaseoso, recomendablemente Nitrógeno.

Tabla 2. Parámetros para el Fluido de Perforación

Profundidad (ft)	Fluido de perforación		
	Tipo de Lodo	Peso de lodo (lpg)	Peso del Nitrógeno (lpg)
0-500 ft	A elección, recomendando Base Aceite	8.5 - 9.3	-
500ft - 4000ft	A elección, recomendando Base Aceite	9.3 -11.5	-
4000 ft - 8200 ft	Base Aceite	11.5 - 12	
8200ft - 10000 ft	Fluido Bifásico Nitrógeno + Lodo	8.6	10.4
10000 ft - 13000 ft	Fluido Bifásico Nitrógeno + Lodo	7	14.7

Fuente. Elaboración propia

4.4.3 BHA. Los parámetros para escoger el BHA dependen principalmente de la profundidad total programada, es decir, la profundidad total del pozo a desarrollar. Para establecer los parámetros del BHA, se identificaron las herramientas de uso en formaciones con mayor similitud a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y los datos obtenidos fueron tabulados a continuación.

Tabla 3. Parámetros para la selección del BHA

BHA				
Profundidad	Tipo de Broca	Drill Collar	Motor de Fondo	Sistema de Navegación
0-500 ft	Tricónica	Corto	Doble Angulo	LWD, MWD
500ft - 4000ft	PDC	Largo	Doble Angulo	LWD, MWD
4000 ft - 8200 ft	Spear PDC	Largo	Motor de Fondo Ajustable	LWD, MWD, Geo-Pilot
8200ft - 10000 ft	Spear PDC	Largo	Motor de Fondo Ajustable	LWD, MWD, Geo-Pilot
10000 ft - 13000 ft	Spear PDC	Largo	Motor de Fondo Ajustable	LWD, MWD, Geo-Pilot

Fuente. Elaboración propia

4.4.4 Tipo de Casing. El diámetro del casing es uno de los factores más fundamentales para la protección de acuíferos someros y en especial, para la preservación de acuíferos disponibles para el consumo humano, así que tener total control sobre este parámetro brinda la posibilidad de ejecutar operaciones con total seguridad operacional y ambiental.

Para establecer las variables entre los diámetros más empleados en los pozos de producción a partir de formaciones de baja permeabilidad, los clasificamos en dos grandes grupos, teniendo como referencia una profundidad de 10000ft en MD.

Tabla 4. Parámetros para la selección del Casing

CASING'S	
Profundidad (ft)	Diámetro (pulgadas)
0-500 ft	12 ¹ / ₄ - 26
500ft - 4000ft	9 ⁵ / ₈ – 17 ¹ / ₂
4000 ft - 8200 ft	7 ⁵ / ₈ - 12 ¹ / ₄
8200ft - 10000 ft	5 ¹ / ₂ -- 8 ¹ / ₂
10000 ft - 13000 ft	5 ¹ / ₂ -- 6 ¹ / ₈

Fuente. Elaboración propia

4.4.5 Tipo de Cemento. El tipo de cemento más usado en yacimientos en roca generadora es cemento tipo G, ya que puede soportar altas temperaturas y presiones, lo que es indispensable para aislar todo tipo de fluido que circule dentro del pozo con el ambiente y los acuíferos de consumo humano. Se tabularon las características del cemento más usados según la profundidad.

Tabla 5. Parámetros para la selección del fluido de Cementación

CEMENTO		
Profundidad (ft)	Peso (ppg)	Clase
0-500 ft	13 -15.5	G
500ft - 4000ft	14.5 - 15.8	G
4000 ft - 8200 ft	15.8 - 16.5	G
8200ft - 10000 ft	16 - 16.7	G
10000 ft - 13000 ft	16.5 - 17	G

Fuente. Elaboración propia

5. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido altamente viscoso, con el objetivo de generar en ella canales de flujo en la formación y a su vez dejar un elemento de empaque que permita mantener abiertos los canales e incrementar la conductividad de la formación, y por ende, obtener mejores tasas de producción. El fluido empleado en estas operaciones se le denomina fluido fracturante y al sólido se le denomina agente apuntalante.

La necesidad de aumentar la producción de formaciones de baja permeabilidad natural ha impulsado, que nuevas técnicas de producción sean empleadas. El fracturamiento hidráulico se ha convertido en una técnica necesaria para lograr desarrollar un pozo de baja o muy baja permeabilidad a una tasa de producción rentable y sostenible.

5.1 DEFINICIÓN

La inyección continua del fluido fracturante permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud deseada, se le agrega un apuntalante al fluido para que lo transporte y así evite el cierre de la fractura. La característica principal del agente apuntalante es que debe ser altamente permeable. Las formaciones con baja permeabilidad son excelentes candidatos para aplicar técnicas de fracturamiento hidráulico, por lo que se recomienda que los pozos que pudiesen ser candidatos deberían tener las siguientes características:

5.1.1 Flujo vertical restringido. Formaciones estratigráficas con capas de lutitas que reducen la comunicación entre capas y formaciones con permeabilidades verticales bajas o nulas, se recomienda un pozo horizontal fracturado para el desarrollo óptimo del campo.

5.1.2 Yacimientos fracturados naturalmente. Formaciones con permeabilidad primaria derivada de las fracturas naturales, pero cuyas fracturas no son continuas o uniformes, es ideal un pozo horizontal con técnicas de fracturamiento hidráulico para conectar las fracturas naturales ya existentes.

5.1.3 Permeabilidad y Porosidad. Pozos y formaciones con baja permeabilidad y media porosidad, y en los cuales se requiere de alta estimulación, para su desarrollo son buenos candidatos para aplicar fracturamiento hidráulico.

5.1.4 Bajo contraste de esfuerzos. Formaciones que cuentan con bajo contraste entre las zonas productoras y las capas limitantes, las fracturas inducidas pueden permitir una rápida recuperación de hidrocarburos, sin desarrollarse fuera de las capas limitantes.

5.2 COMPONENTES

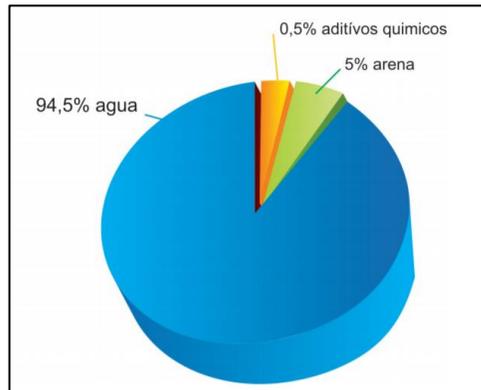
En la selección del fluido de un pozo específico, es necesario entender las propiedades de los fluidos y como pueden ser modificados para lograr los objetivos deseados. Principalmente un fluido fracturante debe poseer poco gasto en filtración, la habilidad para transportar un agente apuntalante y poca pérdida de fricción en el bombeo. El fluido debe ser fácil en remoción desde la formación, pero compatible con los fluidos naturales de la formación. El poco gasto en filtración es la propiedad que permite al fluido físicamente abrir los canales y estos tengan un buen control de extensión areal. Principalmente el gasto de filtración de la formación depende de la viscosidad y de las propiedades del fluido, por lo que la viscosidad es controlada con aditivos correspondientes.

La capacidad del fluido para transportar el agente apuntalante es esencial en la operación y se controla por medio de los aditivos adicionados al fluido. Esencialmente, esta propiedad depende de la viscosidad y densidad del fluido fracturante. La pérdida de fricción es uno de los factores más controlables en la actualidad, generando una tendencia hacia el uso de fluidos fracturantes base agua, proporcionando un tratamiento efectivo. Para lograr maximizar los beneficios del fracturamiento hidráulico, el fluido fracturante debe ser removido de la formación, principalmente fluidos muy viscosos tales como, aceites viscosos, geles o emulsiones. Cuando la viscosidad es baja el fluido fracturante puede ser fácilmente producido desde la formación y no restringir el flujo. Generalmente, los aceites viscosos como los aceites residuales son sensibles al calor y al aceite crudo diluido de modo que fluyen fácilmente hacia la cara del pozo.

La mayoría de las operaciones de fracturamiento hoy en día utilizan gel polimérico, principalmente base agua. Los Polímeros mejoran la viscosidad y reducen la presión de fricción en la tubería. Los polímeros tienen la ventaja principal que pueden ser reticulados para aumentar la viscosidad en alto porcentaje y las propiedades de transporte del apuntalante. El fluido normalmente utilizado en los procesos de fracturamiento hidráulico cuenta con una composición de un 95%, un 4% arena, que es utilizada normalmente como agente apuntalante y un 1% de mezcla de aditivos, (Figura 31). Usualmente el fluido contiene entre 3 y 12 ²⁶aditivos, dependiendo de las características del agua y de la formación a fracturar.

²⁶ (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2015)

Figura 31. Componentes del fluido de fractura



Fuente. IAPG, El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales, 2015

5.2.1 Fluidos Base Agua. Los fluidos base agua son los más utilizados en la actualidad por su bajo costo, alto desempeño y facilidad en adquisición y manejo. Muchos polímeros solubles en agua pueden ser empleados para obtener una alta viscosidad, capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo a medida que esta se incrementa, las soluciones se adelgazan significativamente, sin embargo este efecto se puede neutralizar aumentando la concentración de polímeros.

Los principales fluidos base agua utilizados en fracturamiento hidráulico son:

- Fluidos gelificados
- Espuma de geles
- Agua pura y agua con cloruro de potasio
- Ácidos
- Tratamientos híbridos

5.2.2 Fluidos Base Aceite. Los fluidos base aceite proporcionan beneficios como: no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y los fluidos contenidos en ellas. Los fluidos base aceite refinado proporcionan una ventaja adicional, ya que este a ser recuperado en la superficie, puede ser reutilizado o vendido.

Los fluidos base aceite utilizados en fracturamiento con apuntalante impactan de manera severa el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones óptimas y seguras. Transportan arena en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lb/gal, las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja.

Los fluidos base diésel aportan altos valores de viscosidad, lo que permite transportar mayor cantidad de arena y alcanzar geometrías de fracturas mayores

en ancho y longitud y por ende, mayor conductividad. Debido a su gran volatilidad y sus componentes contaminantes únicamente se usa en formaciones altamente sensible al agua.

5.2.3 Polímeros Viscosificantes. El avance y la necesidad de optimizar las operaciones de fracturamiento hidráulico han permitido el desarrollo de nuevos fluidos fracturantes como:

5.2.3.1 Goma Xantana. Es un biopolímero producido metabólicamente por el microorganismo *Xantomonas campestris*. Esta solución se comporta como un fluido ley de potencias, aún si se encuentra a bajos esfuerzos de corte. Bajo ciertos esfuerzos de deformación de corte, suspende efectivamente la arena permitiendo tener un gran control en la fractura.

5.2.3.2 Goma GUAR. Guar es un polímero de cadena larga compuesto de azúcares de manosa y galactosa. Se utiliza esencialmente para viscosificar el agua que va a ser usada en los procesos de fractura, es un polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene una alta afinidad con el agua, por lo que al agregarse al agua sufre un efecto de hinchamiento e hidratación, lo cual crea el medio adecuado para que las moléculas del polímero se asocien con las de agua.

5.2.3.3 Hidroxipropil GUAR. Es una derivación del óxido de propinelo con el guar, que contiene de 2 a 4% de residuos insolubles, causando casi el mismo efecto que la goma Guar, sin embargo, el hidroxipropil es más estable a temperaturas mayores a 150°C y más soluble en alcohol.

5.2.3.4 Hidroxietilcelulosa. Los polímeros hidroxietilcelulosa, son empleados principalmente cuando el objetivo principal es obtener un fluido muy limpio. Estos polímeros tienen una cadena principal compuesta por unidades de azúcar de glucosa similar a la goma GUAR.

5.2.4 Aditivos. Los aditivos son empleados para romper el fluido, una vez que el trabajo finaliza para controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el PH o mejorar la estabilidad con la temperatura. Su principal control consta de cuidar que la función de una propiedad no interfiera con otra propiedad.

Los aditivos son la clave para obtener las propiedades requeridas para el éxito de la operación, por lo que actualmente existe una gran variedad de aditivos utilizados en los fluidos fracturantes, entre los más comunes se tienen:

5.2.4.1 Surfactantes. Son utilizados principalmente para reducir la tensión superficial, interfacial y la presión capilar en el espacio poroso.

5.2.4.2 Quebradores. Son empleado básicamente para seccionar los enlace de las cadenas poliméricas al termino del tratamiento, los más utilizados son las enzimas, los oxidantes y los ácidos.

5.2.4.3 Estabilizadores de arcillas. Estos agentes son utilizados esencialmente para prevenir la migración de arcillas, entre los más comunes se encuentra el cloruro de potasio.

5.2.4.4 Activadores de viscosidad: Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad del fluido.

5.2.4.5 Bactericidas: Utilizados principalmente para prevenir el ataque de bacterias a los polímeros.

5.2.4.6 Controladores de PH: Es el aditivo encargado de aportarle estabilidad al fluido con respecto a la temperatura, entre los más comunes se encuentran el carbonato de sodio, fosfato de sodio y el ácido acético.

5.2.4.7 Reductores de fricción: Este aditivo se emplea para reducir la pérdida de presión por fricción generada en el efecto del bombeo durante la operación.

5.2.4.8 Controladores de pérdida de fluido: Estos agentes principalmente controlan la filtración del fluido hacia la formación durante el fracturamiento.

La mayoría de los aditivos mencionados anteriormente están presentes en aplicaciones comerciales y del hogar; en ocasiones hasta en mayor concentración que en los fluidos de estimulación. Es importante tener prevención con todos los aditivos, ya que en concentraciones muy altas o ante exposiciones prolongadas, pueden resultar tóxicos, para la formación. Es por esto, que en los procesos de fracturamiento, es esencial de que estos fluidos no entren en contacto directo con el medio ambiente. A continuación se muestra una tabla con los aditivos y sustancias más utilizadas en operaciones de fracturamiento hidráulica, verificando su uso comercial y doméstico.

Tabla 6. Sustancias del Fracturamiento Hidráulico

TIPO DE SUSTANCIA	FUNCIÓN	FUNCIÓN EN EL HOGAR	CONCENTRACIÓN EN EL HOGAR	CONCENTRACIÓN EN EL FLUIDO DE FRACTURA
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0,33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025%
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006%
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante	Cosméticos, productos horneados, helados, dulces	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemicelulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Silica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

Fuente. IAPG, El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales, pág. 19, 2015.

