

ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE LAS ESTIMULACIONES
HIDRÁULICAS MASIVAS Y SU POTENCIAL APLICACIÓN EN YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES DE SHALE EN COLOMBIA

ESTEFANÍA BENAVIDES ERASO
JUAN DAVID MARTÍN BARCELÓ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018

ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE LAS ESTIMULACIONES
HIDRÁULICAS MASIVAS Y SU POTENCIAL APLICACIÓN EN YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES DE SHALE EN COLOMBIA

ESTEFANÍA BENAVIDES ERASO
JUAN DAVID MARTÍN BARCELÓ

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETROLEOS

Director
CESAR FABÍAN LÓPEZ
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones)

Miguel Ángel Rodríguez Reyes

Alberto Ríos González

Andrés Felipe Suárez Barbosa

Bogotá, D.C., agosto de 2018

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Investigaciones.

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos.

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO

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

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto de investigación es producto del esfuerzo de un cúmulo de personas que brindaron su tiempo y energía para la realización de este, y a todos ellos nos corresponde agradecer:

A Cesar Fabián López, por otorgarnos la temática del proyecto, así como proporcionarnos su asesoría para efectuarlo.

A Jonathan Diazgranados, por su valioso acompañamiento al inicio del proyecto.

A Franklin Gerardo Yoris, por su participación en el proyecto con su experiencia y conocimientos sobre conceptos geológicos, además de ser un excelente orientador, que nos impulsó a exigirnos más, para lograr un provechoso avance. A Miguel Ángel Rodríguez, por su seguimiento y asistencia durante la elaboración del proyecto hasta su culminación.

A Carlos Medina, por ser nuestra guía en el último tramo del proyecto con sus imprescindibles aportes.

DEDICATORIA

A mis papás, William Antonio Benavides Cerón y Rocío del Pilar Eraso Bolaños.

Por todo el amor y el apoyo que me han brindado en el desarrollo de este proyecto y sobre todo por acompañarme en todos mis logros académicos alcanzados.

A mi hermano.

Por estar conmigo siempre, por enseñarme cómo crecer como persona e infinitas gracias por ser mi más grande modelo a seguir en la vida profesional.

A Dios.

Por bendecirme, por ser mi fortaleza y por guiarme durante mi vida académica.

A mi compañero de tesis,

Por acompañarme en la realización del proyecto y no dejarme desistir ante los retos presentados.

Estefanía Benavides Eraso.

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme regalado vida y salud durante todo este proceso, además de la inconmensurable energía y fe de la que dotó a mis cercanos y a mí, para no desistir ante las adversidades, a él toda la gloria.

A mis padres, Miguel Antonio Martín Piñeros y Sandra Barceló Trespalacios.

Por apoyarme siempre sin importar las dificultades, por enseñarme desde pequeño el valor de la perseverancia, así como la valentía que requieren los nuevos retos, y por todo su amor, que ha sido un motor para mí.

A Miguelito, mi hermano.

Por siempre estar ahí para mí, por todas las enseñanzas, que han sido en verdad muy valiosas, así también, todo el ánimo con el que me has equipado para cumplir este logro y otros tantos ya superados.

A Karen, mi amor.

Por haberme animado en esas largas noches de escritura, recordándome que después de este escalón vendrán nuevos retos maravillosos que la vida nos regalará, asimismo, por todo el amor que me ha brindado estos años y tantas alegrías.

A mi compañera de tesis,

Por acompañarme durante este proceso, creer fielmente en la idea y por no dejarme desistir ante las adversidades presentadas.

Juan David Martín Barceló

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	25
1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	26
1.1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	26
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	27
1.2.1 Yacimientos de gas apretado (<i>tight gas</i>)	27
1.2.2 Yacimientos de <i>shale</i>	28
1.2.3 Arenas bituminosas o de crudo pesado	29
1.2.4 Gas metano asociado a mantos de carbón	30
1.2.5 Hidratos de gas natural	32
1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE <i>SHALE</i>	32
1.3.1 Generalidades	33
1.3.2 Clasificación de los yacimientos no convencionales de <i>shale</i>	33
1.3.2.1 <i>Shale oil</i>	34
1.3.2.2 <i>Shale gas</i>	35
1.3.3 Caracterización de los yacimientos no convencionales de <i>shale</i>	36
1.3.3.1 Características geoquímicas	37
1.3.3.2 Características petrofísicas	44
1.3.3.3 Características geomecánicas	48
1.3.3.4 Mineralogía	54
1.3.4 Shale plays a nivel mundial	55
1.3.4.1 Barnett Shale	56
1.3.4.2 Eagle Ford Shale	67
1.3.4.3 Marcellus Shale	75
1.3.4.4 Formación Vaca Muerta	82
1.3.5 Formación La Luna	89
1.3.5.1 Miembro Salada	91
1.3.5.2 Miembro Pujamana	91
1.3.5.3 Miembro Galembo	92
2. PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE <i>SHALE</i>	96
2.1 ESTRATEGIAS DE PERFORACIÓN	96
2.1.1 Perforación de pozos no convencionales	96
2.1.1.1 Entendimiento del yacimiento	96
2.1.1.2 Arquitectura del pozo	97
2.1.1.4 Cementación	98

2.1.1.5 Planificación de la perforación	98
2.1.2 Herramientas de desviación	98
2.1.2.1 Motores convencionales	98
2.1.2.2 Sistemas rotativos direccionales (<i>Rotary Steerable Systems - RSS</i>)	100
2.1.2.3 Servicios <i>measurement while drilling</i> (MWD)	101
2.1.3 Brocas	102
2.1.3.1 Brocas <i>roller cone</i>	102
2.1.3.2 Brocas PDC	103
2.1.3.3 Brocas Talon 3D PDC	104
2.1.3.4 Brocas impregnadas con diamante sintético (<i>Impreg</i>)	105
2.1.4 Fluidos	106
2.1.5 Mejoras en la eficiencia de la perforación	107
2.1.5.1 <i>High dogleg rotary steerable system</i>	107
2.1.5.2 Tecnología <i>Pad-Drilling</i>	107
2.2 ESTRATEGIAS DE COMPLETAMIENTO	109
2.2.1 Primeros métodos de completamiento	109
2.2.1.1 Fracturamiento hidráulico masivo en una sola etapa	109
2.2.1.2 <i>Liner</i> ranurado y preperforado	109
2.2.2 Sistema de completamiento <i>Plug and Perforate</i>	111
2.2.2.1 Tipos de tapones	111
2.2.2.2 Disparos	112
2.2.2.3 Operaciones de fractura	113
2.2.3 Sistema de completamiento <i>Ball-Activated</i>	114
2.2.3.1 Camisas activadas por presión	115
2.2.3.2 <i>Wellbore isolation valve</i>	115
2.2.3.3 Camisas activadas por bola	115
2.2.3.4 Empaques a hueco abierto	116
2.2.3.5 Operaciones de fractura	117
2.2.4 Sistema de completamiento activado por <i>Coiled-tubing</i>	118
2.2.4.1 Perforador abrasivo	118
2.2.4.2 Camisas de fractura activadas por <i>coiled-tubing</i>	119
2.2.4.3 Empaque de <i>coiled-tubing</i>	120
2.2.4.4 Tapón de arena	120
2.2.4.5 <i>Casing collar locator</i>	120
2.2.4.6 Operaciones de fractura	121
3. ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS	126
3.1 HISTORIA DE LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS	126
3.2 DEFINICIÓN DE LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS	127
3.2.1 Estimulaciones hidráulicas masivas	128
3.3 PROCESO DE LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS	129
3.4 TIPOS DE FLUIDOS PARA LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS	131

3.4.1 Fluidos base agua	131
3.4.1.1 <i>Slickwater fracturing</i>	131
3.4.1.2 <i>Linear gel</i>	132
3.4.1.3 Fluidos <i>Cross-linked</i>	132
3.4.1.4 Fluidos de Gel-Surfactantes Viscoelásticos	133
3.4.2 Fluidos espumados	133
3.4.3 Fluidos base aceite	134
3.4.4 Fluidos base ácido	134
3.5 ADITIVOS DEL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA MASIVA	135
3.5.1 Reductor de fricción	136
3.5.2 Biocidas/Bactericidas	137
3.5.3 Inhibidor de incrustaciones	137
3.5.4 Agentes gelificantes	138
3.5.5 Rompedores de geles	138
3.5.6 <i>Buffer</i> o controladores de pH	139
3.5.7 <i>Cross-linker</i>	139
3.5.8 Surfactantes	139
3.5.9 Estabilizadores de arcilla	140
3.6 AGENTES APUNTALANTES	140
3.6.1 Tipos de agentes apuntalantes	141
3.6.1.1 Arena	141
3.6.1.2 Apuntalante recubierto de resina	142
3.6.1.3 Apuntalante de alta resistencia	143
3.6.1.4 Apuntalante de resistencia intermedia	144
3.6.1.5 Apuntalante de cerámica ligero	146
3.6.2 Tamaño del apuntalante	147
3.6.2.1 Malla 100	148
3.6.2.2 Malla 40/70	149
3.6.2.3 Malla 30/50	149
3.6.2.4 Malla 20/40	150
3.6.3 Propiedades	150
3.6.3.1 Redondez	150
3.6.3.2 Esfericidad	150
3.6.3.3 Resistencia al aplastamiento	151
3.6.3.4 Gravedad específica	151
3.6.3.5 Densidad aparente	152
3.6.3.6 Solubilidad al ácido	152
3.6.3.7 Tamaño del tamiz	152
3.7 FACTORES QUE AFECTAN LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS	152
3.7.1 Ubicación del pozo y longitud lateral horizontal	152
3.7.2 Etapas de fractura	153
3.7.3 Diseño de la operación de fracturamiento	153