5.2.5 Geles lineales. Este fluido se utiliza en la primera etapa del fracturamiento, en la que el fluido se inyecta a grandes presiones desde la superficie hasta la formación con el fin de contactar la zona de interés y lograr crear los canales. Este gel lineal está compuesto por fluido base, bacteria, controladores de arcillas, agente gelificante y control de PH.

5.2.6 Geles reticulados. Los geles reticulados son entrecruzados de cadenas de polímeros con incorporación de productos químicos reticulantes y principios de retardo del tiempo y la temperatura. Con estos fluidos se mejoran considerablemente las propiedades generales durante las operaciones de fractura, logrando incrementar la capacidad de transporte del material sustentante, la obtención de fracturas más anchas y la reducción de la pérdida de fluido a la formación.

5.2.7 Apuntalantes. Los agentes apuntalantes son los encargados de mantener abierto los canales de flujos creados por los fluidos fracturantes, un apuntalante ideal, es el que permite obtener la máxima permeabilidad en la fractura. La permeabilidad de la fractura está en función de las características físicas de los apuntalantes. Estos agentes son diseñados con el fin de que puedan soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se deben seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, estos se podrían triturar o en esfuerzos bajos, estos podrían penetrar la formación e incrustarse en las paredes de la formación. Las propiedades físicas de los apuntalante que tienen un impacto importan en la conductividad son:

5.2.7.1 Resistencia. Para crear un canal por medio de una fractura hidráulica, se debe sobrepasar el esfuerzo neto de la roca. Al haber sobrepasado este valor y poner el pozo en producción, el trabajo cíclico del esfuerzo de la roca para cerrar la fractura actúa sobre el apuntalante y si el esfuerzo del agente apuntalante es inapropiado, el esfuerzo de la roca terminará rompiendo la estructura del apuntalante, produciendo finos que posteriormente generaran una obstrucción en el flujo.

5.2.7.2 Redondez y esfericidad. La esfericidad y la redondez del apuntalante tienen un efecto significativo en la conductividad de la fractura, ya que si contamos con unos granos uniformemente redondos y todos en su mayoría de tamaño similar, los esfuerzos sobre él se distribuyen equitativamente, aumentando su resistencia a la compresión y evitando que el grano se fracture con facilidad.

5.2.7.3 Densidad. La densidad del apuntalante tiene una influencia directa en el transporte y colocación dentro fractura. Los apuntalantes con mayor densidad son más difíciles de suspender por el fluido de fractura, lo que genera que sea más complicado transportarlo a los extremos de los canales generados. Para lograr

colocar el apuntalante en las zonas deseadas, se usan fluidos de alta viscosidad que puedan transportarlo por toda la longitud de la fractura o usando fluidos de baja viscosidad con altos gastos de bombeo

5.2.7.4 Distribución y tamaño del grano. Las formaciones sujetas a migración de finos son poco indicadas para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, generando taponamientos y reducción en la permeabilidad. En estos casos, es recomendable usar apuntalantes pequeños, que permitan resistir la invasión de finos. Estos apuntalantes pequeños ofrecen una conductividad de fluido inicial baja, pero el promedio de conductividad a tiempos largos es mayor comparada con las altas productividad iniciales que ofrecen los apuntalantes de gran tamaño. Los apuntalante de tamaño pequeño suelen ser más efectivos en pozos profundo, ya que son menos susceptibles a ser triturados por los esfuerzos de compresión. A medida que el tamaño del grano se incrementa disminuye su resistencia.

5.2.7.5 Cantidad de finos e impurezas. El tamaño de grano de los apuntalantes está estrechamente relacionado con la cantidad de finos y las impurezas, un alto porcentaje de finos e impurezas reduce la permeabilidad de la fractura.

Los factores que afectan la conductividad de la fractura son:

- Propiedades físicas del apuntalante
- Permeabilidad del apuntalante
- Composición del apuntalante
- Efectos en la concentración de polímeros después del cierre de la fractura
- Degradación del apuntalante a lo largo del tiempo

Los apuntalantes están diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se debe seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a los que estará sometido y a la dureza de la roca. El tipo y tamaño de apuntalante se determina en términos de costo-benéfico. Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan un canal más permeable, ya que la permeabilidad aumenta con el diámetro del grano. Los apuntalantes los podemos clasificar principalmente en dos tipos, naturales y sintéticos

5.2.8 Apuntalantes Naturales. Entre los apuntalantes Naturales principalmente se encuentran las arenas de sílice, soportando esfuerzos de cierre en la fractura, hasta un límite de 4000 psi.

5.2.9 Apuntalantes Sintéticos. Estos apuntalantes se caracterizan por poder soportar grandes cierres de formación en los canales creados, actualmente se ha desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta 14000 psi.

5.3 TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento hidráulico está basado en mejorar la conductividad de la formación y lograr la geometría óptima para obtener mejores tasas de producción, es por esto que las técnicas de fracturamiento hidráulico están en constante avance en busca de mejorar la productividad del pozo.

Las técnicas empleadas son muy variables, ya que depende del tipo de yacimientos y condiciones geológicas de la formación. Entre las más comunes se tienen:

5.1.1 Fracturamiento Slick-Water. El sistema Slick-Water es la técnica más usada por los operadores, principalmente por su bajo costo, debido a que utiliza fluidos base agua. Esta técnica se basa fundamentalmente en la inyección de un fluido base agua de baja viscosidad o con baja cantidad de polímero, junto con reductores de fricción para aumentar el flujo de fricción, y bajas concentraciones apuntalantes²⁷.

Los tratamientos base agua generalmente se diseñan en yacimientos de baja o muy baja permeabilidad, y se requiere de grandes cantidades de agua para crear la geometría de la fractura y la conductividad necesaria para obtener la producción esperada. Debido a la baja viscosidad de este tipo de fluidos, presentan inconvenientes en el transporte del apuntalante dentro de la fractura, pero sin embargo el asentamiento del apuntalante es más rápido y los anchos de las fracturas mucho menores comparados con los fluidos gelificados.

5.1.2 Fracturamiento Water-Frac. Esta técnica utiliza fluidos base agua, con mayor cantidad de polímeros que la técnica de Slick-Water. Los polímeros son empleados para aumentar la viscosidad, de esta manera disminuyen la pérdida por filtrado e incrementan la eficiencia del fluido como resultado del incremento de la viscosidad. Estos fluidos utilizan productos químicos como reductores de fricción y agentes gelificantes que se usan con el propósito de reducir la pérdida de presión ocasionadas por la fricción en las tuberías de producción, reduciendo la eficacia en el transporte del apuntalante.

La técnica se basa en alternar etapas de gel lineal y apuntalante seguidos por fluido base agua para realizar barridos en la tubería evitando un bloqueo en el interior del pozo.

²⁷ (IAPG, 2012)

5.1.3 Fracturamiento Convencional. El fracturamiento convencional utiliza fluido base agua con alta viscosidad como, espumas y fluidos reticulados, para crear la geometría necesaria en la fractura y transportar el apuntalante hasta colocarlo en los canales generados dentro de la formación.

El tratamiento convencional inicial con un colchón de fluido, seguido de las etapas de fluido apuntalante incrementando su concentración es forma de escalera y finalmente el desplazamiento hasta la altura de los disparos

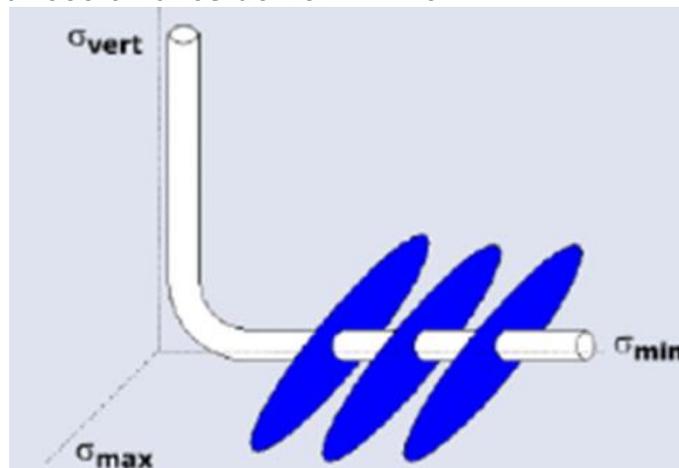
5.1.4 Fracturamiento Híbrido. La mezcla entre un fracturamiento convencional y una fractura Slick-Water se le conoce como fractura híbrida, ya que combina características de estas dos técnicas de fractura.

Generalmente, se inicia alternando un fluido de baja viscosidad a alto caudal de inyección con baches de apuntalante, incrementando en forma de escalera la concentración del apuntalante con fluido de alta viscosidad.

5.2 DISEÑO DE FRACTURA

La iniciación de la fractura hidráulica en el pozo es esencial, para desarrollar con éxito la longitud total de la fractura, pues el objetivo primordial es llevar la fractura perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Si el pozo tiene un ángulo de orientación diferente al esfuerzo principal mínimo, el inicio de las fracturas puede ser muy complicado y puede causar altas presiones de ruptura y de cierre instantáneo. Es por esto que la dirección del pozo debe ser paralela al esfuerzo principal mínimo, (Figura 32).

Figura 32. Perforación de pozo horizontal en dirección al esfuerzo mínimo



Fuente. MADRID, Marcelo, Mecánica de las rocas en fracturamiento hidráulico, Recuperado de [http:// www. Petróleo /2018/04/mecanica-de-las-rocas-aplicado-aplicado.html](http://www.Petróleo/2018/04/mecanica-de-las-rocas-aplicado-aplicado.html)

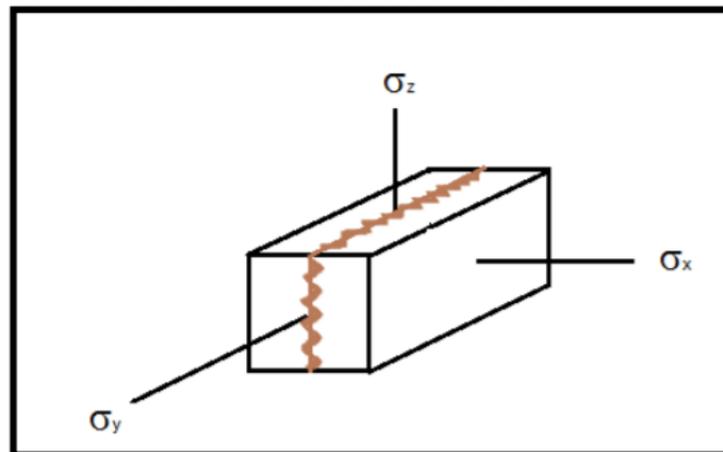
La ubicación del pozo dentro de la formación deberá estudiarse para optimizar la altura de la fractura a través de la zona productora. Para asegurar que la fractura cubra la mayor área posible de la zona productora, el estudio se debe realizar teniendo en cuenta los perfiles de esfuerzos de la zona superior e inferior a la zona de interés.

5.4.1 Longitud de la fractura. La longitud de fractura es uno de los factores más importantes a tener en cuenta, a la hora de planear el fracturamiento hidráulico, ya que con esta se tiene en cuenta factores como superficie areal de drenaje y facilidad con la que la formación va a alimentar los canales fracturados. Sin embargo no se puede actuar sin tener en cuenta factores externos, como, la localización de acuíferos para el consumo humano y fuentes hídricas, ya que un accidente o mal manejo en la construcción de la fractura puede ocasionar daños irreparables en el ecosistema.

La longitud de la fractura va estar limitada por dos factores, el espesor total de la zona de interés y la distancia optima con respecto a los acuíferos de consumo humano. Las formaciones de baja permeabilidad deben considerar un mínimo razonable de conductividad pero una gran superficie áreal.

5.4.2 Orientación de la fractura. La orientación de la fractura está ligada al comportamiento de esfuerzos originales in-situ y al mecanismo que los genera. Bajo estos argumentos, la orientación de la fractura hidráulica está en función del mínimo trabajo requerido por la roca para permitir el ensanchamiento y posteriormente la grieta, (Figura 33).

Figura 33. Fractura perpendicular en la dirección del menor esfuerzo de la roca



Fuente. G.C. Howard. Hydraulic fracturing., Society of petroleum engineers of AIME. (1970))

5.4.3 Presiones que actúan en las operaciones de fracturamiento. En operaciones de fracturamiento hidráulico, es esencial monitorear todas las presiones, para así poder tener un control óptimo de la orientación de las fracturas y de los esfuerzos a los cuales está siendo sometido la formación y el fluido fracturante.

5.4.3.1 Presión de ruptura. Es el punto en el cual la formación no soporta los esfuerzos y se rompe.

5.4.3.2 Presión de bombeo: Es la presión necesaria para extender la fractura a través de la formación.

5.4.3.3 Presión de cierre instantánea: Es la presión obtenida cuando quedan sólo la presión interna de fractura e hidrostática del pozo, después de haber parado el bombeo.

5.4.3.4 Presión de Fractura: Es la presión necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla por el largo de la formación.

5.4.3.5 Presión de cierre: Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra.

5.4.3.6 Presión neta: Se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso.

5.4.3.7 Gradiente de Fractura: Es la presión necesaria para que la fractura quede abierta y se propague

5.5 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN COLOMBIA

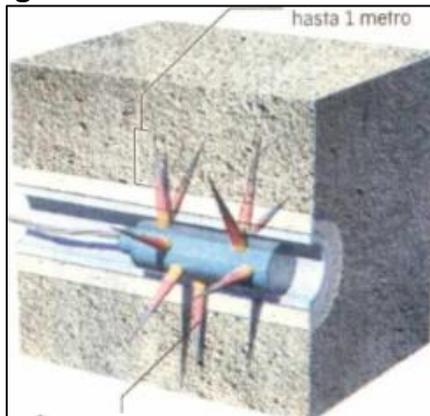
El fracturamiento hidráulico en Colombia ha sido empleado por más de 40 años, en yacimientos en roca reservorio (convencionales) donde se han realizado miles de trabajos de estimulación hidráulica en pozos verticales en los departamentos de Meta, Putumayo, Huila, Santander, La guajira y Cesar sin comprometer los acuíferos ni la disponibilidad de agua o la salud pública. Para estos trabajos, se realiza un diseño de fractura previo, en donde se puede predecir el comportamiento futuro de la fractura sin comprometer el pozo, ni los posibles acuíferos de consumo humano.

5.5.1 Perforación. Para poner en producción un pozo en un yacimiento en roca generadora, se inicia con una perforación vertical, similar a la de los yacimientos convencionales. La perforación se desarrolla en profundidades entre 10,000 y 15,000 pies de profundidad, por lo que se debe comenzar con tubería de conducción de gran diámetro e ir disminuyendo conforme a la profundidad.

Esto permite tener varias capas de cemento y tubos metálicos, que sirven como aislante y protección de los acuíferos aprovechables para el consumo humano. Posterior a la perforación vertical, comienza el direccionamiento del pozo en sentido horizontal, para avanzar de forma lateral hasta la zona de interés. En la perforación horizontal se recomienda avanzar hasta 10,000 pies (3km), para así lograr contactar la mayor parte de formación posible.

5.5.2 Fracturamiento hidráulico. Con la perforación horizontal realizada, y el pozo revestido y estabilizado, se da inicio al fracturamiento hidráulico. Sobre la sección horizontal del pozo se introduce un equipo especial de cañoneo para comunicar el pozo con el yacimiento; este equipo genera unos pequeños disparos que atraviesan el revestimiento, el cemento y la formación. Con las fisuras en la tubería ya hechas y la posibilidad de contactar la formación, se inyecta el fluido fracturante con el apuntalante a alta presión. , y así generar las micro fisuras, (Figura 34).

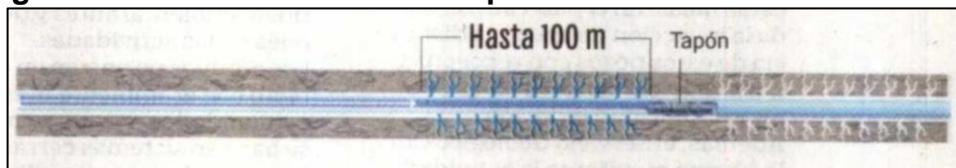
Figura 34. Proceso de cañoneo



Fuente. EL TIEMPO, 'Fracking' un debate necesario, pág. 6.2. 2018

Las etapas de estimulación pueden tener hasta 100 metros de longitud dentro de la sección horizontal. Al finalizar la primera etapa de estimulación, se aísla la etapa con un tapón y una vez aislada la etapa anterior se da inicio a la estimulación de la siguiente etapa, (Figura 35). Dependiendo de la longitud horizontal del pozo, el procedimiento se repite entre 5 y 30 veces.

Figura 35. Seccionamiento de etapas de fracturamiento hidráulico.



Fuente. EL TIEMPO, 'Fracking' un debate necesario, pág. 6.2. 2018

5.5.3 Parámetros para operaciones de fracturamiento en Colombia

Al realizar el estudio de los procedimientos empleados en los demás países y al compararlos con la reglamentación actual de Colombia, se diseña una tabla resumen que según la profundidad a la cual se va a realizar el fracturamiento hidráulico, se establecen los parámetros que permitan identificar las técnicas y la composición más adecuada para el fluido de fractura.

Tabla 7. Parámetros para el Fracturamiento Hidráulico

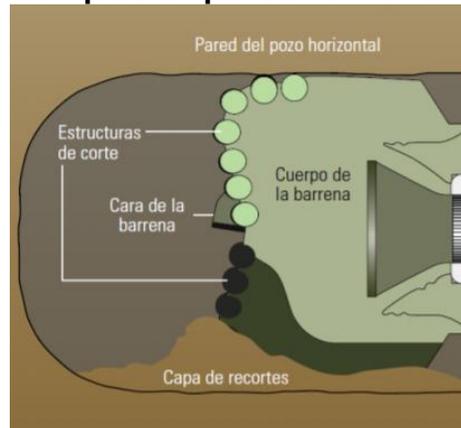
Fracturamiento hidráulico						
Profundidad	Técnica	Tipo de Fluido	Polímero	Aditivos	Tipo de Apuntalante	Tipo de Gel
0-500 ft	No se recomienda hacer fracturamiento a tan baja profundidad					
500ft - 4000ft	Fracturamiento Water Frac	Fluido Base Agua	Goma GUAR	Reductores de fricción, Estabilizadores de Arcilla, Surfactantes	Apuntalante Natural	Gel Lineal
4000 ft - 8200 ft	Fracturamiento Slick-Water	Fluido Base Agua	Goma GUAR	Reductores de fricción, Estabilizadores de Arcilla, Surfactantes	Apuntalante Natural	-
8200ft - 10000 ft	Fracturamiento Híbrido	Fluido Base Agua	Hidroxipropil GUAR	Controladores de pérdida de Fluido, Estabilizadores de Arcilla, Surfactantes	Apuntalante Sintético	Gel Lineal
10000 ft - 13000 ft	Fracturamiento Híbrido	Fluido Base Agua	Hidroxipropil GUAR	Reductores de Fricción, Estabilizadores de Arcilla, Surfactantes, Bactericidas	Apuntalante Sintético	Gel Reticulado

6. EQUIPOS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LOS YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

6.1 BROCAS

En Estados Unidos en la lutita de Marcellus, los operadores observaron que la perforación de pozos horizontales con gran desplazamiento, las brocas PDC convencionales producían fallas prematuras y tenían vida útil corta, debido a problemas de empastamiento en la broca, presentaban un comportamiento dirección deficiente y presentaban pérdida de control en la orientación de la herramienta, (Figura 36). El fenómeno de empastamiento, tapona las boquillas de las brocas y empaça los cuerpos de estas herramientas, provocando un transporte de ripios ineficiente, y a su vez generando una acumulación alrededor de la broca.

Figura 36. Broca con problema de ripios en pozos horizontales



Fuente: SCHLUMBERGER, Spear, pág. 2. 2011

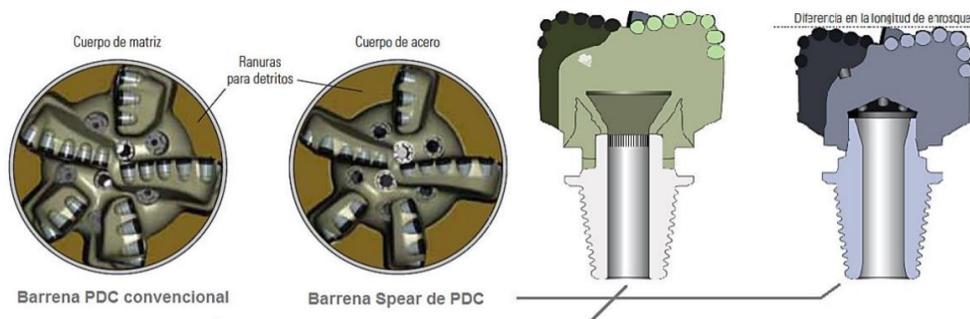
Tras varios años, los diseñadores llegaron a la conclusión de que estos problemas podrían solucionarse al aumentar la altura y reducir el ancho de los cortadores, pero ya que la matriz de carburo de tungsteno es relativamente frágil y las cuchillas que exceden cierta relación de altura y ancho a menudo se rompen ante el impacto con la formación, las brocas debieron ser diseñadas en otro material.

Como las lutitas se caracterizan por su baja capacidad abrasiva, el acero es lo suficientemente duro como para perforar estas formaciones sin preocuparse por la erosión, y dado que el acero es menos frágil que la matriz de carburo de tungsteno, las cuchillas pueden ser extendidas a mayor distancia respecto al cuerpo de la broca. Mediante la utilización de acero en el diseño de las brocas, se logró facilitar el barrido de los recortes desde el centro de la broca hacia el interior de las ranuras de cortes, además el acero permite la construcción de brocas más cortas, lo que mejora su capacidad de atravesar ángulos con cambios extremos utilizando un

motor de fondo. De igual forma, con el uso del acero, se puede emplazar y orientar las boquillas para minimizar la recirculación en la cara de la broca, lo que aseguró la remoción eficiente de ripios y la eliminación de los fenómenos de empastamiento y taponamiento

A ésta broca con cuerpo de acero y optimizada para ser empleada en formaciones de lutita, se le denominó Spear de PDC, (Figura 37). Esta broca ha sido empleada con éxito en las formaciones arcillosas Bakken, Barnett, Marcellus e Eagle Ford en América del Norte y en la Formación Vaca Muerta en Argentina.

Figura 37. Comparativa entre una broca PDC convencional y una broca Spear PDC



Fuente: SCHLUMBERGER, Spear, pág. 3. 2011

6.2 MOTOR DE FONDO

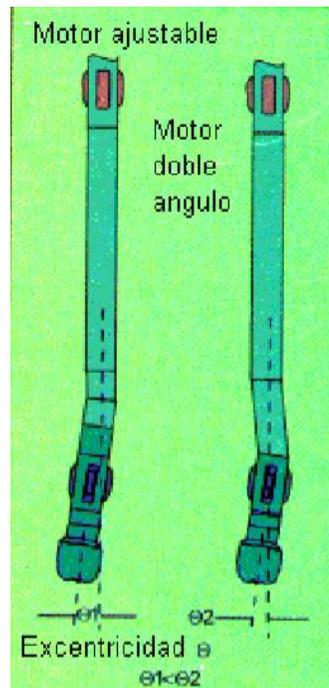
El motor de fondo de desplazamiento positivo juega un papel importante en la construcción de la trayectoria, ya que este es capaz de producir alto torque en la broca a baja velocidad, comparado con la turbina. La baja velocidad es más adecuada para la perforación direccional, mientras que el torque alto se acopla mejor con brocas PDC agresivas. Los motores de fondo permiten perforar la sección curva y recta sin la necesidad de cambiar el BHA.

Existen dos tipos de motor, usados comúnmente para perforar pozos horizontales, llamados "Motor ajustable y motor de doble ángulo", (Figura 38). Estos motores están configurados para producir la excentricidad de la broca con relación a la caja, mientras se incrementa la inclinación, la excentricidad se posiciona adecuadamente, dirigiendo la sarta para generar la curva deseada. La excentricidad en ambos motores de fondo permite su funcionamiento bajo rotación sin exceder los límites de esfuerzos en el motor.

Los motores de fondo con doble ángulo tienen menos excentricidad que los ajustables están limitados a un ritmo de incremento de 4-5°/100 ft. El motor de fondo ajustable puede configurarse a un ritmo de incremento máximo de 12-15°/100 ft. Actualmente existen motores de fondo capaces de manejar 1,200 gpm con el fin

de mejorar la limpieza del pozo. Sin embargo se deben considerar las limitaciones de flujo de los otros componentes del sistema.²⁸

Figura 38. Tipos de motores de fondo



Fuente. YPF ,Diseño de Perforación de Pozos, 2014.

6.3 INFRAESTRUCTURA

6.3.1 Plataforma multi pozos (Multi Well- Pad Drilling). En esencia, esta técnica se basa en la perforación de múltiples puntos de entrada en los pozos desde una sola locación de superficie. Antes de la implementación de esta técnica, un operador podría perforar un solo pozo, desmontar la plataforma de perforación, moverlo a una nueva ubicación y luego repetir el proceso, la perforación Pad permite hacer veinte o más pozos, que se perforan desde una sola plataforma de perforación.²⁹ Esta técnica reduce el tiempo de ciclo de perforación y el coste global de pozos en operación.

²⁸ (YPF, 2014)

²⁹ (EXCO, 2014)

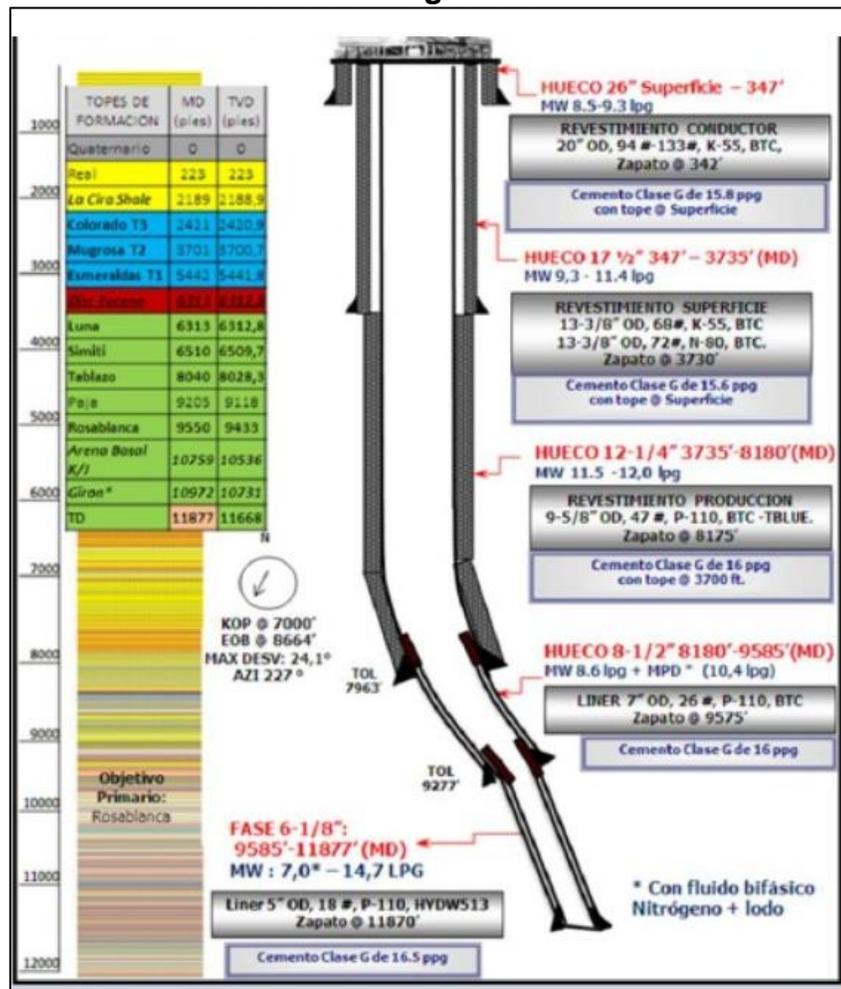
7. MATRIZ DE SELECCIÓN

Con base a parámetros establecidos por Argentina y Estados Unidos y las lecciones aprendidas, se diseñó una matriz de selección teórica en Excel que permitiera ver los equipos y tecnologías básicas necesarias para las operaciones de perforación y pruebas iniciales de producción en un yacimiento en roca generadora.

6.4 INFORMACIÓN BASE

Para el diseño de la matriz, se tuvo en cuenta el pozo estratigráfico realizado como estudio de yacimientos en roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, para identificar el comportamiento de las formaciones perforadas, (Figura 39).

Figura 39. Estado Mecánico para pozo Estratigráfico en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



FUENTE: Ecopetrol, 2018

6.5 DISEÑO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN TEORICA

El diseño de la matriz de selección teórica para yacimientos en roca generadora se llevó a cabo en el programa EXCEL, el cual a través de su desarrollador Visual Basic y su respectivo lenguaje de programación, se desarrolló la programación de las variables a tener en cuenta y posteriormente las variables presentadas como resultados.