3.7.3.1 Complejidad de las fracturas	153
3.7.3.2 Conductividad de la fractura principal	156
3.7.3.3 Espaciamiento de las fracturas principales	157
3.7.3.4 Conductividad de las fracturas secundarias	159
3.7.3.5 Espaciamiento de las fracturas secundarias	160
3.7.4 Cambios en los esfuerzos	161
3.7.4.1 Cambio en el esfuerzo mínimo horizontal	161
3.7.4.2 Cambio en el esfuerzo máximo horizontal	162
3.7.4.3 Cambio en el esfuerzo cortante	162
4. RIESGOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS	163
4.1 EFECTOS DE AIRE Y SUPERFICIE (EMISIONES CH ₄ Y CO ₂)	163
4.1.1 Transporte de Agua	165
4.2 ACTIVIDAD SÍSMICA	165
4.3 UTILIZACIÓN DE QUÍMICOS	167
4.4 CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS SUBTERRÁNEOS	168
4.5 USO DEL AGUA	169
4.5.1 Fuentes de Agua	169
4.5.2 Manejo de agua producida	170
4.5.2.1 Volumen del agua producida (<i>flow-back</i>)	170
4.5.2.2 Composición química de agua producida	171
4.6 CUANTIFICACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL	172
4.6.1 Construcción de locaciones	172
4.6.2 Etapa de perforación	172
4.6.3 Etapa de estimulación hidráulica	172
5. EVALUACIÓN CONCEPTUAL	181
5.1 COMPARACIÓN GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA	181
5.1.1 Barnett Shale	181
5.1.2 Eagle Ford Shale	182
5.1.3 Marcellus Shale	183
5.1.4 Formación Vaca Muerta	184
5.2 UBICACIÓN POZO INFANTAS-1613	185
5.3 DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	187
5.4 MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	190
5.4.1 Emisiones de CH ₄ y CO ₂	190
5.4.2 Actividad sísmica	190
5.4.3 Utilización de químicos	190
5.4.4 Acuíferos subterráneos	191
5.4.5 Uso del agua	191
6. CONCLUSIONES	195

7. RECOMENDACIONES	197
BIBLIOGRAFÍA	198
ANEXOS	208

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Triángulo de recursos.	27
Figura 2. Generación del gas en función del rango del carbón.	31
Figura 3. Clasificación de lutitas ricas en petróleo.	34
Figura 4. Sistemas de recursos de gas.	36
Figura 5. Contenido orgánico de la roca generadora.	38
Figura 6. Relación entre el contenido de TOC y el potencial residual de generación de hidrocarburos.	39
Figura 7. Diagrama de Van Krevelen.	41
Figura 8. Transformación térmica del kerógeno.	43
Figura 9. Madurez térmica con base en la reflectancia de la vitrinita.	44
Figura 10. Tipos de porosidad de la matriz de la roca.	46
Figura 11. Imagen de microscopio electrónico de la porosidad orgánica.	47
Figura 12. Ejemplo de una prueba triaxial central donde el módulo de Young y la relación de Poisson se calculan como propiedades de roca elástica estática.	49
Figura 13. Mapa de la cuenca Fort Worth.	59
Figura 14. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Fort Worth.	61
Figura 15. Subdivisión del miembro inferior de Barnett Shale.	62
Figura 16. Mapa de isorefectancia de la formación Barnett Shale en la cuenca Fort Worth.	64
Figura 17. Mapa detallado de los valores de Ro en la cuenca Fort Worth.	65
Figura 18. Mapa regional de generación de hidrocarburos de Barnett Shale.	66
Figura 19. Mapa de la Formación Eagle Ford Shale.	69
Figura 20. Columna estratigráfica convencional del área de Eagle Ford Shale.	70
Figura 21. Tramo regional suroeste-noreste sección transversal desde la Cuenca Maverick hasta el flanco suroeste del Arco de San Marcos.	71
Figura 22. Análisis Rock-Eval para Eagle Ford Shale.	73
Figura 23. Mapa de isorefectancia de Eagle Ford Shale.	74
Figura 24. Mapa de la provincia de la Cuenca de los Apalaches mostrando las tres unidades de Marcellus Shale.	75
Figura 25. Columna estratigráfica de los estratos devónicos.	77
Figura 26. Análisis Rock-Eval para Marcellus y Utica Shale en Nueva York.	79
Figura 27. Fractura parcialmente mineralizada.	81
Figura 28. Mapa de ubicación de la formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquén.	84
Figura 29. Columna estratigráfica generalizada para la Formación Vaca Muerta.	86
Figura 30. Descripción del carbono orgánico total y el tipo de kerógeno para los tres miembros de Vaca Muerta.	87
Figura 31. Ventanas de fluido de la formación Vaca Muerta.	88

Figura 32. Columna estratigráfica de la Formación La Luna con descripción de sus tres miembros.	90
Figura 33. Valores de las propiedades de la roca del miembro Galembo de la formación La Luna.	93
Figura 34. Valores de las propiedades de la roca del miembro Pujamana y Salada de la formación La Luna.	94
Figura 35. Esquema de un motor de desplazamiento positivo.	100
Figura 36. Diferentes de las brocas para RSS.	101
Figura 37. Esquema de las brocas <i>roller cone</i> .	103
Figura 38. Broca PDC.	104
Figura 39. Broca <i>Talon</i> 3D PDC.	105
Figura 40. Brocas <i>impreg</i> .	106
Figura 41. <i>Pad drilling</i> .	108
Figura 42. Primeros métodos de completamiento.	110
Figura 43. Tipos de tapones.	112
Figura 44. Ensamblaje con <i>wireline</i> .	113
Figura 45. Pozo completado con <i>Plug and perforate</i> .	114
Figura 46. Camisa de fractura activada por bola en la posición abierta.	116
Figura 47. Pozo completado con sistema <i>Ball-activated</i> .	118
Figura 48. Perforador abrasivo.	119
Figura 49. <i>Casing collar locator</i> con pestillos.	121
Figura 50. Fracturamiento usando perforaciones abrasivas.	122
Figura 51. Camisa de fractura activada por <i>coiled tubing</i> .	123
Figura 52. Camisa de presión equilibrada con el empaque de CT aislando los puertos de presión.	124
Figura 53. Fracturamiento usando camisas activadas por <i>coiled tubing</i> .	125
Figura 54. Diagrama de la técnica de estimulación hidráulica masiva.	128
Figura 55. Proceso estimulaciones hidráulicas.	130
Figura 56. Aditivos comunes de los fluidos de estimulación hidráulica masiva.	136
Figura 57. Muestras de apuntalante de arena natural.	142
Figura 58. Apuntalante recubierto de resina curable.	143
Figura 59. Bauxita sinterizada.	144
Figura 60. Granos de apuntalante cerámico de resistencia intermedia.	146
Figura 61. Apuntalante de cerámica ligero.	147
Figura 62. Tamaños estándares de las aperturas de las mallas.	148
Figura 63. Arena de tamaño de malla 100.	149
Figura 64. Cuadro de redondez y esfericidad.	151
Figura 65. Niveles esquemáticos de complejidad de las fracturas hidráulicas.	154
Figura 66. Tipos de crecimiento de fracturas.	155
Figura 67. Fracturas primarias y secundarias en una red de fracturas.	156
Figura 68. Impacto de la conductividad de las fracturas principales.	157
Figura 69. Impacto del espaciamiento de las fracturas principales.	158
Figura 70. Impacto de la conductividad de las fracturas secundarias.	159
Figura 71. Espaciamiento de las fracturas secundarias con una conductividad de 200 mD-ft de la fractura principal.	160

Figura 72. Espaciamiento de las fracturas secundarias con una conductividad de 2 mD-ft de la fractura principal.	161
Figura 73. Tendencias de emisión de metano en Estados Unidos con respecto a la producción de yacimientos no convencionales de shale gas.	164
Figura 74. Microsismo de estimulación hidráulica ubicado en la escala de Richter.	167
Figura 75. Rangos de <i>flow-back</i> .	171
Figura 76. Ubicación pozo Infantas-1613.	186

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Relación TAI vs Ro.	80
Tabla 2. Caracterización del Miembro Salada de la Formación La Luna en el pozo Infantas-1613.	91
Tabla 3. Caracterización del Miembro Pujamana de la Formación La Luna en el pozo Infantas-1613.	91
Tabla 4. Caracterización del Miembro Galembo de la Formación La Luna en el pozo Infantas-1613.	92
Tabla 5. Comparación geoquímica, petrofísica y de profundidades.	95
Tabla 6. Riesgos en la construcción de locaciones.	173
Tabla 7. Riesgos en la etapa de perforación.	177
Tabla 8. Riesgos en la etapa de estimulación hidráulica.	179
Tabla 9. Comparación Barnett Shale y la Formación La Luna.	182
Tabla 10. Comparación Eagle Ford Shale y la Formación La Luna.	183
Tabla 11. Comparación Marcellus Shale y la Formación La Luna.	184
Tabla 12. Comparación Formación Vaca Muerta y la Formación La Luna.	185
Tabla 13. Características operacionales.	188
Tabla 14. Rango de profundidades de los <i>shale plays</i> exitosos a nivel mundial comparados con la Formación La Luna.	191
Tabla 15. Consumo del volumen al 100%.	193
Tabla 16. Consumo del volumen al 50%.	193
Tabla 17. Consumo del volumen al 20%.	194

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Módulos elásticos confinados.	50
Ecuación 2. Relación de Poisson.	51
Ecuación 3. Esfuerzo integrado a la masa del material.	53
Ecuación 4. Esfuerzo horizontal.	54

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Forma 9SH del Ministerio de Minas y Energía del Campo San Roque.	209
Anexo B. Forma 9SH del Ministerio de Minas y Energía del Campo Tisquirama.	211
Anexo C. Forma 9SH del Ministerio de Minas y Energía del Campo Llanito.	213
Anexo D. Forma 20 del Ministerio de Minas y Energía del Campo Casabe.	221
Anexo E. Forma 9SH del Ministerio de Minas y Energía del Campo Yarguí-Cantagallo.	222
Anexo F. Forma 9SH del Ministerio de Minas y Energía del Campo La Cira-Infantas.	235

GLOSARIO

AGENTE APUNTALANTE: componente que impide que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo del fluido de fractura en la formación y que garantice una conductividad al canal recién creado.

ESTIMULACIÓN: “tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo.”

ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA MASIVA: explotación de yacimientos no convencionales de Shale que combina la perforación horizontal y la estimulación hidráulica donde se realizan múltiples fracturas a lo largo de un pozo (en una misma arena) en un solo viaje al fondo del pozo.

FISILIAD: la fisibilidad es una propiedad que poseen algunas rocas de dividirse en capas, más o menos planas.

FLOW-BACK: es el fluido que retorna del pozo inmediatamente después de la operación de fracturamiento hidráulico masivo y está constituido por el agua inyectada junto con los retornos de los tapones triturados, cemento, agente apuntalante y fluido de fractura degradado.

FLUIDO DE FRACTURA: componente esencial para que una estimulación hidráulica sea exitosa. Los requerimientos, aditivos y funciones dependen de cada estimulación. Su función es generar la red de fracturas por medio de su inyección a alta presión y transportar el agente apuntalante al interior de la fractura para que esta continúe abierta al detener el bombeo del fluido.