Inicialmente en el diseño se identificaron las variables necesarias para la ejecución de la matriz, las cuales fueron denominadas, datos de entrada y posteriormente se establecieron los parámetros que se obtendrían al final de la corrida, como datos de salida.

Los datos de entrada como Porosidad y Permeabilidad, permiten obtener información sobre las propiedades del yacimiento y así validar a qué tipo de yacimiento corresponde.

La Profundidad total programada, y la profundidad del acuífero superficial, en necesaria para validar que en el posible desarrollo del proyecto, se cumpla la reglamentación ambiental con respecto a las distancias entre zona de interés y profundidad de acuíferos de consumo humano. El gradiente de presión de las formaciones es necesario para diseñar la configuración de casing's adecuada y que mejor comportamiento tenga durante todo el proyecto. El esfuerzo máximo es fundamental para realizar el diseño de la fractura, y así tener total control sobre su prolongación dentro de la formación

Tabla 8. Datos de Entrada y de Salida de la Matriz

Datos matriz de selección teorica	
Datos de entrada	DATOS DE SALIDA
Nombre la Cuenca	Fluido de perforación
Nombre del pozo	BHA
Fecha	Diámetros de casing's
porosidad	Tipo de cemento
permeabilidad	Datos Direccionales
profundidad total programada	
Profundidad de Acuífero superficial	
Gradientes de presión	
Esfuerzo máximo	

6.5.1 Datos Generales. Una vez identificado los parámetros de entrada y de salida se procedió a diseñar la programación en el lenguaje de Visual Basic, iniciando con la sección de Datos generales (Nombre de la Cuenca, Nombre del Pozo y Fecha), estos datos son fundamentales, ya que a al momento de generar un informe es fundamental que dicho informe esté generado hacia un cuenca en específico con un dato de tiempo válido. Es importante especificar, que el diseño de la matriz está enfocado a Yacimientos en Roca Generadora, por lo que los datos únicamente serán válidos si pertenecen a una acumulación de éste tipo (Figura 41).

Figura 40. Hoja de cálculo sección Datos Generales

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

DATOS GENERALES Llenar

CUENCA	Número de Cuenca	Nombre del Pozo	Fecha(DD/MM/YY)

¿El estudio será realizado para un Yacimiento en Roca Generadora? No es un Yacimiento en Roca Generadora

IMPORTANTE:
La Matriz de Selección, unicamente se podrá ejecutar si, ha seleccionado una Cuenca que cuente con reservas contingentes en yacimientos en roca generadora

FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Es importante que la matriz se capaz de identificar el tipo de información que está recibiendo, por lo que se debe, especificar el tipo de variables que va a desarrollar. A cada botón, también debe tener en cuenta que para que un usuario pueda seguir a través de la Matriz debe tener diligenciados todos los valores, con los criterios específicos y válidos para el caso de estudio.

El interfaz de la Matriz se diseñó con la implementación de Controles ActiveX, debido a que estos controladores permiten comunicar la hoja de cálculo de Excel con el lenguaje de programación en Visual Basic. Los Controles ActiveX funcionan con programación lógica, es decir, adopta valores falsos o positivos de pendiendo de la posición o de la activación del control, por lo que es necesario, especificar condicionales de operación para no tener problemas en la ejecución de la Matriz. A continuación se muestra el lenguaje empleado y los condicionales necesarios en los botones de control para un adecuado funcionamiento entre el lenguaje Visual Basic y las hojas de cálculo de Excel.

6.5.2 Datos de Propiedades. Una vez concluida la sección de Datos Generales se realiza el diseño de la sección de Propiedades, (Figura 44). Para esta sección, a partir de datos de yacimientos en roca generadora en Argentina, Estados Unidos y de las formaciones identificadas en Colombia como formaciones acumuladores que presentan baja Permeabilidad, se establecen los rangos más frecuentes en los que oscilan los valores de Porosidad y Permeabilidad.

Al realizar el estudio y la comprobación de datos de Porosidad y Permeabilidad en Argentina y EEUU para yacimientos en roca generadora asociados a Shale Oil, Shale Gas, Tight Gas y Tight Oil, se obtiene que los datos de porosidad oscilan entre valores de 0,1% al 25% y los datos de Permeabilidad para las formaciones de interés en unidades de mD oscilan entre valores de 0.0001 mD a 100 mD, observando una gran disminución de la misma al aumentar la profundidad.

Para el diseño del plan de perforación direccional se tiene como referencia la profundidad de la base de formación de interés, ya que el objetivo es aterrizar el pozo unos pies arriba de la base de la formación y así poder tener un rango de profundidad disponible para cualquier problema que se presente durante el desarrollo de la perforación direccional. De igual forma también son necesarios los datos de gradiente de presión y esfuerzo máximo que soporta la Fm. Para realizar el diseño del estado mecánico.

Figura 43. Hoja de Cálculo de la Data de Propiedades

**MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN
ROCA GENERADORA**

DATOS BASICOS Llenar

POROSIDAD(%) 0 - 1

PERMEABILIDAD (mD) 0 - 0.005

PROFUNDIDAD BASE Fm. INTERES TVD (ft)

PROFUNDIDAD ACUIFERO SUPERFICIAL (ft)

GRADIENTE DE PRESION (PSI/ ft)

ESFUERZO MAXIMO

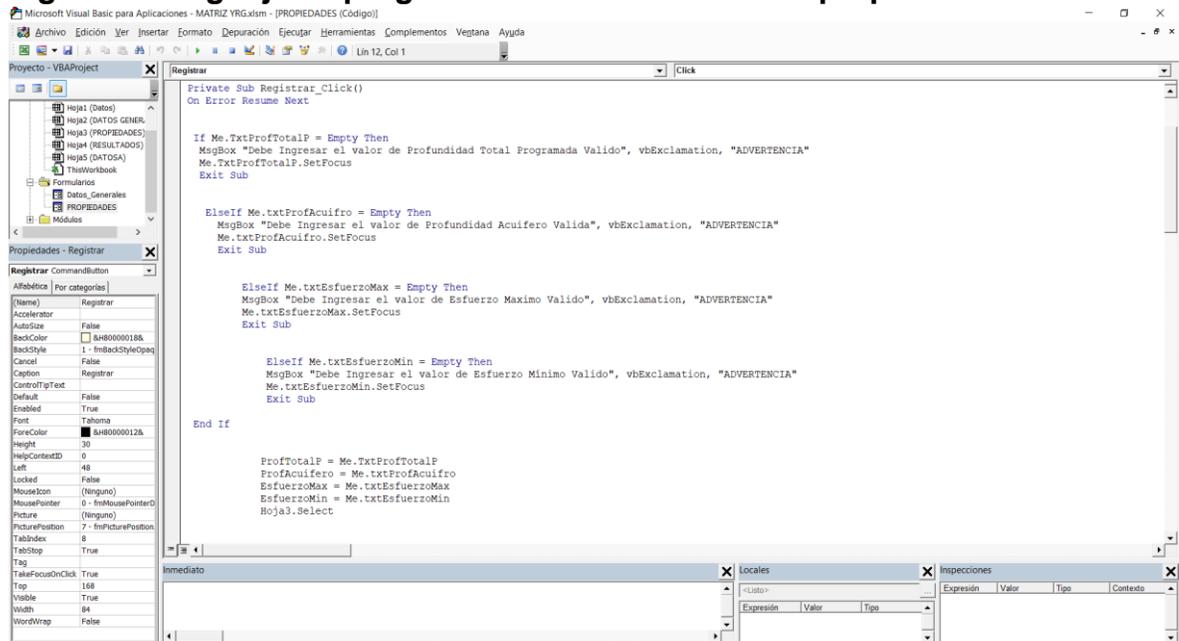
Codigo:

Siguiente

FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

La programación en Visual Basic se realiza haciendo uso de un UserForm el cual se le nombra como “PROPIEDADES”, aquí se realiza la programación de los cuadros de texto y de las etiquetas correspondientes a cada cuadro de texto y se diseña el condicional para posteriormente validar la información y generar el código necesario para general los resultados, (Figura 45).

Figura 44. Leguaje de programación de la sección de propiedades



FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Una vez realizada la programación del UserForm concretan las propiedades de diseño del mismo, y se hace la verificación de la programación con los datos base

6.5.3 Sección Resultados. Como primer paso se hace el diseño de la hoja de Cálculo “Resultados”, que abarca los encabezados de toda la data que se va a generar posteriormente. La hoja de cálculos debe tener principalmente el Nombre de la cuenca, nombre del pozo y fecha en la cual se están generando los datos, para así poder identificar en donde y a cual pozo se le está generando la información. De igual forma también se diseña los encabezados para todo lo relacionado con el BHA, fluidos de perforación y cementación y datos direccionales, (Figura 46).

Figura 45. Hoja de cálculo sección Resultados

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca _____ Fecha _____

Nombre del Pozo _____ Generar Resultados

BHA			
Tipo de Broca	Drill Collar	Motor de Fondo	Sistema de Navegación

Profundidad	CASING	Fluido de Perforación		Cemento		Build Up Rate	KOP (ft)	EOB (ft)
	Diametro (pulgadas)	Tipo de Fluido (Base)	Peso (lpg)	Clase	peso (PPG)			

Clear

FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

La programación en Visual Basic se hace a partir de los datos generados del estudio de las herramientas y equipos más frecuentes en el desarrollo de yacimientos en roca generadora teniendo en cuenta el tipo de formación y la profundidad a la cual se encuentra la zona de interés. Los datos fueron tabulados en Excel de tal forma que el desarrollador pudiese hacer una búsqueda rápida con base a los parámetros especificados en las secciones anteriores.

Tabla 9. Ejemplo Data de resultados

Código	Profundidad (ft)	Diámetro del Casing	Tipo de Fluido	Peso del Lodo	Clase del Cemento	Peso del cemento	Build Up Rate	KOP (ft)	EOB (ft)
A0001	0-200	Conductor 12 1/4	Base Aceite	8.5	Clase G	13	15 °/100 ft	2300	2900
A0001	200-2200	Superficie 9 5/8	Base Aceite	9.1	Clase G	13.8			
A0001	2200 - 3100	Productor 6 5/8	Base Aceite	10.1	Clase G	14.1			
A0001	3100-PTP	liner 3 1/2	Base Aceite	10.8	Clase G	14.9			
B0001	0-200	Conductor 12 1/4	Base Aceite	8.5	Clase G	13	15 °/100 ft	2950	3550
B0001	200-2850	Superficie 9 5/8	Base Aceite	9.1	Clase G	13.8			
B0001	2850 - 3600	Productor 6 5/8	Base Aceite	10.5	Clase G	14.7			
B0001	3600- PTP	liner 3 1/2	Base Aceite	11.5	Clase G	15.2			

Tabla 9. (Continuación)

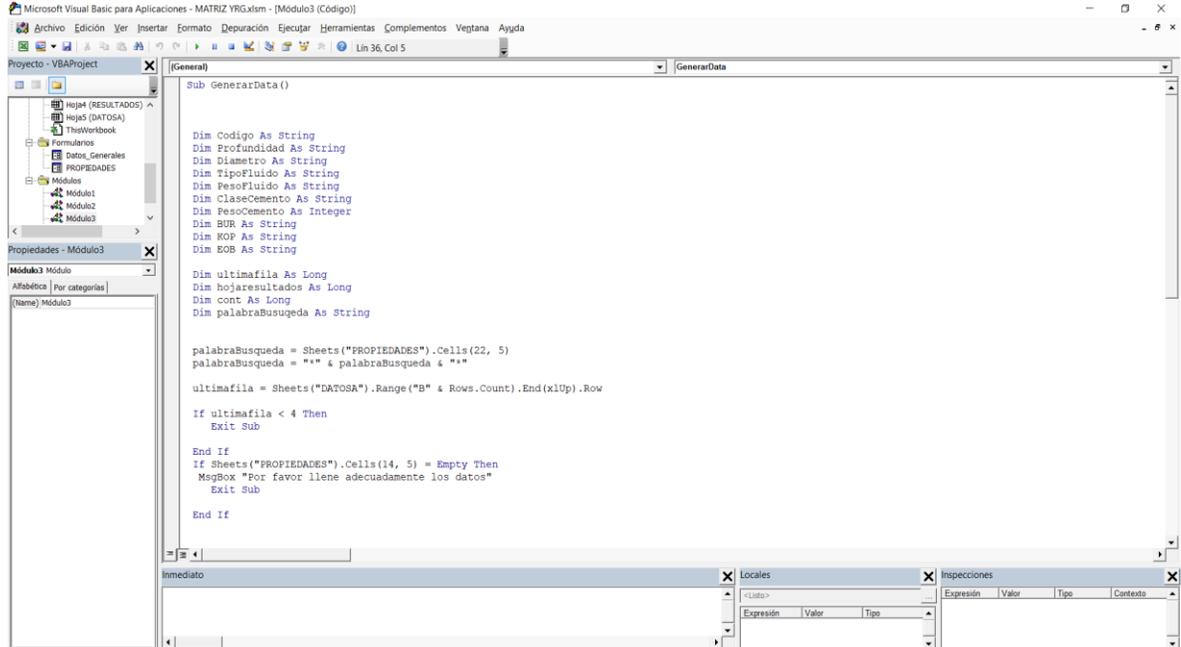
Código	Profundidad (ft)	Diámetro del Casing	Tipo de Fluido	Peso del Lodo	Clase del Cemento	Peso del cemento	Build Up Rate	KOP (ft)	EOB (ft)
C0001	0-250	Conductor 12 1/2	Base Aceite	8.6	Clase G	13.4	14°/100 ft	3300	3943
C0001	250-2900	Superficie 9 5/8	Base Aceite	9.2	Clase G	14.8			
C0001	2900 - 4000	Productor 6 5/8	Base Aceite	10.9	Clase G	15.2			
C0001	4000- PTP	liner 4	Base Aceite	11.6	Clase G	15.8			

Fuente. Elaboración propia

Según la profundidad y el posible tipo de herramientas usadas para la perforación del pozo en especial, se le asignó un código, (Figura 47). El cual sería empleado en el desarrollador para que identifique las variables y las propiedades adecuadas y posteriormente genere los resultados esperados en la hoja de cálculos, (Figura 48). Para los datos direccionales, una vez identificada la profundidad de interés se verifican las posibles opciones de Build Up Rate, que logren aterrizar en el objetivo, disminuyendo la dificultad de la perforación del pozo y se selecciona la mejor, teniendo en cuenta el punto de inicio de la desviación y el punto final en donde se llega a la inclinación de 90°, generando así el pozo horizontal.