FORMACIÓN: “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.”

FRACTURA HIDRÁULICA: “fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo.”

PERMEABILIDAD: “la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.”

POROSIDAD: “el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.”

POZO: “el 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.”

ROCA MADRE: “una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.”

ROCA SELLO: “una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.”

TRAMPA: “una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.”

YACIMIENTO: “un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.”

RESUMEN

El presente proyecto se desarrolló en conjunto con el área de investigación de la Fundación Universidad de América gracias al convenio con Ecopetrol S.A. y su sinergia con Equion Energía Limited, donde se recopila información de los yacimientos no convencionales existentes realizando una completa descripción de los yacimientos no convencionales de *shale* para aportar un conocimiento y una viabilidad en su futuro desarrollo para ir dejando a un lado la estigmatización de las operaciones de estimulaciones hidráulicas masiva.

Se realizó una comparación de las propiedades de *shale plays* más importantes a nivel mundial (Barnett Shale, Eagle Ford Shale, Marcellus Shale y la Formación Vaca Muerta) con las propiedades de la Formación La Luna de la Cuenca Valle Medio del Magdalena para poder determinar un posible diseño de la operación de fracturamiento hidráulico y junto con esto proponer algunas medidas de mitigación de los impactos ambientales generados.

PALABRAS CLAVE: Yacimientos no convencionales de *shale*, estimulación hidráulica masiva, Formación La Luna, Valle Medio del Magdalena y *shale plays*.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética a nivel mundial y la disminución de nuevos descubrimientos de yacimientos convencionales hace cada vez más necesario el desarrollo de yacimientos no convencionales. Los cuales, no habían sido muy explotados en el pasado, ya que no existía la tecnología necesaria para su desarrollo. Lo que llevaba a que la industria no se interesara lo suficiente por este tipo de yacimientos, a pesar de los grandes volúmenes de hidrocarburos que estos pudiesen contener.

Uno de los yacimientos no convencionales más desarrollados en la actualidad es el yacimiento de shale. Ese nombre se le atribuye a las acumulaciones de hidrocarburos contenidas en formaciones de tipo shale, las cuales eran tratadas anteriormente como rocas generadoras de hidrocarburos, las que, por su baja permeabilidad y su porosidad reducida, también eran tratadas como rocas sello en el sistema petrolífero convencional. Actualmente, estas formaciones también son un objetivo de exploración y explotación.

Para producir los hidrocarburos contenidos en estos yacimientos es necesario aumentar la permeabilidad de los mismos, esto se logra mediante la implementación de pozos horizontales y operaciones de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas con el fin de obtener un desarrollo económicamente sostenible de estos.

En la actualidad, las reservas de petróleo de Colombia han disminuido a un punto donde se anuncia una autonomía de abastecimiento de crudo para el país, que según Portafolio¹, es de tan solo 5 años, esa situación ha creado la necesidad de que se empiece a buscar nuevas alternativas de crecimiento petrolero para aumentar sus reservas y no perder su autosuficiencia.

Debido a la caída internacional del precio del petróleo, Colombia no ha podido implementar una exploración suficiente con el fin de encontrar nuevos yacimientos y aumentar sus reservas. Es de mucho interés entonces, identificar la posibilidad de la aplicación de nuevas tecnologías para efectos de desarrollo de yacimientos no convencionales de shale, partiendo de la experiencia de países que ya han incursionado en el tema.

De lo anterior, nace el propósito de este trabajo con el cual se busca aclarar y dar un mejor entendimiento de qué es un yacimiento no convencional y cuáles son sus tipos, para luego ahondar en los yacimientos no convencionales de shale. Así mismo, se hace énfasis en cuatro casos exitosos de estos yacimientos a nivel mundial, los cuales son Barnett Shale, Eagle Ford Shale, Marcellus Shale y la Formación Vaca Muerta, con el fin de dar una descripción geológica, geoquímica y

¹ PORTAFOLIO. Aumentaron las reservas de petróleo del país. En: El Portafolio. Bogotá, D.C. 02, mayo, 2018. Sec. Economía.

petrofísica de ellos y de esta misma manera se describirá a la Formación La Luna, una de las formaciones más prospectivas de Colombia en cuanto a yacimientos de este tipo.

También, se describe el proceso de estimulación hidráulica detalladamente, así como las principales estrategias de perforación y completamiento para desarrollar yacimientos de este tipo. Además, se describen factores que pueden afectar esta operación y los riesgos ambientales que pueden estar asociados al proceso.

Lo descrito anteriormente, tiene como finalidad dar una comparación de los parámetros geológicos, geoquímicos y petrofísicos de los yacimientos de estudio a nivel mundial y la formación la luna. Por otra parte, dar recomendaciones de cómo podría ser el diseño del proceso de estimulación hidráulica masiva en Colombia, tomando en cuenta el diseño de la operación, los factores operacionales y la mitigación de los riesgos ambientales generados.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar conceptualmente la tecnología de las estimulaciones hidráulicas masivas y su potencial aplicación en yacimientos no convencionales de Shale en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.** Describir las características generales de los yacimientos no convencionales de Shale.
- 2.** Detallar los principales tipos de completamiento de yacimientos no convencionales de Shale y el proceso de estimulaciones hidráulicas masivas.
- 3.** Determinar los principales factores que afectan a las estimulaciones hidráulicas masivas y los riesgos asociados a estas en yacimientos no convencionales de Shale.
- 4.** Evaluar conceptualmente la potencial aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en yacimientos no convencionales de Shale en Colombia.

1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

En este capítulo se describen las generalidades y la clasificación de los yacimientos no convencionales, profundizando particularmente en las generalidades de los yacimientos no convencionales de *shale* y las características generales de los principales *shale plays* a nivel mundial como lo son: Barnett Shale, Eagle Ford Shale, Marcellus Shale y la Formación Vaca Muerta. Lo anterior con el fin de comparar estos yacimientos con la Formación La Luna y así encontrar similitudes que ayuden a definirla como un prospecto de yacimiento no convencional.

1.1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

“Los yacimientos convencionales son aquellos que pueden desarrollarse de manera económica, generalmente con pozos verticales y sin el uso de tratamientos de estimulación masiva o la inyección de calor.”² Siguiendo este orden de ideas, todo yacimiento que no cumpla con esta definición se puede tratar como no convencional. Esto puede ser debido a diversas características de la formación como permeabilidades o viscosidades que restrinjan el flujo de fluidos, y es entonces, que gracias a esta restricción se hace necesario modificar alguna de estas dos características o ambas mediante la realización de técnicas de estimulación para aumentar permeabilidades de la roca o la aplicación de técnicas de recobro mejorado para disminuir la viscosidad del crudo con el fin de producir a tasas consideradas comerciales o económicas.

En Colombia, el artículo 1 del decreto 3004 del 26 de diciembre del 2013 del Ministerio de Minas y Energía³, define un yacimiento no convencional como la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos donde el párrafo 1 del mismo adjunta que los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (*shale*), hidratos de metano y arenas bituminosas. Sin embargo, este decreto no define específica ni adecuadamente a un yacimiento no convencional dado que no solo la baja permeabilidad primaria es la que rige a este tipo de yacimientos, como se había mencionado anteriormente.

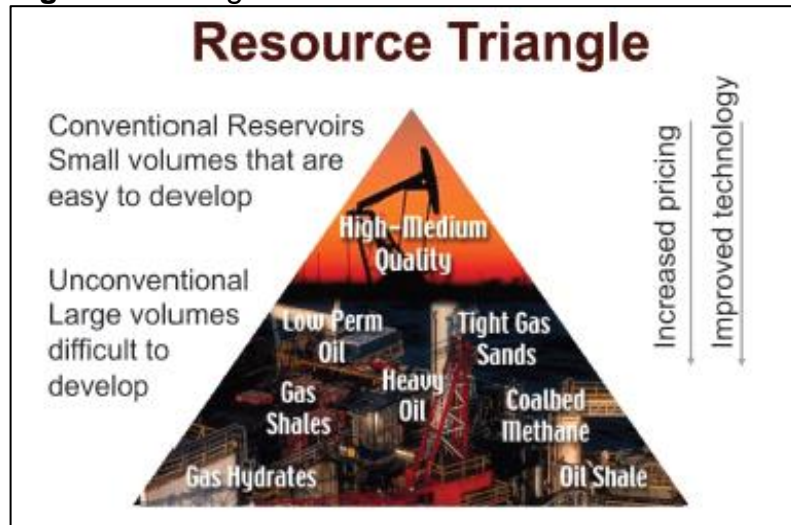
Para definir un yacimiento no convencional se puede citar el triángulo de recursos creado por John Masters en la década de los setenta donde se puede observar la abundancia relativa de los recursos convencionales y no convencionales, además, de cómo se comporta la necesidad de tecnología y el aumento de precios de su

² ZEE MA, Y. y HOLDITCH, Stephen A. Preface. En: Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. 1. ed. Cranberry Isles, Maine: Robert Bloom Collection, 1998

³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Decreto Número 3004 del 26 de diciembre de 2013. p. 2.

operación. Los yacimientos convencionales son difíciles de encontrar hoy en día, pero cuando esto se logra no es necesario implementar tecnología de última generación o incurrir en grandes costos para poder desarrollarlos. Mientras se va descendiendo en el triángulo es necesario incurrir en altos costos de operación y mejorar la tecnología en uso para desarrollar estos yacimientos como se muestra en la figura 1;

Figura 1. Triángulo de recursos.



Fuente: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 39.

Por ejemplo, para explotar yacimientos de *shale* se utilizan pozos horizontales y múltiples etapas de estimulaciones hidráulicas para lograr producir económicamente petróleo o gas de éstos, lo cual implica el uso de una mejor tecnología para lograr mayores secciones horizontales de los pozos y la innovación en los procesos de fracturamiento hidráulico.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos no convencionales se subdividen en diferentes tipos, entre los cuales están los yacimientos gas apretado (*tight gas*), los yacimientos de lutita (petróleo y gas), arenas bituminosas, gas metano asociado a mantos de carbón e hidratos de gas que serán descritos brevemente a continuación.

1.2.1 Yacimientos de gas apretado (*tight gas*). Los yacimientos de gas apretado en areniscas son algunos de los yacimientos no convencionales más importantes a nivel mundial debido a los grandes volúmenes de este recurso que se han podido

cuantificar. Por ejemplo, según el Servicio Geológico de los Estados Unidos⁴ (USGS por sus siglas en inglés) en el mundo hay 70 cuencas con yacimientos de gas apretado que tienen un volumen de alrededor de 742×10^{13} ft³, descubiertas o especuladas.