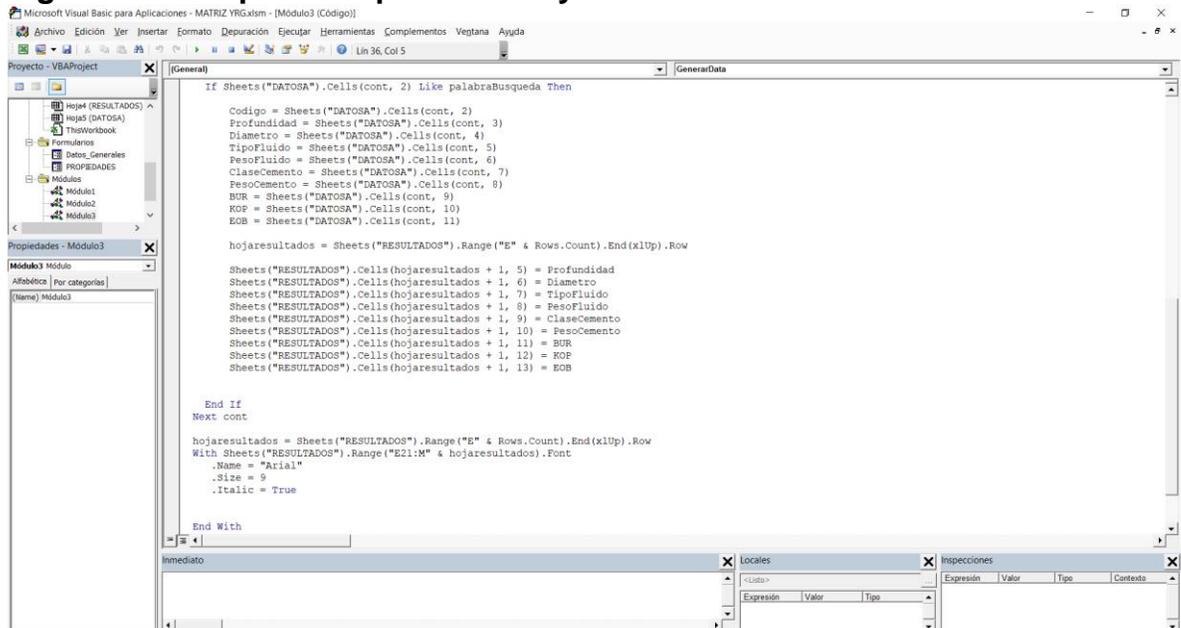
A continuación se muestra la programación realizada, para que el desarrollador pudiese buscar dentro de la tabla los valores adecuados y posteriormente genere los resultados en la hoja de cálculos.

Figura 46 Asignación e identificación de tipo de variable.



FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

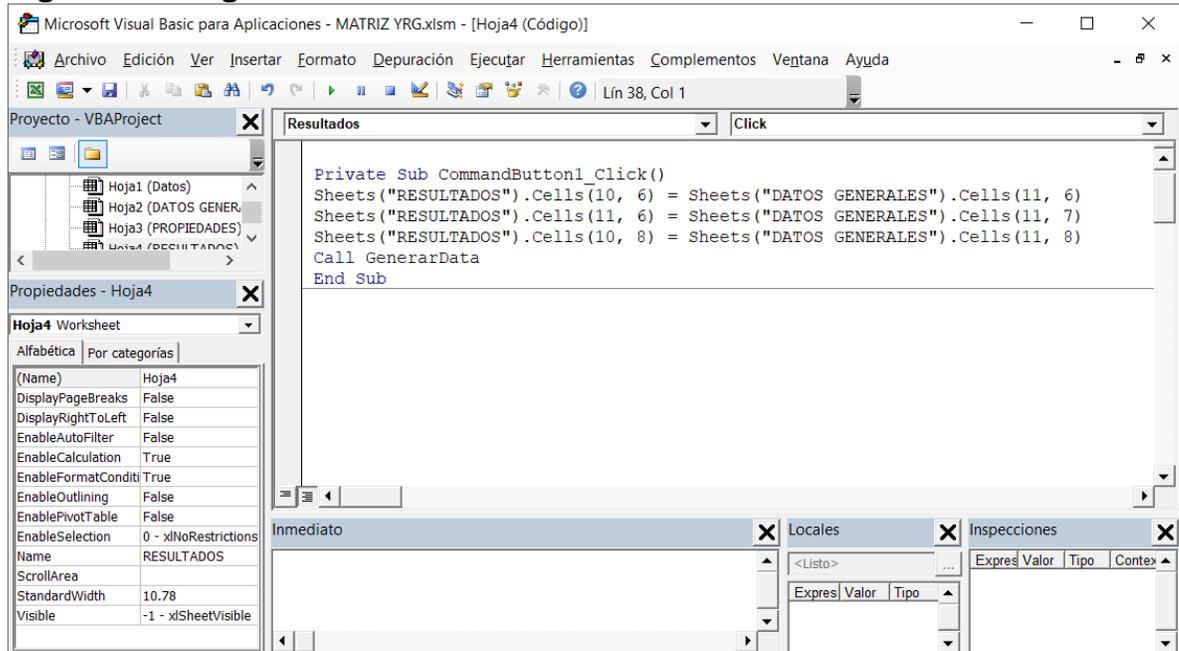
Figura 47. Búsqueda de parámetros y Generación de resultados



FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Todos los datos serían generados a partir de un Controlador ActiveX llamado "Generar Resultados", que posterior a su activación Valida la información de entrada y Genera la información de salida, (Figura 49).

Figura 48. Programación Controlador Active X "Generar Resultados"



FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Se procede a realizar la programación para la operación de fracturamiento hidráulico, en donde se tiene en cuenta la tabla propuesta en el capítulo de fracturamiento hidráulico para las operaciones en Colombia. Inicialmente se crea la hoja de cálculos llamada “Fractura” y se establecen las celdas en donde se genera la información para enlazarlas con el desarrollador. (Figura 50).

Figura 49 Hoja de Cálculo Fracturamiento Hidráulico.

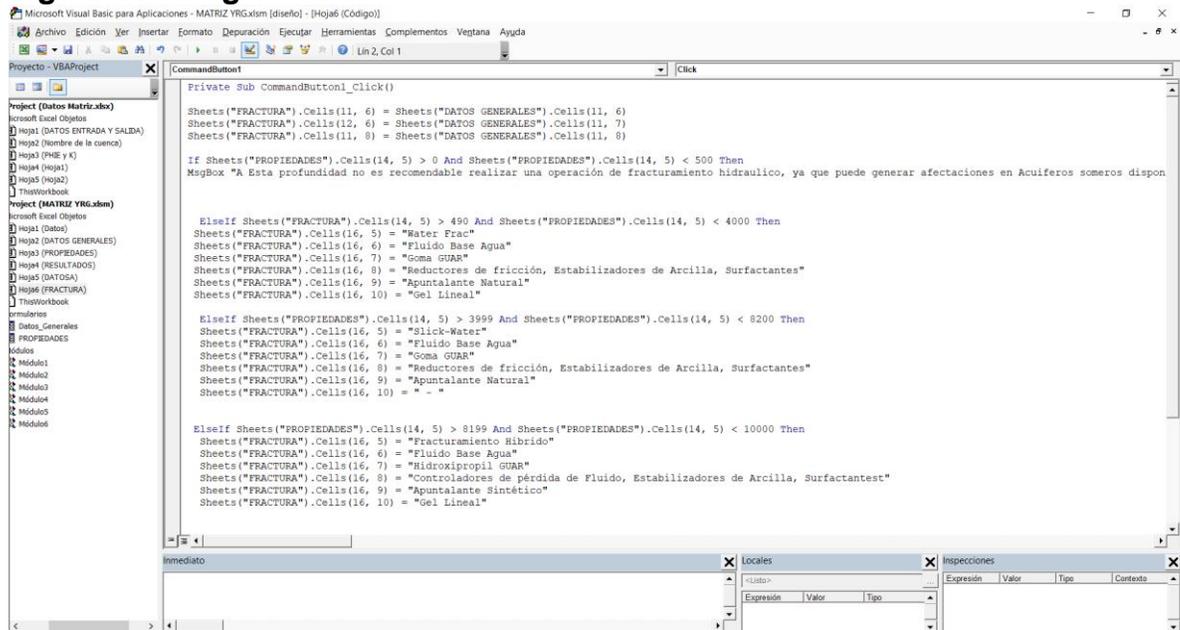
MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA					
RESULTADOS					
No de Cuenta	Fecha			<input type="button" value="Generar Data"/>	
Nombre del Pozo					
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO					
Tecnica	Tipo de Fluido	Polimero	Aditivos	Tipo de Apuntalante	Tipo de Gel

FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Una vez se tienen establecidas las celdas y diseñada en totalidad la hoja de cálculos, se procede a redactar el lenguaje de programación en el desarrollador

Visual Basic. Se establecen los condicionales, dependiendo de la profundidad, según la tabla de parámetros para operaciones de fracturamiento hidráulico y se crea un botón para conectar el desarrollador con la hoja de cálculos y poder activar la Macro, (Figura 51).

Figura 50. Programación Fracturamiento Hidráulico



FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Posteriormente se diseña la hoja de cálculos (Pruebas Iniciales) que muestra los resultados generados por el desarrollador respecto a las pruebas iniciales necesarias para un yacimiento de baja permeabilidad, (Figura 52). Se establecen las celdas en las cuales se va a generar la información y se procede a realizar la programación.

Figura 51. Hoja de Cálculo Pruebas Iniciales

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca	Fecha	
Nombre del Pozo		Generar Data

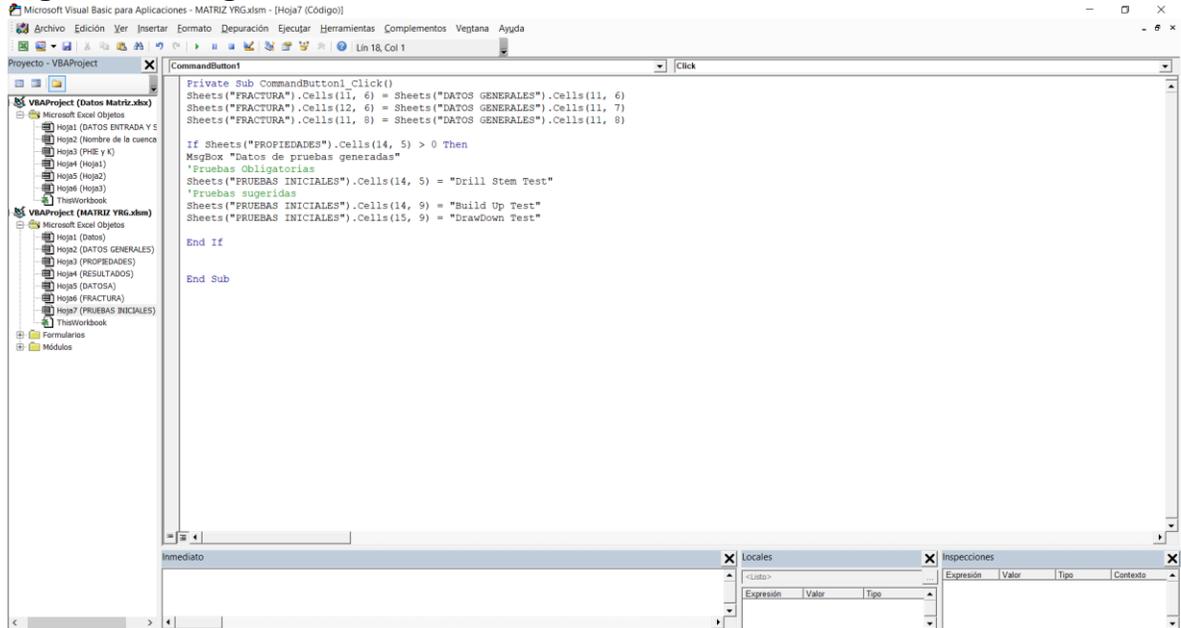
PRUEBA INICIAL DE PRODUCCIÓN

PRUEBAS ADICIONALES SUGERIDAS

FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

Una vez establecidas las celdas se genera el lenguaje de programación en el desarrollador de Visual Basic, (Figura 53).

Figura 52. Programación Pruebas Iniciales



FUENTE: Elaboración propia a partir de Visual Basic

7.3 CORRIDA DE LA MATRIZ

Para realizar la validación de la matriz se realiza el estudio para tres casos, el primer caso, la Cuenca de Neuquén para la formación Vaca Muerta, el segundo caso para la Formación Eagle Ford y un tercer caso de estudio para la Formación la Luna con los datos obtenidos a partir del pozo Estratigráfico. Los resultados serán comparados con los datos y las configuraciones obtenidas en cada país.

7.3.1 Caso Base Fm. La Luna. Para poner a prueba la matriz se generó un caso base para un pozo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, denominado FUA_YRG_1, con fecha de inicio el 23/11/2018.

La formación de interés, es la Formación La Luna ubicada a una profundidad de 13,000 ft con un espesor máximo de 500 ft, se tiene información de las propiedades estáticas como Porosidad del 0.7% y una permeabilidad de 0,004 mD. El yacimiento cuenta con un gradiente de presión de 0.78 psi/ft y se sabe que cuenta con un acuífero disponible para el consumo humano a 480 ft de profundidad.

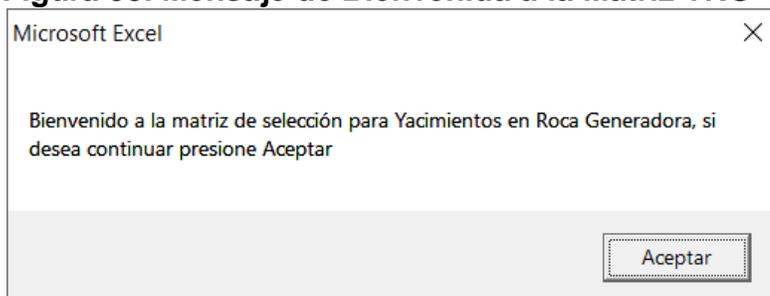
Tabla 10. Data base para el pozo FUA_YRG_1

Profundidad Base Fm. Interés (ft)	13500
Profundidad Acuífero Somero (ft)	480
Esfuerzo Máximo Permitido	45
Gradiente de Presión (psi/ft)	0.78
Porosidad	0.7%
Permeabilidad (mD)	0.004

FUENTE: ACIPET, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, informe VMM

Se inicia la Matriz y se observa el primer mensaje, el cual da la bienvenida al programa y me pregunta si deseo continuar, verificando que no es una inicialización involuntaria, (Figura 54).

Figura 53. Mensaje de Bienvenida a la Matriz YRG



FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Una vez aceptada la inicialización se procede a llenar los campos de los Datos Generales como Nombre de la Cuenca, Nombre del Pozo y Fecha y la Matriz automáticamente me indica el Número de la Cuenca según el Registro de Cuencas con potencial petrolífero de la ANH. Se debe responder la pregunta sobre si el estudio será realizado para un Yacimiento en Roca Generadora, debido a que si es Falso, la opción siguiente estaría deshabilitada, (Figura 55).

Figura 54. Especificación Tipo de Yacimiento

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

DATOS GENERALES Llenar

CUENCA	Número de Cuenca	Nombre del Pozo	Fecha(DD/MM/YY)
Valle Medio del Magdalena	16	FUA_YRG_1	23/11/2018

¿El estudio será realizado para un Yacimiento en Roca Generadora? No es un Yacimiento en Roca Generadora

IMPORTANTE:
La Matriz de Selección, unicamente se podrá ejecutar si, ha seleccionado una Cuenca que cuente con reservas probadas en yacimientos en roca generadora

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Una vez indicado que el estudio es realizado para un yacimiento en roca generado automáticamente el texto al lado derecho cambia de valor indicando lo especificado anteriormente y habilitando la posibilidad de seguir, (Figura 56).

Figura 55. Ingreso Satisfactorio de los Datos Generales Caso Base

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

Llenar

CUENCA	Número de Cuenca	Nombre del Pozo	Fecha(DD/MM/YY)
Valle Medio del Magdalena	16	FUA_YRG_1	23/11/2018

¿El estudio será realizado para un Yacimiento en Roca Generadora? Es un Yacimiento en Roca generadora

IMPORTANTE:
La Matriz de Selección, unicamente se podrá ejecutar si, ha seleccionado una Cuenca que cuente con reservas probadas en yacimientos en roca genradora

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

En la sección de Propiedades se especifican los datos del caso base de estudio, para esto se selecciona la opción llenar en la hoja de cálculos y se despliega el menú de propiedades en donde se ingresan los valores del Pozo FUA_YRG_1, (Figura 57).

Figura 56. Menú para el ingreso de datos de propiedades

PROPIEDADES

PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA (ft)

PROFUNDIDAD ACUIFERO SUPERFICIAL (ft)

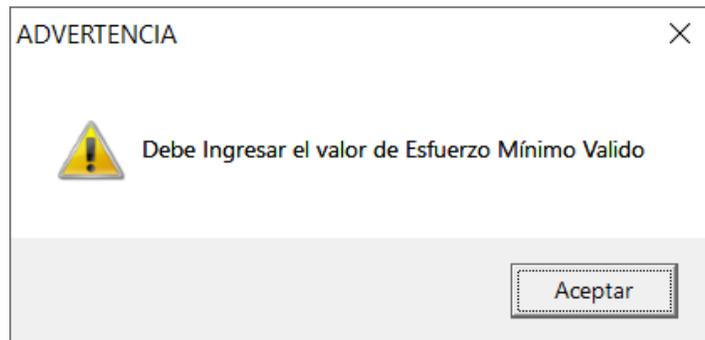
GRADIENTE DE PRESIÓN

ESFUERZO MAXIMO

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

En este Menú es importante que los caracteres ingresados estén en formato de número, ya que si son ingresados con cualquier otro carácter como letras o caracteres especiales, la Matriz no cargará la información a la Hoja de cálculos. De igual forma es importante especificar todas las propiedades que se indican ya que si alguna casilla es dejada en blanco, la matriz despliega una advertencia indicando que por favor se complete toda la información. A continuación se muestra un ejemplo de como la Matriz indica que una casilla no fue llenada con el valor apropiado, (Figura 58).

Figura 57. Advertencia de Dato Faltante



FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Una vez ingresada toda la información correctamente, la matriz genera un código, el cual utilizará para verificar la información en la base de datos y generar los resultados con la sugerencia de equipos y herramientas, según las características del pozo y del yacimiento. También se habilita la opción para seguir dentro de la matriz, (Figura 59).

Figura 58. Sección Propiedades Caso Base

**MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN
ROCA GENERADORA**

DATOS BASICOS Llenar

POROSIDAD(%)	0 - 1
PERMEABILIDAD (mD)	0 - 0.005
PROFUNDIDAD BASE Fm. INTERES TVD (ft)	13500.00
PROFUNDIDAD ACUIFERO SUPERFICIAL (ft)	480.000
GRADIENTE DE PRESION	0.780
ESFUERZO MAXIMO	1.00

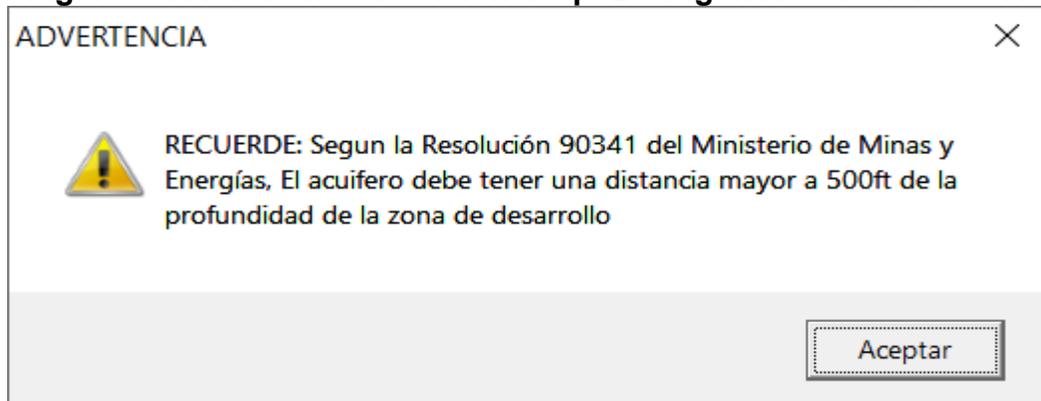
Codigo: U0001

Siguiente

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Una vez generado el código de busque para la base de datos y habilitada la opción de seguir, se presiona sobre el botón llevándonos, a la hoja de cálculo de Resultados. En esta sección lo único que queda es presionar sobre el botón generar resultados y esperar que la data para el caso base sea generada. Al presionar el botón generar resultados, se despliega una advertencia recordando que según la reglamentación Colombiana la distancia mínima entre el acuífero para consumo humano y el pozo debe ser mayor a 500 ft, (Figura 60).

Figura 59. Advertencia Posición del pozo Según Resolución 90341



FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Una vez aceptada la advertencia la matriz genera los resultados desplegando una caja de texto indicando que los resultados han sido generados satisfactoriamente. El resultado para el caso FUA_YRG_1 se puede ver a continuación, (Figura 61).

Figura 60. Resultados para el Pozo FUA_YRG_1

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca 16 Fecha 23/11/2018
 Nombre del Pozo FUA_YRG_1

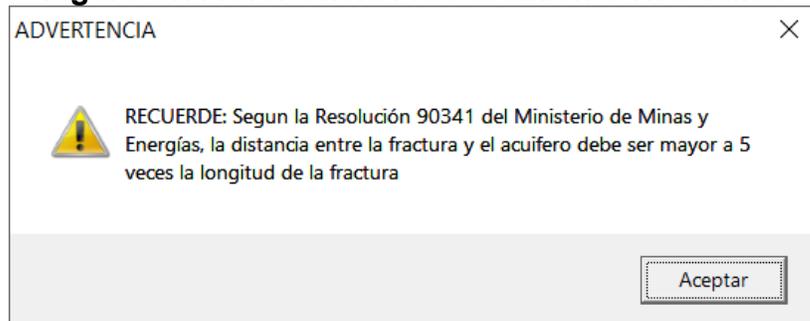
BHA			
Tipo de Broca	Drill Collar	Motor de Fondo	Sistema de Navegación
SpearPDC	Largo	Motor de Fondo Ajustable	MWD,LWD,Geo Pilot

Profundidad	CASING	Fluido de Perforación		Cemento		Build Up Rate	KOP(ft)	EOB(ft)
	Diametro (pulgadas)	Tipo de Fluido (Base)	Peso (lpg)	Clase	peso (PPG)			
0-350	Conductor 16	Base Aceite	8.7	Clase G	15	2 7/100 ft	9364	13864
350-6600	Superficie 11 3/4	Base Aceite	10.5	Clase G	15			
6600-9200	Productor 9 5/8	Base Aceite	11.6	Clase G	16			
9200-14000	liner 7 5/8	Bifásico Base Aceite + Nitrogeno	8.9-10.3	Clase G	16			
		Bifásico Base Aceite + Nitrogeno						
14000 -PTP	liner 5 1/2	Bifásico Base Aceite + Nitrogeno	7.2 - 14.5	Clase G	17			

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Después de haber generado la información del plan de perforación se presiona el botón siguiente para generar los resultados para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Al presionar el botón se despliega un cuadro de texto como advertencia recordando que Según la Resolución 90341 del Ministerio de Minas y Energías la distancia entre la fractura y el acuífero de consumo humano debe superar una distancia de 5 veces la longitud de la fractura. (Figura 62).

Figura 61. Advertencia Fracturamiento Hidráulico



FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Una vez aceptada la advertencia la matriz genera los resultados correspondientes para fracturamiento hidráulico y si todo salió bien se despliega una caja de texto indicando que los datos han sido generados y sobre la hoja de cálculos se despliega toda la información relacionada y generada por la matriz, (Figura 63).

Figura 62. Datos Fracturamiento Pozo FUA_YRG_1

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca	16	Fecha	23/11/2018	
Nombre del Pozo	FUA_YRG_1	Generar Data		

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO					
Tecnica	Tipo de Fluido	Polimero	Aditivos	Tipo de Apuntalante	Tipo de Gel
Fracturamiento Hibrido	Fluido Base Agua	Hidroxipropil GUAR	Reductores de Fricción, Estabilizadores de Arcilla, Surfactantes, Bactericidas	Apuntalante Sintético	Gel Reticulado

[Nuevo](#)

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Para generar la información sobre las pruebas iniciales de producción, se accede a la hoja de cálculos de Pruebas Iniciales, y se da clic sobre el botón Generar Dato, dando como resultado la siguiente información, (Figura 64).

Figura 63. Datos Pruebas Iniciales Pozo FUA_YRG_1

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca	16	Fecha	23/11/2018	
Nombre del Pozo	FUA_YRG_1	Generar Data		

PRUEBA INICIAL DE PRODUCCIÓN

Drill Stem Test

PRUEBAS ADICIONALES SUGERIDAS

Build Up Test

DrawDown Test

FUENTE: Elaboración Propia en Matriz YRG

Por último si se desea generar nuevamente la información otros datos o para otro pozo, está la posibilidad de oprimir sobre el botón Nuevo, el cual borra toda la información ya generada, y desplaza la matriz hacia el punto de partida (Sección Datos Generales), dando la posibilidad de generar un nuevo caso de estudio y una nueva información.

7.3.2 Pozo CJPS.xp Formación Vaca Muerta. En el segundo caso de estudio se tiene un pozo localizado en La Cuenca de Neuquén en Argentina con objetivo principal la Formación Vaca Muerta. Se realiza la perforación de un pozo denominado Pozo CJPS.xp el 12/06/2013 donde la formación de interés se encuentra a una profundidad de 12800 ft, presentando un gradiente de presión 1psi/ft. El pozo cuenta con la presencia de un acuífero somero a una profundidad de 380 f. Se repitió el procedimiento explicado anteriormente obteniendo los siguientes resultados.

Además se cuenta con la siguiente información

Objetivo Principal	
Formación	Vaca Muerta
Litología del reservorio	Margas de color gris oscuro
Edad	Jurásico Superior
Presión de Fm prevista	312 kg/cm ²
Temperatura Fm prevista	174°F
HC Previstos	Petróleo y Gas
Radio Objetivo a base de la Fm.	60m a la base de Fm. Vaca Muerta
Comentarios Adicionales	En los pozos vecinos CJPS.xp-2004, CJPS.xp-2001 y CJP.xp-2005 aparecieron valores de gases elevados y manifestaciones de petróleo en zaranda

Figura 64. Datos Generales Pozo CJPS.xp

**MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA
GENERADORA**

Llenar

DATOS GENERALES			
CUENCA	Número de Cuenca	Nombre del Pozo	Fecha(DD/MM/YY)
Neuquén-Argentina	22	CJPS.xp	12/06/2013

¿El estudio será realizado para un Yacimiento en Roca Generadora?

 Es un Yacimiento en Roca Generadora

IMPORTANTE:
 La Matriz de Selección, unicamente se podrá ejecutar si, ha seleccionado una Cuenca que cuente con reservas probadas en yacimientos en roca generadora

Fuente: Elaboración Propia en Matriz YRG

Figura 65. Datos Propiedades Pozo CJPS.xp

**MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN
ROCA GENERADORA**

DATOS BASICOS Llenar

POROSIDAD(%)

PERMEABILIDAD (mD)

PROFUNDIDAD BASE Fm. INTERES TVD (ft)

PROFUNDIDAD ACUIFERO SUPERFICIAL (ft)

GRADIENTE DE PRESION

ESFUERZO MAXIMO

Codigo: T0001

Fuente: Elaboración Propia en Matriz YRG

Figura 66. Resultados Pozo CJPS.xp

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenta 22 Fecha 12/06/2013

Nombre del Pozo CJPS.xp

BHA			
Tipo de Broca	Drill Collar	Motor de Fondo	Sistema de Navegación
SpearPDC	Largo	Motor de Fondo Ajustable	MWD,LWD,Geo Pilot

Profundidad MD (ft)	CASING	Fluido de Perforación		Cemento		Build Up Rate	KOP(ft)	EOB(ft)
	Diametro (pulgadas)	Tipo de Fluido (Base)	Peso (lpg)	Clase	peso (PPG)			
0-340	Conductor 24	Base Aceite	8.7	Clase G	15	3"/100 ft	9114	12114
340-6200	Superficie 17 1/2	Base Aceite	10.5	Clase G	15			
6200-9000	Productor 12 1/4	Base Aceite	11.6	Clase G	16			
9000-12200	liner 8 1/2	Bifásico Base Aceite + Nitrogeno	9.2-10.2	Clase G	16			
12200 -PTP	liner 6 1/8	Bifásico Base Aceite + Nitrogeno	7.2 - 14.5	Clase G	17			

Fuente: Elaboración Propia en Matriz YRG

7.3.3 Pozo B14 Formación Eagle Ford. El tercer caso de estudio se hace con base en el Pozo B14 que tiene como objetivo principal la Formación Eagle Ford localizada en Texas, Estados Unidos, de la cual se cuenta con la siguiente información.