Generalmente, como dicen Castillo, Ou y Prasad⁵, son areniscas con permeabilidades menores a 0,1 mD, con porosidades entre 10% y 12%, tienen una fuerte compactación y cementación carbonatada o silícea, tienen mecanismos únicos de migración y acumulación de yacimientos que complementan las acumulaciones de hidrocarburos convencionales, su energía no está generada por un contacto agua-petróleo (esto no indica que no se produzca agua ya que en los poros de la roca puede existir contenido de agua) y ocurren en gran escala con reservas significativas y así mismo pueden tener una producción sostenible prolongada con la intervención adecuada, aunque puede haber insuficiente o ninguna producción primaria.

Este tipo de yacimiento comenzó a explotarse en el año 1970 el gobierno estimuló la explotación por medio de créditos para el sector debido al alto capital requerido para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Para la mejor explotación y desarrollo de este tipo de yacimientos, se debe emplear la perforación de pozos verticales con el completamiento adecuado para ser estimulados con un gran tratamiento de estimulación hidráulica, para lo cual se deben optimizar la cantidad de pozos perforados y los procedimientos de perforación y completamiento. Muchos de estos yacimientos se encuentran fracturados naturalmente (lo que incrementa la producción de agua) para los cuales se utilizan pozos horizontales y/o pozos multilaterales.

1.2.2 Yacimientos de *shale*. Los yacimientos de *shale* se pueden definir como acumulaciones de hidrocarburos (gas y petróleo) asociados a formaciones de lutitas. Estas formaciones normalmente son catalogadas como la roca generadora de un sistema petrolífero convencional. Poseen permeabilidades en el orden de nanodarcies (10^{-9} D) (específicamente entre 1 y 100 nanodarcies) y una porosidad de mala a moderada (5% - 12%), ambas razones impiden casi por completo el movimiento de fluidos a través de éstas, en consecuencia, estas formaciones también son consideradas roca-sello si se comparan con los yacimientos convencionales de alta porosidad y permeabilidad.

Estos yacimientos tienen en su composición un contenido predominante de partículas con diámetros inferiores a 62 micrómetros, parte de las cuales pueden

⁴ ESTADOS UNIDOS. SERVICIO GEOLOGICO DE LOS ESTADOS UNIDOS, Citado por ZOU, Caineng. Tight Gas and Oil. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 239.

⁵ CASTILLO, Patricua, OU, Liwei y PRASAD, Manika. Petrophysical Description of Tight Gas Sands. En: 2012 SEG Annual Meeting (4-12, noviembre: Las Vegas, Nevada).

tener morfología laminar (filosilicatos del grupo de las arcillas), las cuales favorecen los planos de fisilidad que caracterizan a estas rocas; también hay otros minerales como: cuarzo, feldespato, carbonatos, pirita, hematita y eventualmente, yeso/anhidrita; también poseen porcentajes importantes de materia orgánica lo cual las hace aptas para la generación de hidrocarburos y al mismo tiempo almacenar éstos.

Los yacimientos de *shale* están ubicados en un grupo variado de yacimientos denominados acumulaciones de hidrocarburos de tipo continuo, llamados así por su gran extensión areal, conteniendo petróleo o gas, y en los cuales la presencia de hidrocarburos no depende de una columna de agua la cual aporte la energía para el movimiento de los fluidos; por esta razón esos yacimientos no pueden ser evaluados con respecto a los contactos agua-petróleo o gas-petróleo. Estos yacimientos constituyen por sí mismos, su propia trampa y la migración que puede ocurrir dentro de ellos se conoce como “migración primaria”.

Ya que estos yacimientos poseen muy bajas permeabilidades, se hace necesario un aumento de la permeabilidad de la formación con el fin de que los fluidos atrapados se muevan hacia el pozo. Este aumento de permeabilidad se logra a partir de la implementación del proceso de estimulaciones hidráulicas masivas que generan fracturas en la formación y que sirven como canales de alta permeabilidad para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

1.2.3 Arenas bituminosas o de crudo pesado. Generalmente estos son acumulaciones de crudo de alta viscosidad y densidad lo cual les impide fluir fácilmente o que les hace imposible su movilidad a través del yacimiento en el que se encuentran almacenados.

El principal indicador para definir si un yacimiento es de arenas bituminosas o de crudo pesado es la viscosidad y como indicador secundario se toma regularmente la densidad. “Las arenas bituminosas están definidas como cualquier roca consolidada o no consolidada, excluyendo al carbón, la gilsonita, o el *oil shale*,”⁶ que contienen bitumen “con viscosidades mayores a 10.000 cP y con una densidad relativa mayor a 1,0 (< 10 grados API) a temperatura de yacimiento”⁷ y el crudo pesado está caracterizado por tener viscosidades entre 50 y 10.000 cP y densidades relativas entre 0,934 y 1,0 (Entre 10 y 20 grados API) a temperatura de yacimiento. La alta viscosidad y densidad del petróleo pesado y el bitumen se debe principalmente a su alto contenido de componentes pesados.

⁶ McLEDON, T. R. Y BARTKE, T. C. Tar Sand Technology Status Report. U. S. Department of Energy. p. 3.

⁷ ZOU, Caineng. Heavy Oil. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 345.

El petróleo pesado y el bitumen no difieren mucho del crudo convencional en cuanto a composición, puesto que están compuestos principalmente de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y sulfuro, además en estos se pueden encontrar trazas de algunos metales como el hierro, níquel, vanadio y cobre.

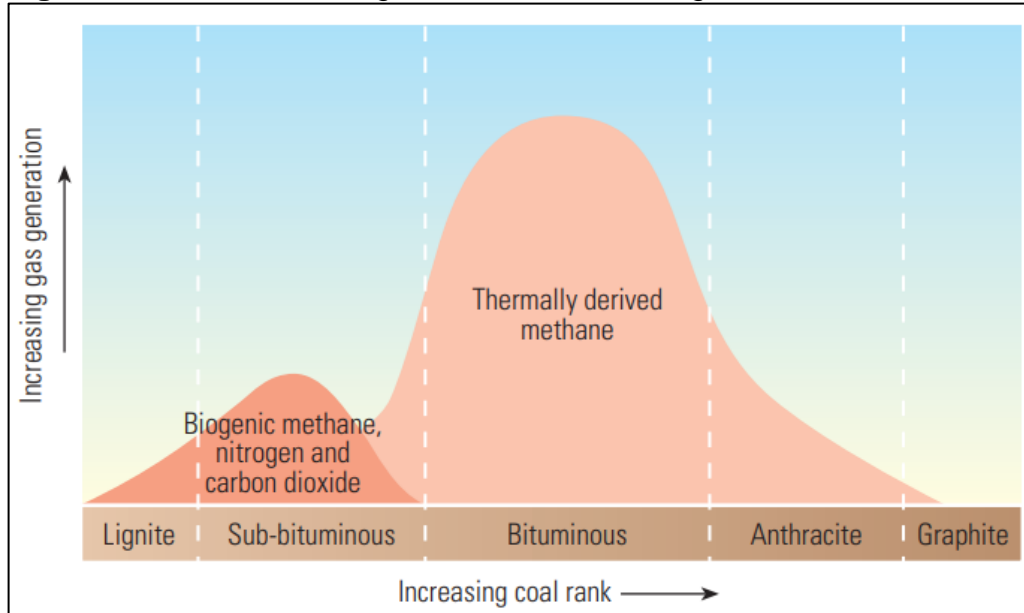
Para producir petróleo pesado y bitumen natural existen dos técnicas principales que pueden ser utilizadas: Producción a cielo abierto y producción en sitio. Si el yacimiento es somero se implementa la producción a cielo abierto. Este tipo de producción consiste fundamentalmente de dos fases: minería y extracción. Según McLendon⁸, primero se mina la arena impregnada con hidrocarburos, luego se procede a moler o triturar esta arena para llevarla a un tamaño estándar y al final se procesa para extraer los hidrocarburos, ya sea con tratamientos térmicos o con solventes orgánicos. En China, la operación inicia comúnmente con la remoción de la capa superior de roca antes de que la arena que contiene petróleo se extraiga por retroexcavadoras y luego se transporta a las trituradoras por camiones, posterior a esto la arena empapada de petróleo es transportada a las instalaciones de mezcla donde se le adiciona agua caliente para hacer una lechada (*slurry*) la que se lleva del campo minero hasta las refinerías cercanas para extraer el bitumen que se tratará y así obtener sus derivados.

Cuando la profundidad del yacimiento hace imposible o poco rentable la producción a cielo abierto se implementa la producción en sitio. Hoy en día se pueden disponer de múltiples técnicas de producción entre las cuales están: inundación de agua, la producción de frío con arena, inundación de vapor, combustión *in situ*, tratamiento microbiano y catálisis *in situ*.

1.2.4 Gas metano asociado a mantos de carbón. Son yacimientos de gas natural presentes de forma no convencional en depósitos o “vetas” de carbón el cual se formó durante el proceso de coalificación (transformación de material vegetal en carbón). La generación del metano en el carbón es función del material vegetal y del proceso de madurez termal, cuando se aumenta la temperatura y la presión cambia el rango del carbón y así mismo su capacidad de generar y almacenar metano. La figura 2 muestra lo acorde a lo mencionado;

⁸ McLEDON. Op. cit., p. 6.

Figura 2. Generación del gas en función del rango del carbón.



Fuente: AL-JUBORI, Ahmed, *et al.* Coalbed Methane: Clean Energy for the World. En: Oilfield Review, Summer 2009. Julio, 2009. Vol. 21, no. 2, p. 8.

En muchas circunstancias consiste en metano puro como también puede contener dióxido de carbono, monóxido de carbono, etano y nitrógeno. Es un recurso energético valioso debido a que tanto sus reservas como la producción ha crecido desde 1989 gracias a los diversos métodos de recuperación para lo cual se ha requerido deshidratar y despresurizar las formaciones de carbón permitiendo a los mantos de carbón liberar el metano.

Los mantos de carbón generalmente se clasifican como yacimientos de tipo porosidad dual, es decir, con gas principalmente en la matriz (fase adsorbida) y con un sistema secundario de porosidad llamado taches (*cleats*) que proporciona la permeabilidad para el flujo a un pozo de producción.

La historia geológica de un área y la profundidad de su carbón enterrado determina el tipo de carbón y el contenido de gas. Es por esto que casi cualquier depósito de gas metano asociado a mantos de carbón puede ser desarrollado bajo las técnicas convencionales de perforación de gas natural.