Tabla 11. Datos iniciales Pozo B14 Fm. Eagle Ford

Datos iniciales	
Profundidad TVD (ft)	8400
Espesor (ft)	492
Porosidad	6.0
Presión del yacimiento (psi)	5,100
Temperatura °R	667
Compresibilidad del gas (10^{-4} psi^{-1})	1.3

Una vez analizados los datos iniciales se procede a ingresar toda la información en la Matriz YRG siguiendo el procedimiento ya mencionado anteriormente, donde se obtuvieron los siguientes resultados.

Figura 67. Datos Generales Pozo B14

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

DATOS GENERALES Llenar

CUENCA	Número de Cuenca	Nombre del Pozo	Fecha(DD/MM/YY)
Eagle Ford - EEUU	23	B14	15/02/2011

¿El estudio será realizado para un Yacimiento en Roca Generadora? Es un Yacimiento en Roca Generadora

IMPORTANTE:
La Matriz de Selección, unicamente se podrá ejecutar si, ha seleccionado una Cuenca que cuente con reservas probadas en yacimientos en roca generadora

Fuente: Elaboración Propia en Matriz YRG

Figura 68. Datos Propiedades Pozo B14

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

DATOS BASICOS Llenar

POROSIDAD(%) 0 - 1

PERMEABILIDAD (mD) 0.05 - 0.1

PROFUNDIDAD BASE Fm. INTERES TVD (ft) 8400.00

PROFUNDIDAD ACUIFERO SUPERFICIAL (ft) 220.000

GRADIENTE DE PRESION 1.000

ESFUERZO MAXIMO 0.90

Codigo: L0001

Fuente: Tomado de Matriz YRG (Elaborada por los autores)

Figura 69. Resultados Pozo B14

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca 23 Fecha 15/02/2011
 Nombre del Pozo B14 Generar Resultados

BHA			
Tipo de Broca	Drill Collar	Motor de Fondo	Sistema de Navegación
SpearpDC	Largo	Motor de Fondo Ajustable	MWD,LWD,Geo Pilot

Profundidad MD (ft)	CASING	Fluido de Perforación		Cemento		Build Up Rate	KOP(ft)	EOB (ft)
	Diametro (pulgadas)	Tipo de Fluido (Base)	Peso (lpg)	Clase	peso (PPG)			
0-320	Conductor 16	Base Aceite	8.7	Clase G	14	7 1/100 ft	7114	8399.714286
320-3600	Superficie 11 3/4	Base Aceite	10.5	Clase G	15			
3600-6400	Productor 9 5/8	Base Aceite	11.6	Clase G	16			
6400-8400	liner 7 5/8	Base Aceite	11.8	Clase G	16			
8400 -PTP	liner 5 1/2	Bifásico Base Aceite + Nitrogeno	9.5-10.1	Clase G	16			

Siguiente

Fuente: Elaboración Propia en Matriz YRG

Figura 70. Resultados Fracturamiento Hidráulico Pozo B14.

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

RESULTADOS

No de Cuenca 23 Fecha 15/02/2011
 Nombre del Pozo B14 Generar Data

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO					
Tecnica	Tipo de Fluido	Polimero	Aditivos		Tipo de Apuntalante
Slick-Water	Fluido Base Agua	Hidroxipropil GUAR	Controladores de pérdida de Fluido, Estabilizadores de Arcilla, Surfactantest		Apuntalante Sintético
					Gel Lineal

Nuevo

Fuente: Elaboración Propia en Matriz YRG

7.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se van a analizar los datos obtenidos para el pozo FUA_YRG1 que tiene como objetivo principal la Formación La Luna. De igual forma se van validar los datos generados para los demás casos de estudios comparándolos con los datos reales obtenidos de los pozos CJPS.xp de la Formación Vaca Muerta.

7.4.1 Análisis Pozo FUA_YRG_1 en la Cuenca VMM. En los datos generados por la Matriz, inicialmente se comprueba en la parte superior izquierda de la ventana, que la información generada corresponde para la Cuenca, el Pozo y la fecha indicada anteriormente. Una vez comprobada la información de pozo base, se verifica que toda la información ha sido generada para su posterior análisis.

De los datos obtenidos se puede ver que la Matriz sugiere el uso de una Broca Spear PDC, lo cual es una información acertada ya que, este tipo de brocas está siendo utilizado satisfactoriamente y generando excelentes resultados en los yacimientos en roca generadora asociados a Shale Oil y Shale Gas tanto en Argentina como en Estados Unidos. El Drill Collar que sugiere es largo, debido a la profundidad que se desea llegar, ya que el uso de un drill Collar Corto dificultaría las operaciones ya que se deberían unir más botellas y entre mayor número de conexiones el BHA se vuelve más vulnerable.

El motor de fondo recomendado es un Motor de fondo tipo ajustable, ya que aunque el Build Up Rate sugerido es de radio largo 2°/100 ft, este tipo de motor me permite soluciones más eficientes a grandes profundidades en caso de encontrarse con problemas en las operaciones de perforación direccional. Debido a la gran profundidad la Matriz sugiere hacer uso de todo el pack de sistema de navegación (MWD, LWV, Geo Pilot), para así tener mayor control sobre la inclinación y azimut del BHA y poder aterrizar el pozo a la profundidad y coordenadas deseadas.

El tipo de fluido de perforación que sugiere la Matriz es Base Aceite hasta llegar a una profundidad de 9200 ft, para evitar el hinchamiento de arcillas, posterior a esta profundidad me sugiere usar un fluido Bifásico que con un porcentaje de contenido en fluido Base Aceite y otro porcentaje en fluido de Nitrógeno; esto permite a grandes profundidades y en especial en la zona tangencial y horizontal mejorar el transporte de ripios disminuyendo la posibilidad de pega de tubería en las zonas con grados de desviación. La configuración de Casings que sugiere es acertada, pero es importante tener en cuenta que en el momento práctico esta configuración puede ser modificada dependiendo del comportamiento que esté llevando la formación y en general el pozo en su totalidad. El fluido de Cementación sugerida es Clase G ya que este tipo de cemento es muy eficiente para trabajar a grandes presiones y elevadas temperaturas, por lo que en general la información generada por la matriz es acertada.

7.4.2 Análisis Pozo CJPS.xp en la Cuenca de Neuquén. A continuación se muestra una tabla con los datos reales obtenidos de la perforación de los Pozos CJPS.xp-2011, CJPS.xp-2012 y CJPS.xp-2013 en la Cuenca de Neuquén con objetivo el yacimiento en roca generadora de la Formación Vaca Muerta.

Tabla 12. Datos reales en la Fm. VM

Pozo CJPS.xp	Año de perf.	Fm. Objetivo	Tipo HC	Casings OD (in)	Prof (ft)	Max Mud Weigth (ppg)	Oil en Lodo (%)	Eventos	Min. Mud Weigth (ppg)
2011	may-12	V. Muerta	Oil	17 1/2 13 3/8 9 5/8 7 5 1/2	400 1000 8858 10300 12800	12.6	Hasta 1%	No se observa influjo	9.6
2012	dic-12	V. Muerta	Oil	17 1/2 13 3/8 9 5/8 7 5 1/2	400 1000 8858 10300 12500	12.5	hasta 8%	Influjo al entrar en Fm. VM	9.8
2013	jun-12	V. Muerta		20 17 1/2 12 1/4 8 1/2 6 1/8	500 1200 9000 10500 12800	14.7	hasta 1%	No se observa influjo	9.8

Es importante recordar que la Matriz está diseñada según la reglamentación ambiental colombiana y para las condiciones geológicas del país, por lo que los parámetros pueden diferir en muchas ocasiones. Al Compararlos con los resultados obtenidos por la Matriz YRG se puede identificar que los resultados son muy cercanos. Para el pozo CJPS.xp-2011 y CJPS.xp-2012 se ve una principal diferencia en la configuración de casing's, con el pozo CJPS.xp-2013, la configuración difiere principalmente en el Casing conductor. Respecto al peso del lodo y el peso de cemento, la principal diferencia se basa en las condiciones geológicas de cada formación objetivo.

7.4.3 Análisis pozo B14 con objetivo Fm. Eagle Ford. A continuación se muestran los datos reales obtenidos en Texas, para el pozo B14 que tiene como objetivo la Formación Eagle Ford. El pozo B14 se perforó y terminó en febrero de 2011, con una geometría horizontal en la formación cretácica Eagle Ford, con una profundidad vertical de 8400 ft y 13300 ft horizontales desarrollados. Durante su terminación se realizaron 17 fracturas.

Tabla 13. Datos reales pozo B14

Pozo	Fm. Objetivo	Casing OD (in)	Prof (ft)	Min Mud Weigth (ppg)	Max. Mud Weigth (ppg)
B14	Eagle Ford	30	80	11	13
		16	485		
		11 3/4	3100		
		9 5/8	6410		
		5 1/2	8400		

Al comparar la información real del pozo B14 con la información obtenida por el simulador, se observa una principal diferencia en la configuración de los casings, pero si observamos detalladamente podemos observar que la profundidad que se alcanza con la configuración real con los dos primeros casings es de 485, y un tercero hasta llegar a una profundidad de 3100ft. En la configuración sugerida por la matriz se observa que esa misma profundidad es recorrida por dos casings, llegando a un punto similar de profundidad, con un el mismo diámetro de tubería.

Respecto a los puntos para la construcción de la curva y punto de terminación se puede observar, que sugiere una información acertada ya que permite llegar al objetivo a una profundidad adecuada. El fluido de perforación y el fluido de cementación, se observa que se obtienen propiedades similares. A continuación se observa una tabla resumen con la información más importante respecto al fracturamiento del pozo.

Tabla 14. Tabla Resumen del fracturamiento del Pozo B14

Resumen Fracturamiento del Pozo B14		
Técnica	Tipo de Fluido	Apuntalante
Slick Water	Slick Water & Gel Lineal	Ottawa 40/70 & 30/50

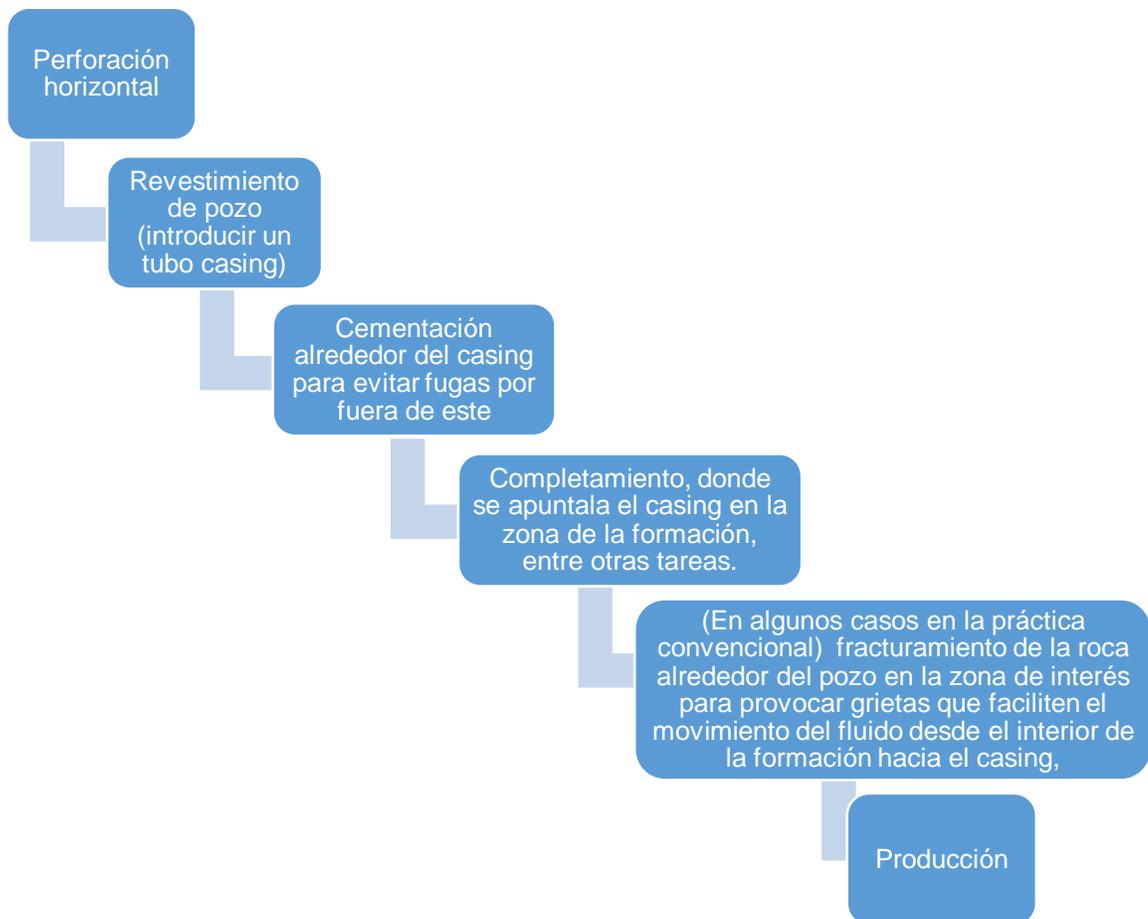
Se puede observar que la técnica, el tipo de fluido utilizada en el pozo real, es la misma sugerida por la Matriz; el apuntalante que sugiere la matriz es de tipo sintético, lo que concuerda con los datos obtenido en el Pozo B14, ya que para realizar las operaciones de fractura, emplearon Ottawa 40/70.

8. TECNICAS DE INTERVENCION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN

8.1 TECNICAS DE INTERVENCIÓN

Para exponer los equipos que se necesitan para el desarrollo de yacimientos en Roca Generadora es preciso entender, en primera medida, cómo funciona la operación de un pozo en Roca Reservorio. Se tiene en cuenta que en una formación definida como reservorio, los fluidos se almacenan en los poros de esta y la facilidad de extraer estos fluidos depende sustancialmente de la permeabilidad de la roca que los contiene. La lógica que tiene es pensar en cuanto mayor sea el tamaño promedio de poro y cuantos más canales estén comunicando entre sí las concavidades, desde luego fluirá más cómodo el fluido a través de la roca. En un perfil superficial, la perforación de un pozo “convencional” consta de las siguientes etapas:

Figura 71. Etapas de un yacimiento no convencional



Fuente. Elaboración propia

En caso de intentar una perforación de este tipo en una formación en Roca Generadora, el pozo no produciría más que el gas alojado en los centímetros adyacentes al casing y se depletaría rápidamente. En este tipo de formación, “no convencional”, las cavidades o poros, donde el gas se alberga, son mucho menores, en tamaño, y no están interconectados entre sí por muchos canales, sino todo lo contrario. De ello se desprende la perspectiva “no convencional” de su explotación, que es justamente el requerimiento adicional de otras tecnologías y técnicas que, combinadas, hacen posible la perforación y terminación de un pozo y este tenga producción. Es por esto, que es imperativo, más de lo convencional existente. Específicamente se necesitan varios arreglos para obtener éxito en varias de las etapas y llegar al target con largas distancias utilizando modelos de perforación multidireccional, grandes cantidades de energía de bombeo, agua y arena de fractura y serie de compuestos químicos esquematizados. Justamente, además de esto, es necesaria la búsqueda y logro de multiplicidad de pozos desde una misma locación en superficie que se extiendan horizontalmente en el subsuelo, y locaciones (well pads) de perforaciones múltiples poco espaciadas entre sí con el objeto de cubrir de forma intensiva el área a explotar. De esta manera, se busca reducir las facilidades en superficie para pozos cercanos y tener una operación más centralizada y general desde un solo punto para varios targets en el fondo.

8.1.1 Tratamiento del agua de retorno (flowback). El agua de producción se genera en cantidades esperadas en consecuencia a las acciones que se implementan en los pozos, esta agua debe ser sometida en su totalidad a un tratamiento que garantice el encaje perfecto dentro de los parámetros en lo que corresponde al vertido por lo establecido en la Resolución 90341 de requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, en el Artículo 15 REQUERIMIENTOS PARA POZOS INYECTORES DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN.

La disposición de esta agua podrá estar enmarcada por varios factores, por esta razón se plantean algunos métodos que sirven de solución en los casos de yacimiento en Roca Generadora, tales como:

- Reutilización en la industria Hidrocarburífera.
- Reutilización en riego asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental del área intervenida, con la autorización de la autoridad competente.
- El operador debe presentar a la autoridad ambiental que corresponda, análisis físico-químicos de las aguas de retorno, a efectos de que ésta tome conocimiento de la cantidad y calidad de las mismas. La presentación de los análisis deberá hacerse periódicamente mientras permanezca el retorno y conforme lo establezca la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación puede realizar análisis físico-químicos de las aguas de retorno cuando lo considere necesario.

8.1.1.1 Piletas de Almacenamiento. Las piletas de almacenamiento de agua son de gran utilidad para el completamiento de pozos mediante estimulación o fractura hidráulica, estas deben ser impermeabilizadas o tratadas con el medio más idóneo que esté disponible para tal objetivo. En ningún caso, las piletas podrán ser utilizadas para residuos de perforación, de agua de retorno y/o de completamiento de pozos.

Los pozos en yacimientos no convencionales deben ser aislados respecto de los acuíferos subterráneos, aprovechables para consumo humano, con las tecnologías y herramientas más adecuados, aprobada por la autoridad competente.

Cualquier falla de aislación debe ser inmediatamente notificada en forma irrefutable a la autoridad competente y remediada en la brevedad posible. La autoridad de aplicación establecerá los requisitos específicos de composición, características físicas y profundidad relativa a las capas de agua potable para la cementación y el encamisado de pozos no convencionales.

8.2 PRUEBAS INICIALES

Terminada la perforación, estimulación y completamiento del pozo, el operador debe realizar al menos una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La prueba puede tener una duración máxima de hasta cuarenta y cinco días de producción de fluidos mientras se logran condiciones estables de flujo, sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportan en el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial” o aquel documento establecido para el efecto, dentro de los quince días siguientes a la terminación del periodo de prueba inicial de producción.

8.2.1 Una prueba de presión. Es una herramienta muy utilizada para la caracterización del sistema pozo–yacimiento, porque los cambios en la producción generan alteraciones de presión en el pozo y en su área de drenaje. Esto, depende de las características propias del yacimiento y tiene varias formas de representarlo. El proceso de una prueba de presión, en primer lugar se genera una alteración en el yacimiento, cambiando cualquiera entre presión y caudal y se registran las repercusiones sobre la otra variable, analizando los datos obtenidos durante el periodo transitorio.

El modelo del comportamiento de la presión en función del tiempo refleja las propiedades del yacimiento. Las pruebas de presiones cumplen la función de obtener características y/o propiedades del yacimiento, entre ellas:

- Presión estática del yacimiento.
- Permeabilidad.

Así como estimar parámetros adicionales de flujo, tales como:

- Comunicación entre pozos.
- Daño de formación.
- Límites del yacimiento (discontinuidades, fallas, fracturas).

La caracterización del yacimiento es indispensable para la predicción de su comportamiento de producción, por lo cual se controla y monitorea a través de sus pozos.

Tabla 15. Pruebas de producción

	<i>DEFINICIÓN</i>	<i>MÉTODO</i>	<i>OBJETIVOS</i>
Build Up Test	Se lleva a cabo en pozos productores y se trata de hacer producir el pozo a un caudal estabilizado para después cerrarlo. El incremento de la presión de fondo es medido en función del tiempo. La presión de restauración es la que se registra en un pozo productor que se cierra temporalmente.	Cuando el pozo se encuentra fluyendo de manera estable, a cierta distancia frente a las perforaciones del pozo, existe una presión estática, P_e . El diferencial de presión ($P_e - P_{wf}$) es por esto que se tiene flujo hacia el pozo.	<ul style="list-style-type: none"> ○ Estimar la permeabilidad del yacimiento. ○ Determinar la presencia de daño. ○ Estimar la presión estática del yacimiento. ○ Estimar la geometría del yacimiento.
Drawdown Test	Se realizan mediante el proceso de producción de un pozo a caudal constante y registrando la presión en función del tiempo.	Procedimiento inverso y contrario al de una prueba "build up test".	<ul style="list-style-type: none"> ○ Estimar la permeabilidad del yacimiento. ○ Determinar la presencia de daño. ○ Estimar la geometría del yacimiento.

Tabla 15. (Continuación)

	<i>DEFINICIÓN</i>	<i>MÉTODO</i>	<i>OBJETIVOS</i>
Multitasa	Pruebas que se realizan a caudales variables, midiendo la presión por períodos estabilizados de flujo	Consiste en medir la presión antes del cambio en la tasa de flujo y durante un intervalo de tiempo en condiciones de flujo transitorio.	Determinación del índice de productividad del pozo y para hacer un análisis nodal del mismo.
Interferencia	Requieren tiempos largos de respuesta. Implican costos altos. Medidores permanentes sensores justifican su aplicación.	Consiste en la variación de presión con respecto al tiempo, registrada en pozos de observación resultantes de cambios de las tasas en pozos de producción o inyección.	Encontrar y saber cuáles pozos estás cerca y cuantos.
Drill Stem Test	Prueba la cual se usan herramientas especiales ensambladas al final de la sarta de perforación. Se realiza para probar pozos nuevos, ya que solo puede llevarse a cabo con el taladro en sitio.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Primer período de flujo y primer cierre (opcional) 2. Segundo período de flujo y cierre (período de limpieza) 3. Tercer período de flujo (multitasa) y cierre. 4. Cuarto período de flujo y cierre. 	Potencial de producción de alguna arena particular en el yacimiento, presión y características de la roca yacimiento. Mide el comportamiento del yacimiento. Permite saber si el pozo puede producir hidrocarburos de manera comercial

Fuente. Elaboración propia

Antes de dar inicio a las operaciones de producción, deberá verificarse la integridad mecánica del pozo para asegurar que no existan fugas en el sistema, ni movimiento de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables para consumo humano: Para esto se podrán utilizar:

- Registros de temperatura.
- Registros de integridad del cemento.
- Entre otros.

9. CONCLUSIONES

- Se determinó que la Matriz teórica de selección para yacimientos en roca generadora en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, permite generar información acertada sobre los equipos y procedimientos requeridos para el adecuado desarrollo de las operaciones de perforación y pruebas iniciales de producción.
- En los procesos de perforación de yacimientos de baja permeabilidad se determinó que el BHA más adecuado debe contar con un sistema de navegación actualizado, que contenga un sistema Geo Pilot, LWD y MWD.
- Se determinó que la broca más eficiente en la perforación horizontal en yacimientos YRG es la broca denominada Spear PDC, que permite reducir riesgos y dificultades durante las operaciones.
- Posterior a una profundidad de 8000 ft es recomendable emplear un fluido de perforación bifásico, ya que este ayuda a reducir la fricción en el pozo y permite mayor capacidad en el transporte de ripios a superficie.
- Se determinó que la configuración de Casing para la Formación La Luna más adecuado es utilizar inicialmente un conductor de 24 pulgadas hasta 350 ft de profundidad, seguido de un casing de superficie de 17 ½ pulgadas hasta llegar a 6600 ft, luego un casing de 12 ¼ hasta llegar a 9200 ft y por ultimo dos liner, el primero de un diámetro de 8 ½ hasta llegar a 14000 ft y el ultimo de 6 1/8 hasta conseguir la longitud horizontal deseada.
- Bajo las condiciones evaluadas, la técnica de fracturamiento Hidráulico más adecuada para la formación La Luna es la técnica de Fracturamiento Hibrido, ya que permite combinar técnicas convencionales y técnicas mejoradas como la Slick Water.
- La composición del fluido de fractura debe hacerse base agua, para disminuir el impacto con la formación, también debe contar con aditivos que permitan reducir la fricción, estabilizar las arcillas y evitar la generación de bacterias.
- Después de los 8000 ft el fluido de fractura debe contar con un Apuntalante sintético, ya que estos permiten soportar grandes presiones y altas temperaturas.

- Se determinó que para poner en desarrollo un yacimiento en roca generadora se deben realizar pruebas iniciales de producción como Drill Stem Test, Build Up Test y DrawDown Test.

10. RECOMENDACIONES

- Se sugiere al Ministerio de Minas y Energías revisar y ajustar la reglamentación ambiental sobre la explotación de los yacimientos en roca generadora, de tal forma que se tengan en cuenta los conocimientos técnicos sobre el desarrollo de los YRG.
- Se plantea poner en desarrollo los yacimientos en roca generadora presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ya que aportaría recursos importantes para el país.
- Se propone evaluar posibles polímeros que permitan el desarrollo de una fractura, minimizando el impacto ambiental de la misma.
- Avanzar en la exploración de yacimientos en roca generadora asociados a Mantos de Carbón, ya que el país cuenta con un gran potencial en este tipo de yacimientos que aún no ha sido tenido en cuenta.
- Se sugiere realizar un avance en el tratamiento de agua y el riego asociado para prevenir los posibles impactos ambientales provenientes del desarrollo de yacimientos en roca generadora.

BIBLIOGRAFÍA

ACIPET, Julio Cesar Vera Diaz. 2017. *Desarrollo de Yacimientos no Convencionales.* Bogota : s.n., 2017.

Actividades Preliminares de la Troco. **Ecopetrol. 2014.** Bogotá : s.n., 2014.

BARRERO, D. PARDO, A & MARTINEZ. 2007. *Colombian Sedimentary Basin.* Bogotá : s.n., 2007.

Barrero, Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F. 2007. *Colombian Sedimentary* . 2007.

C, Boyer. *Gas en lutitas: Un recurso global.*

CABALLERO, V. PARRA, M. 2010. *Levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Eoceno tradío, Cueca del Valle Medio del Magdalena.* 2010.

DE PORTA, Jaime. 1974. *Lexico Estratigrafico de Colombia- Terciario a Cuaternario.* Paris : Vol 5, 1974.

Departament of Energy, Maboratory. 2009. *Modern Shale Gas, Development In The Unitd States.* 2009.

El Mayor pico de Producción de los Ulitmos años. **CP-Ecopetrol. 2017.** Bogota : s.n., 2017.

ENERGÍA, MINISTERIO DE MINAS Y. 27 de Marzo de 2014. *Resolución número 90341.* 27 de Marzo de 2014.

Energías, Ministerio de Minas y. 2013. *Decreto 3004.* 2013.

EXCO. 2014. *Multi Well- Pad Drilling.* 2014.

FEAR, M.J. November 1998. *How to Improve Rate of Penetration in fiel Operations, SPE 55050, IADC/SPE Drilling Conference.* New Orleans : s.n., November 1998.

Gray, Harvey T. y. 2011. *The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins shale gas.* 2011.

Growth. 2015. *Extraction and Water Managemet Issues, Unconventional Oil and Shale.* 2015.

Halliburton. 2007. *Directional Drillind introduction. Sperry drilling servicies.* 2007.

IAPG. 2012. *Enfoque integral para la Estimulación Hidráulica de formaciones No convencionales en pozos vertiales multietapas.* Buenos Aires : s.n., 2012.

- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS, IAPG. 2015.** *El abecé de los Hidrocarburos No Convencionales.* Buenos Aires : s.n., 2015.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN.** Compendio de normas para trabajos escritos NTC-1486-6166 Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.
- Jr, Adm T. Bourgoyne. 1991.** *Applied Drilling Engineering.* 1991.
- JULIVERT, M. 1968.** *Lexico Estratigráfico de Colombia.* Paris : Vol 5, 1968.
- K., Aminian. 2003.** *Coalbed Methane- Fundamental Concepts, Petroleum & Natural gas Engineering.* West Virginia : s.n., 2003.
- Lee, Kun Sang. 2016.** *Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs.* 2016.
- Los yacimientos no convencionales y la soberanía energética.* **Echeverry, Juan Carlos. 2017.** Bogotá : s.n., 2017.
- Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer.* **Energy, U.S. Department of. April 2009.** April 2009.
- MORALES, L.G. PODESTA. 1958.** *General Geology & oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia.* s.l. : America Association of Petroleum Geologists, 1958.
- PEMEX, Halliburton. 2007.** *Diseño de la perforación de pozos.* 2007.
- PEMEX, Schlumberger. 2017.** *Curso de Perforación.* 2017.
- R., Araujo. 2013.** *Caracterización de Yacimientos No-Convencionales, Halliburton Consulting.* 2013.
- REPUBLICA, LA. 2018.** *ANLA archivó el trámite de dos licencias para desarrollar Fracking en Magdalena.* Bogotá : s.n., 2018.
- ROMERO ANDUAGA, UNAM. 2004.** *Análisis Comparativo de Métodos de Diseño de Pozos Direccionales.* 2004.
- SARMIENTO, GUSTAVO. 2015.** *Evolución Geológica y Estratigrafica del Valle Medio del Magdalena.* Bogotá : s.n., 2015.
- SARMIENTO, L.F. ANH. Department of Geology. 2011.** *Middle Magdalena Basin Vol. 11.* 2011.
- YPF. 2014.** *Diseño de Perforación de Pozos.* 2014.
- ZOU, Caineng. 2013.** *Unconventional Petroleum Geology.* Sna Diego : ELSEVIER, 2013.