Debido a que el metano emitido a través de la extracción de gas metano asociado a mantos de carbón es un gas de efecto invernadero, los impactos ambientales del desarrollo de este siguen siendo evaluados. “Se estima que las emisiones

mundiales de metano de las minas de carbón en explotación representan el 8% aproximadamente de las emisiones mundiales de metano”⁹.

1.2.5 Hidratos de gas natural. Los hidratos de gas son sólidos cristalinos, comúnmente blancos similares al hielo, cuya unidad estructural fundamental es la de una molécula de gas rodeada por moléculas de agua que componen una “jaula” rígida o empaque de tipo cúbico o hexagonal enlazada con otras moléculas; normalmente se encuentran en el espacio poroso de las rocas sedimentarias y pueden formar cementos, “venas” o capas. Estos sólidos se forman a condiciones de altas presiones y bajas temperaturas que se presentan en amplias regiones oceánicas y polares. Los hidratos de gas pueden contener diferentes gases como dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno, entre otros, pero la mayoría de los hidratos de gas natural consisten principalmente de metano.

“El 98% de los recursos globales de hidratos de gas natural estimados se encuentran en sedimentos del lecho marino y solo el 2% en suelo glaciar”¹⁰, la mayoría de las muestras de hidratos de gas se han obtenido de extracción de núcleos del manto marino ya sean extracciones profundas o más someras.

Como se mencionó anteriormente los hidratos de gas son muy parecidos al hielo, sus densidades son parecidas a las del hielo y sus moléculas están sujetas entre sí en forma reticular (como el hielo) gracias a las fuerzas de Van Der Waals, sin embargo, sus conductividades térmicas y resistividades eléctricas son mucho menores que las del hielo.

Para poder producir gas natural de los hidratos de gas se hace necesario disociar los mismos, para esto se tienen que debilitar las fuerzas de Van Der Waals que permiten que la estructura se mantenga rígida, ya sea disminuyendo la presión o aumentando la temperatura de la formación y con esto producir grandes cantidades de gas metano provenientes de los hidratos sólidos. Actualmente existen tres técnicas para la producción de hidratos de gas: La despresurización, la estimulación térmica y la inyección de inhibidores químicos.

1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE *SHALE*

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, estos yacimientos son yacimientos de hidrocarburos no convencionales que presentan baja permeabilidad y que fueron formados por rocas sedimentarias de grano fino con alto contenido de materia orgánica, usualmente conocidos como roca generadora de yacimientos convencionales.

⁹ ZOU, Caineng. CBM. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 323.

¹⁰ ZOU, Caineng. Natural Gas Hydrate. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 391.

1.3.1 Generalidades. El término *shale* o lutita en español se usa para describir una variedad de rocas sedimentarias que están compuestas parcialmente por partículas “tamaño arcilla” inferiores a 4 micrómetros y también pueden contener rangos variables de partículas tamaño limo de 4 a 62,5 micrómetros de diámetro y mayores que este rango.

Según Zou¹¹, este tipo de roca es la más abundante de las rocas sedimentarias en el mundo siendo aproximadamente el 55% de estas últimas. Los yacimientos no convencionales de *shale* son normalmente lutitas ricas en materia orgánica que sirven como roca generadora y a su vez como roca reservorio cuando se encuentran en las facies de rocas pobres en materia orgánica que están interestratificadas con las primeras. Durante años estas lutitas ricas en materia orgánica habían sido consideradas únicamente como roca generadora de yacimientos convencionales, así como roca sello de éstos debido a su baja permeabilidad, por lo que no se consideraban un objetivo para la producción de hidrocarburos.

Desde la década de los ochenta se tiene conocimiento de que estas lutitas ricas en materia orgánica podrían tener acumulaciones de petróleo y gas. La producción de este petróleo y gas pudo desarrollarse gracias al descubrimiento de acumulaciones de éstos en poros de tamaño micrométrico y nanométrico en litologías asociadas, además del desarrollo de teorías geológicas de petróleo no convencional y al gran avance tecnológico obtenido en perforaciones horizontales y en operaciones de fracturamiento hidráulico. En la actualidad estos intervalos de lutitas ricas en materia orgánica son un objetivo importante de las campañas de exploración y desarrollo. El éxito de la producción de gas y de petróleo de estos yacimientos de baja permeabilidad y baja porosidad puede proporcionar potencialmente un suministro de energía a largo plazo, de una fuente de energía más limpia y con menor emisión de dióxido de carbono.

Estos yacimientos no convencionales de recursos de gas y petróleo varían de un sitio (cuena) a otro, compartiendo algunos puntos en común; los mejores sistemas son los de lutitas de origen marino, con valores de carbono orgánico total (TOC) de bueno a excelente, madurez térmica de ventana de gas y materia orgánica de origen múltiple (continental y marino) abundante. En general, hay tres tipos de porosidad como lo son la porosidad de la matriz, la porosidad orgánica derivada de la descomposición de la materia orgánica y la porosidad de la fractura teniendo en cuenta que esta última no ha demostrado ser un mecanismo de almacenamiento importante ya que para poder almacenar cantidades importantes de hidrocarburos es necesario que la red de fracturas naturales esté extremadamente desarrollada.

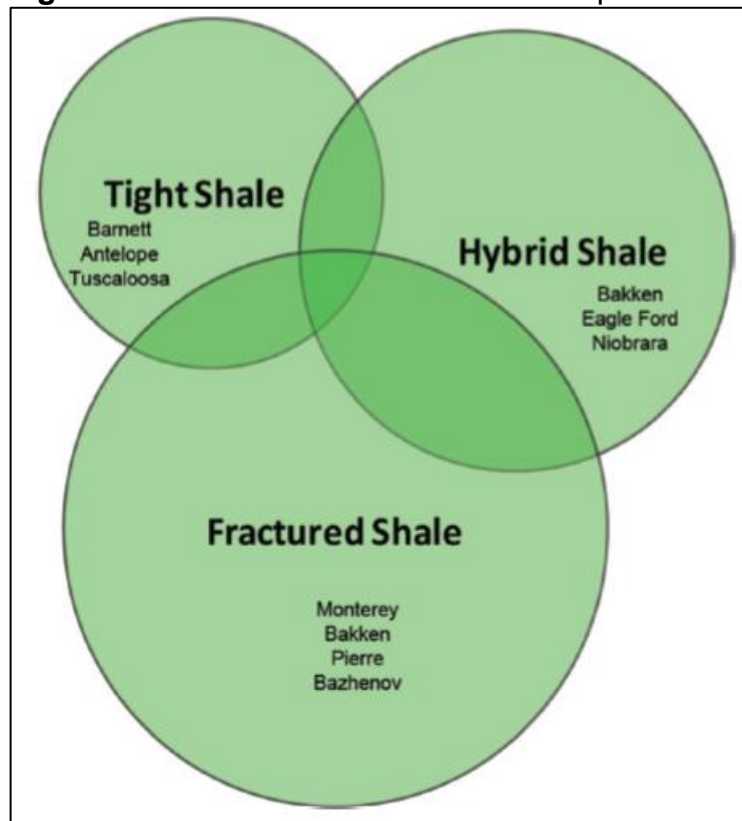
1.3.2 Clasificación de los yacimientos no convencionales de *shale*. Los recursos de *shale* se dividen de acuerdo a su contenido de hidrocarburos bien sea

¹¹ ZOU, Caineng. Natural Shale Oil and Gas. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 391.

líquido (*shale oil*) o gas (*shale gas*) siendo este último el más explotado a nivel mundial.

1.3.2.1 Shale oil. También llamadas “lutitas aceitíferas” o “lutitas bituminosas”, son rocas sedimentarias arcillosas que contienen material orgánico procedente de la fauna y flora acuática el cual es transformado diagenéticamente en medio reductor dando lugar a la materia orgánica compleja, es decir, que genera petróleo que se almacena en los intervalos de lutita ricos en materia orgánica o que han migrado a intervalos continuos yuxtapuestos. Debido a esto los sistemas de *shale oil* se clasifican en: lutitas ricas en materia orgánica sin fracturas abiertas, lutitas ricas en materia orgánica con fracturas abiertas y en sistemas híbridos interestratificados (intervalos continuos orgánicos organizados); la clasificación de los yacimientos de *shale oil* más importantes a nivel mundial se muestra en la figura 3;

Figura 3. Clasificación de lutitas ricas en petróleo.



Fuente: BREYER, J. A. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 – Shale Oil Resource Systems. En: Shale Reservoirs – Giant Resources for the 21st Century. p. 91.

Este tipo de yacimientos, son una acumulación típica de petróleo con una fuente y depósito integrados. El *shale oil* se forma en la etapa de generación de

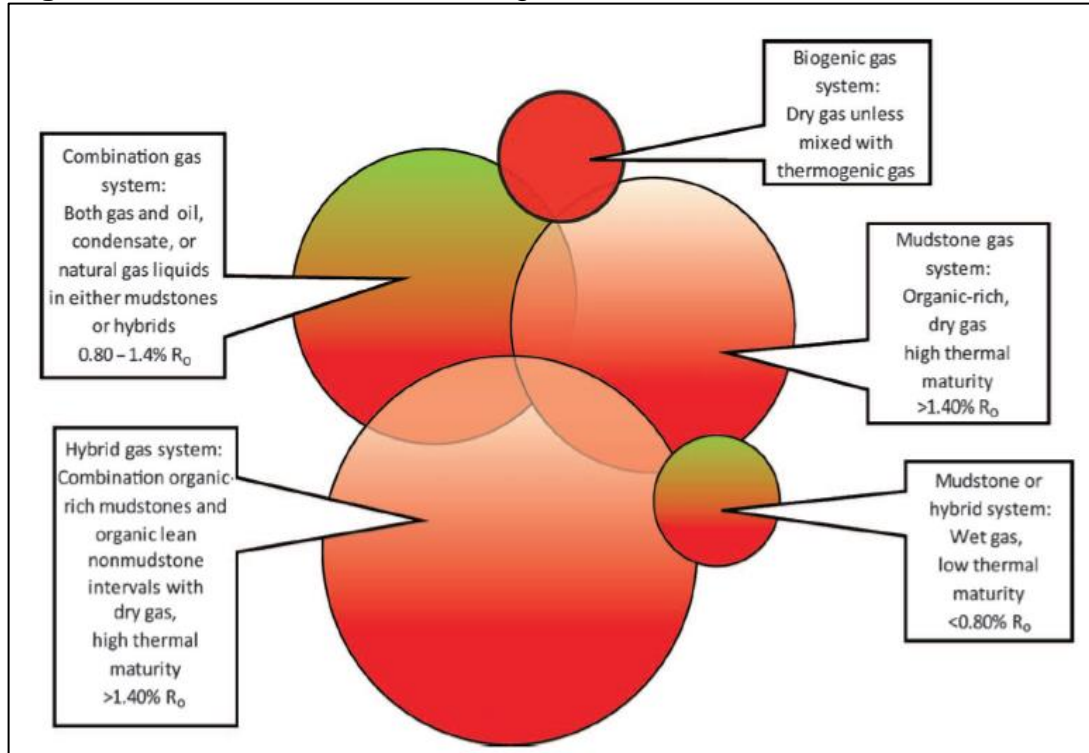
hidrocarburos líquidos de la evolución orgánica. Mientras que las lutitas ricas en materia orgánica generaron petróleo, éste mismo se detuvo y se acumuló en el depósito (reservorio) permitiendo así la saturación de la roca con migración primaria.

El *shale oil* contiene el petróleo ya generado, pero que aún está detenido en la microescala a nanoescala dentro de depósitos de formaciones de lutita. La lutita rica en materia orgánica en este tipo de yacimientos es la roca generadora y al mismo tiempo: la roca reservorio. El petróleo existe en estados adsorbidos y libres donde se comporta generalmente liviano con baja viscosidad. El petróleo se acumula principalmente en microporos y sistemas de garganta o fractura a nanoescala y se distribuye a lo largo de planos de estratificación escamosa o microfracturas paralelas.

Los parámetros que se tienen en cuenta para evaluar las mejores áreas de un *shale oil* son la distribución del espacio del yacimiento, la viscosidad del petróleo, la energía de formación y la escala de lutitas rica en materia orgánica.

1.3.2.2 Shale gas. También llamadas lutitas gasíferas son rocas sedimentarias de grano fino compuestas por arcilla y limo ricas en materia orgánica (gas natural en este caso) el cual es almacenado y producido *in situ*, son de baja permeabilidad; pueden actuar como roca generadora y almacenadora (trampa) y también como sello. Para clasificar los sistemas de *shale gas* (debido a la alta variabilidad entre ellos) se ha demostrado un esquema básico que incluye una combinación de tipo de gas, riqueza orgánica y madurez térmica como se muestra en la figura 4;

Figura 4. Sistemas de recursos de gas.



Fuente: BREYER, J. A. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1 – Shale Gas Resource Systems. En: Shale Reservoirs – Giant Resources for the 21st Century. p. 73.

El *shale gas* se puede formar en diversas etapas de la evolución orgánica, incluido el gas biogénico, el gas termogénico y el gas genético de craqueo térmico (a partir del aceite previamente formado) y puede integrar desde la fuente del yacimiento, la carga continua y hasta la acumulación saturada in situ. Durante la generación y acumulación, el proceso de transformación de la materia orgánica en su etapa inicial puede incluir el metano biogénico gracias a la acción bioquímica de los microorganismos a la vez que otra parte de la materia orgánica se transforma en kerógeno mediante soterramiento y calentamiento; en la etapa temprana el kerógeno se transforma en hidrocarburo líquido y gas húmedo; en la última etapa la biodegradación del kerógeno y el craqueo térmico del hidrocarburo líquido forman gas metano termogénico seco.

1.3.3 Caracterización de los yacimientos no convencionales de *shale*. De acuerdo a lo anterior, el petróleo y el gas de los yacimientos no convencionales de *shale* son producidos a partir de intervalos de lutitas ricas en materia orgánica. Estas lutitas como bien se ha mencionado son rocas sedimentarias de grano fino fósiles, compuesta de granos clásticos.

Para poder determinar si una formación de lutitas que contienen materia orgánica es un objetivo de interés para la explotación de sus recursos, como un yacimiento no convencional, es necesario identificar cierto tipo de características que contribuirían a su explotación de manera económicamente rentable; como su contenido de hidrocarburos, las propiedades físicas que faciliten su explotación mediante procesos de estimulaciones hidráulicas masivas y el tipo de hidrocarburo que contengan, entre otras. Para lograr esta caracterización es necesario analizar las lutitas desde diferentes enfoques como la geoquímica, la petrofísica y la geomecánica.

1.3.3.1 Características geoquímicas. El potencial generador de los yacimientos no convencionales de *shale* es determinado bajo el análisis geoquímico de las muestras de lutita (núcleos convencionales, núcleos laterales o de pared (*side-wall cores*)) y recortes de formación (*cuttings*) en conjunto con una evaluación de los registros de pozo. La finalidad de las pruebas es determinar si los núcleos son ricos en materia orgánica para generar hidrocarburos; cuanto mayor sea la concentración de materia orgánica mejor es su potencial de generación. La definición del potencial de generación de un yacimiento no convencional de *shale* se puede analizar desde el punto de vista geoquímico con la ayuda de parámetros como la abundancia de materia orgánica (TOC), la madurez de la materia orgánica, el tipo de materia orgánica y el espesor efectivo de la roca.

➤ **Abundancia de materia orgánica.** Más conocido como carbono orgánico total (TOC sus siglas en inglés) es uno de los índices más importantes para evaluar la abundancia de materia orgánica en los yacimientos no convencionales de *shale* ya que indica la concentración de materia orgánica de las rocas generadoras, la cual es representada por el porcentaje en peso del carbono orgánico. El TOC es utilizado en la geología del petróleo convencional como un indicador del potencial de generación de hidrocarburos de una roca generadora, en combinación con el Índice de Hidrógeno. Las áreas prospectivas para *shale oil* y *shale gas* que tengan un valor de extracción económico deben tener gran cantidad de materia orgánica (generalmente un TOC superior al 2%). Los contenidos de petróleo y gas en lutitas se correlacionan positivamente con el TOC; es decir, los intervalos de lutitas con un mayor TOC tendrán mayores recursos de petróleo y gas. Aunque algunos geocientíficos sostienen que valores de TOC muy altos (por encima del 10%) no podrían ser favorables para un yacimiento no convencional de *shale*, ya que la mayor parte del espacio poroso de la roca estaría siendo ocupado por materia orgánica y no por algún tipo de hidrocarburo.

Los rangos de TOC para una roca generadora con los que se puede clasificar la calidad del kerógeno con respecto a qué tan bueno puede ser éste para la generación de hidrocarburos, son presentados en la figura 5;

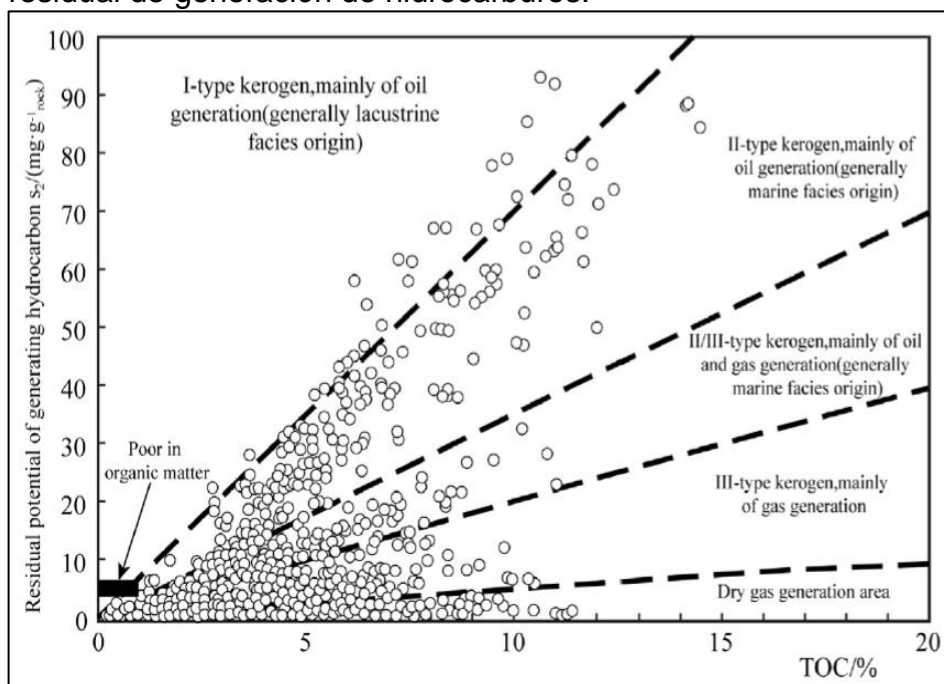
Figura 5. Contenido orgánico de la roca generadora.

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
> 12	Excelente

Fuente: BOYER, Charles, *et al.* Producción de gas desde su origen. En: Oilfield Review, Winter 2006. Enero, 2006. Vol. 18, no. 3, p. 39.

La relación entre el TOC y el potencial de generación de hidrocarburos en Estados Unidos indica que a un mayor contenido de TOC corresponde un mayor potencial de generación (una relación proporcional); ver figura 6;

Figura 6. Relación entre el contenido de TOC y el potencial residual de generación de hidrocarburos.



Fuente: ZOU, Caineng. Shale Oil and Gas. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 284.

➤ **Tipos de materia orgánica.** Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo los yacimientos no convencionales de *shale* son lutitas compuestas por sedimentos de tamaños que varían desde el tamaño arcilla hasta un tamaño limo, además de estas partículas, estas formaciones tienen un gran contenido de materia orgánica la cual es compuesta ya sea por restos de animales o plantas, que se transforma por efectos de temperatura, presión y tiempo en hidrocarburos.

Para que la materia orgánica pueda producir hidrocarburos se hace necesaria su preservación. Ya que la mayor parte del material orgánico bien sea animal o vegetal es consumido por otros animales, bacterias o procesos de descomposición, se hace necesario que el sepultamiento sea un proceso rápido y llevado a cabo en un ambiente subóxico, el cual se satisface en ambientes con circulación de agua restringida como ambientes lacustres u oceánicos. Aunque en estos ambientes se restringe gran parte de la degradación de la materia orgánica, los microorganismos de naturaleza anaeróbica se pueden alimentar de la materia orgánica sepultada, produciendo así metano biogénico.

Como es bien sabido a medida que la profundidad de soterramiento aumenta también lo hace la temperatura, este aumento de la temperatura transforma a la materia orgánica en kerógeno. El kerógeno ha sido clasificado en 4 grandes grupos

o tipos, de los cuales depende qué hidrocarburo se va a generar ya sea petróleo, gas húmedo o gas seco. Los tipos de kerógeno se clasifican como se presenta a continuación según Boyer, Kieschnick, Suárez-Rivera, Lewis y Waters¹²:

✓ Kerógeno tipo I: Es generado principalmente en ambientes lacustres y en ciertos casos de ambientes marinos. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno. Usualmente este tipo de kerógeno genera petróleo, aunque puede generar gas dependiendo del calentamiento al cual sea sometido.

✓ Kerógeno tipo II: Es generado en medios reductores que existen en ambientes marinos de profundidades moderadas. posee un rico contenido de hidrógeno y bajo contenido de carbono. Puede producir petróleo o gas dependiendo de la madurez de la materia orgánica.

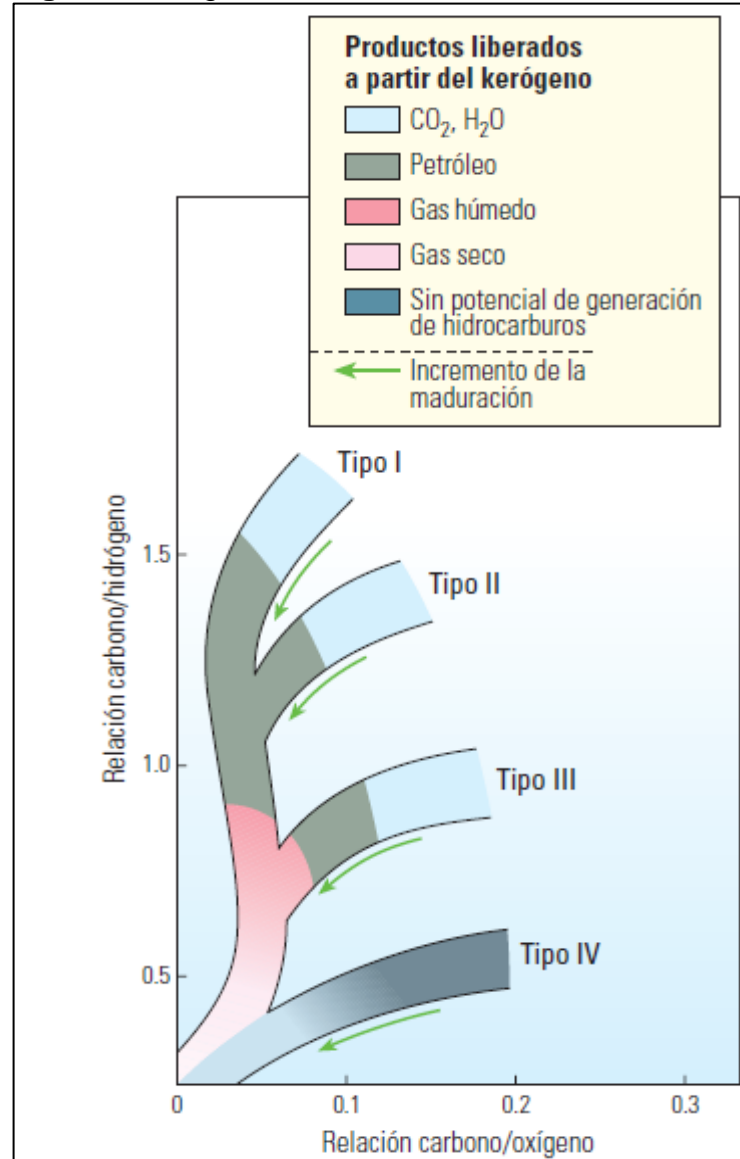
✓ Kerógeno tipo III: Proveniente principalmente de restos vegetales terrestres depositado en ambientes marinos o no marinos, que van de someros a profundos. Produce principalmente gas seco debido a que tiene menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno en comparación con los kerógenos tipo I y II.

✓ Kerógeno tipo IV: generado de sedimentos más antiguos, que fueron depositados, posteriormente erosionados y depositados nuevamente, lo que quiere decir, materia orgánica retrabajada. Este tipo de kerógeno posee un alto contenido de carbono con poco contenido de hidrógeno por lo que es considerado una forma de carbono inerte ya que no puede producir hidrocarburos.

El diagrama de Van Krevelen presenta los cambios que sufre la materia orgánica a medida que se incrementa la temperatura, también relaciona los tipos de kerógeno con los hidrocarburos que pueden producir, como se muestra en la figura 7;

¹² BOYER, Charles, *et al.* Producción de gas desde su origen. En: Oilfield Review, Winter 2006. Enero, 2006. Vol. 18, no. 3, p. 38.

Figura 7. Diagrama de Van Krevelen.



Fuente: BOYER, Charles, *et al.* Producción de gas desde su origen. En: Oilfield Review, Winter 2006. Enero, 2006. Vol. 18, no. 3, p. 38.

De lo mencionado anteriormente se puede inferir que la materia orgánica rica en hidrógeno con relación carbono/hidrógeno mayor a 1.0, generalmente produce petróleo y a su vez que la materia orgánica con menos contenido de carbono y relación carbono/hidrógeno menor a 1.0, produce gas.

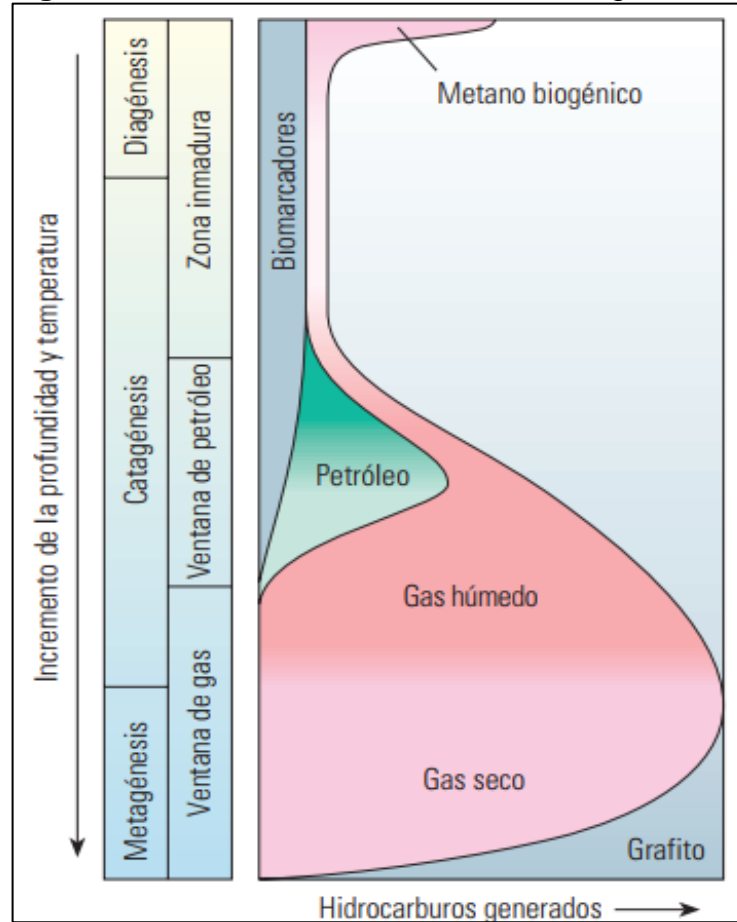
De la materia orgánica de diferentes tipos y etapas de evolución dependen la producción de varios volúmenes de petróleo y gas; es decir, la materia orgánica que se forma en ambientes marinos o lacustres es propensa al petróleo, debido a que

principalmente la materia orgánica presente en estos ambientes proviene de materia orgánica no estructurada la cual deriva de restos de animales como el zooplancton o de micro algas (fitoplancton), que se caracterizan por tener una relación carbono/hidrógeno alta y la materia orgánica que se acumula en algunos ambientes de facies marinas o transición marino-terrestre con potencial para la generación de gas, ya que la materia orgánica encontrada en estos ambientes proviene principalmente de plantas superiores, que favorecen mucho más la generación de gas y compuestos parafínicos. Cualquier tipo de materia orgánica genera grandes cantidades de gas cuando el grado de evolución térmica es relativamente alto.

➤ **Madurez de la materia orgánica.** La madurez de la materia orgánica también conocida como madurez térmica hace alusión a la exposición de una roca generadora, en este caso lutita, al calor con el tiempo. El calor aumenta a medida que la roca es sepultada. Gracias a este calor la materia orgánica contenida en la lutita sufre una transformación térmica que es la que ocasiona que la roca genere hidrocarburos. La transformación que sufre la materia orgánica comienza con la actividad microbiana que convierte una parte de la materia orgánica en gas metano biogénico, el restante de materia orgánica, con el calor y la profundidad de enterramiento es convertida en kerógeno. Luego, al sufrir un incremento en la temperatura gracias al enterramiento, este kerógeno produce bitumen, posteriormente hidrocarburos líquidos y por último lo que se conoce como gas termogénico, que puede ser gas húmedo o gas seco, los cuales son producidos en ese orden.

Se muestran los diferentes picos de generación de hidrocarburos a medida que aumenta la profundidad de enterramiento y con ésta la temperatura. También muestra los hidrocarburos generados en las etapas de diagénesis, catagénesis y metagénesis en la figura 8;

Figura 8. Transformación térmica del kerógeno.



Fuente: BOYER, Charles, *et al.* Producción de gas desde su origen. En: Oilfield Review, Winter 2006. Enero, 2006. Vol. 18, no. 3, p. 39.

Dependiendo de la madurez se puede saber en qué fase de generación está la materia orgánica. La vitrinita, es un compuesto presente en las paredes celulares y en los tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, la cual, con el aumento en la temperatura, sufre alteraciones y por ende su reflectancia (R_o) también aumenta; esta reflectancia, es utilizada para determinar si la materia orgánica tiende a generar petróleo o gas y a su vez el grado de transformación de la materia orgánica a hidrocarburos. Cuando se presenta un R_o mayor o igual a 1% indica el pico de generación de petróleo y un R_o mayor o igual a 1,3% indica el pico de generación de gas. Los rangos en los cuales se generan cierto tipo de hidrocarburos se presentan en la figura 9;

Figura 9. Madurez térmica con base en la reflectancia de la vitrinita.

<u>RO %</u> <u>REFLECTANCIA DE LA</u> <u>VITRINITA</u>	<u>TIPO DE</u> <u>HIDROCARBURO</u>
0-0.55	inicio de la generación
0.55-0.9	pico de la producción
0.9-1.1	gas húmedo
1.2-1.4	gas húmedo o gas seco
1.4-2.1	sólo gas seco
>2.1	CO2

Fuente: PEREZ MILLAN, Rodrigo Amaury. Optimización de los Sistemas de Perforación y Terminación de Pozos en Yacimientos de Shale Gas. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. México, D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. p. 28.

➤ **Espesor efectivo.** Según Zou¹³, la lutita necesita alcanzar un umbral para asegurar suficiente materia orgánica y suficiente espacio de almacenamiento, en este caso, el yacimiento no convencional de *shale* para ser efectivo debe ser una lutita en la ventana de generación de petróleo y/o gas al momento de revisar la madurez de la materia orgánica, considerando que el espesor efectivo para que una lutita cumpla con los requisitos de desarrollo comercial debe ser mayor que 90 ft a 170 ft.

1.3.3.2 Características petrofísicas. Un análisis petrofísico se basa en el estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que éstas contienen en estado estático. Esta caracterización en los yacimientos no convencionales de *shale* requiere de una integración de registros (gamma ray, resistividad y acústicos), información dinámica y análisis de núcleos para predecir sus propiedades reduciendo la incertidumbre donde es necesario definir la capacidad de almacenamiento para un trabajo próximo de fracturamiento hidráulico y a su vez evaluar la vida productiva del pozo.

➤ **Porosidad.** Se puede definir como el “espacio poroso”, o el volumen de la roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de los

¹³ ZOU. Op. cit., p. 284.

componentes de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando granos de feldespatos o fósiles se disuelven parcial o totalmente).”¹⁴

Los poros son los espacios más importantes para la acumulación de gas y petróleo, ya que, este es el único parámetro que puede determinar el contenido de gas y de petróleo presentes en una roca. Los poros de las formaciones de *shale* varían desde la micro-escala hasta la nano-escala, con rangos de diámetro poral entre 1-3 nm hasta, según Loucks¹⁵, 400-750 nm y en promedio se manejan diámetros de 100 nm.

Según Choquette y Pray¹⁶ hay distintos tipos de porosidad presentes en la matriz de rocas sedimentarias y que también (como análogos) se presentan en la matriz de las formaciones de lutita:

✓ Porosidad intergranular: Es un término que se usa comúnmente que el término ‘porosidad interpartícula’ para referirse a la porosidad entre granos/partículas/cristales. Se puede formar mediante varios procesos postdeposicionales cuyo mecanismo predominante es la disolución selectiva de una matriz con textura más fina entre partículas más grandes. En la imagen A de la figura 9 se observa un ejemplo de este tipo de porosidad, que sería la parte negra entre los granos.

✓ Porosidad intragranular: Es la porosidad dentro de los granos individuales. Éste no es un término de amplio uso para lo cual se usa entonces el término ‘porosidad intrapartícula’, que es un tipo de porosidad física y composicional y se ha considerado sinónimo de porosidad primaria. Se forma antes de la depositación final de la partícula sedimentaria o grano; algunas se forman durante o después de la depositación final. En la imagen B de la figura 9 se observa la porosidad a través de fusulínidos que es un ejemplo de porosidad intrapartícula.

✓ Porosidad móldica: Un molde es un poro formado por la eliminación selectiva, normalmente por solución, de un antiguo constituyente individual del sedimento o roca como un caparazón o un oolito donde el espacio poroso conserva la forma o molde del material disuelto. En la imagen D de la figura 9 se muestra un ejemplo de estos moldes. El cual fue formado por la disolución de la concha de un gasterópodo.

✓ Porosidad de fractura: Es una porosidad formada por fracturamiento y generalmente se usa para la porosidad que ocurre a lo largo de rupturas en el

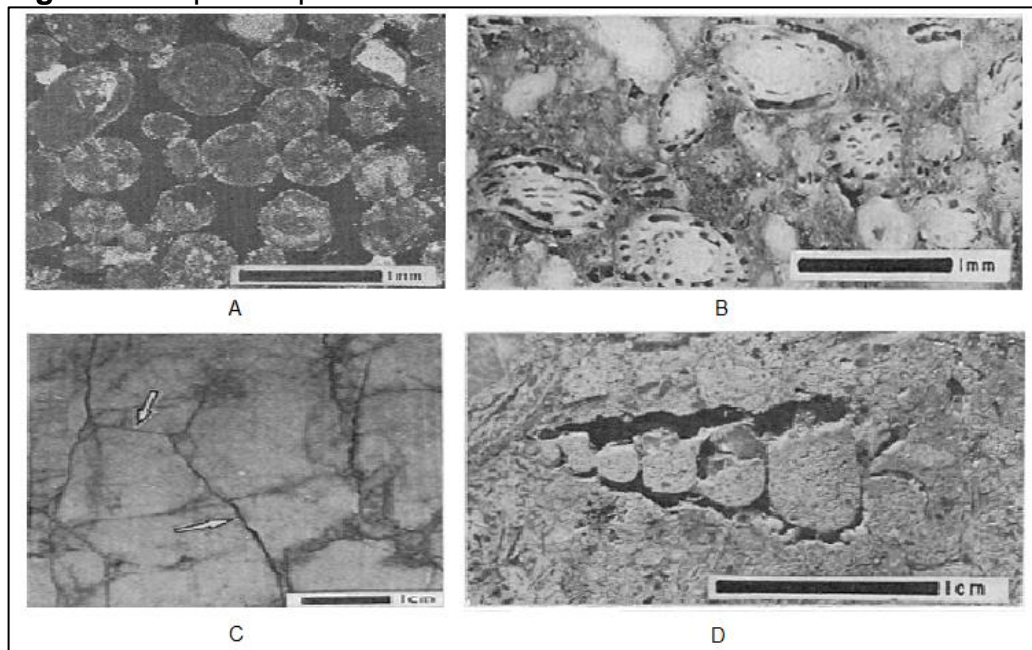
¹⁴ SCHLUMBERGER. Porosidad (Gas de lutitas). Oilfield Glossary [en línea], 27 de febrero de 2018. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

¹⁵ LOUCKS, R. G. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in Siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale, Citado por ZOU, Caineng. Shale Oil and Gas. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 286.

¹⁶ CHOQUETTE, Philip W. y PRAY, Lloyd C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. En: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Febrero, 1970. Vol. 54, no. 2, p. 246 – 248.

sedimento donde ha habido deslizamiento mutuo de los bloques opuestos. Se originan por colapso relacionado con la disolución, el hundimiento o varios tipos de deformación tectónica. En la imagen C de la figura 10 se observan fracturas naturales las cuales pueden almacenar algún tipo de fluido por lo que son un claro ejemplo de este tipo de porosidad.

Figura 10. Tipos de porosidad de la matriz de la roca.



Fuente: CHOQUETTE, Philip W. y PRAY, Lloyd C. *Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates*. En: *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. Febrero, 1970. Vol. 54, no. 2, p. 226 – 238.

En las formaciones de lutita como dice Zou: “el cincuenta por ciento del gas es almacenado en los poros de la matriz de la roca”¹⁷, principalmente en los poros intergranulares e intragranulares, a escala nanométrica. Además de la porosidad en la matriz existe porosidad en la materia orgánica denominada porosidad orgánica que es resultado de la generación de hidrocarburos. “Dependiendo de la litología predominante y la madurez termal, la porosidad orgánica puede proporcionar el almacenamiento principal dentro de la roca madre rica en materia orgánica”¹⁸.

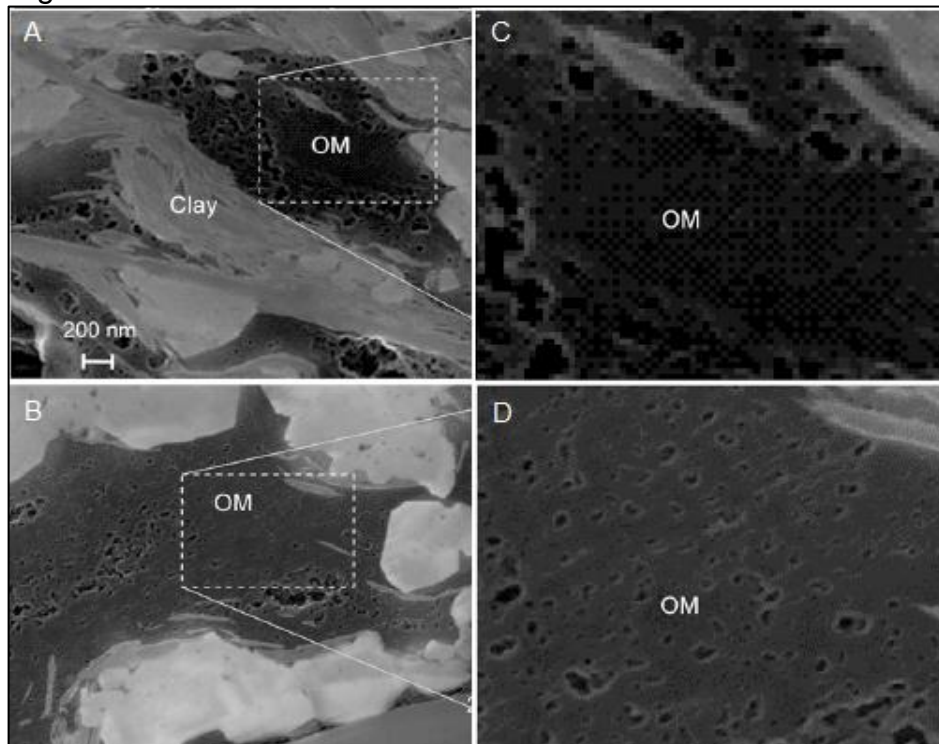
¹⁷ ZOU, Caineng, *et al.* Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China, Citado por ZOU, Caineng. *Shale Oil and Gas*. En: *Unconventional Petroleum Geology*. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 285.

¹⁸ CHEN, Zhuoheng y JIANG, Chunqing. A revised method for organic porosity estimation in shale reservoirs using Rock-Eval data: Example for Duvernay Formation in the Western Canada sedimentary Basin. En: *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. Marzo 2016. Vol. 100, no. 3, p. 406.

La cantidad y la distribución del tamaño de la porosidad orgánica depende de la cantidad, la calidad y la madurez termal de la materia orgánica; es por esto que este tipo de porosidad tiende a aumentar con un incremento en la madurez termal y la cantidad de carbono orgánico total. Según Chen y Jiang¹⁹, la formación de este tipo de porosidad coincide con el inicio de la generación del petróleo y alcanza el máximo cuando el contenido lábil de kerógeno se convierte en hidrocarburo.

En la figura 11 se muestran dos ejemplos de porosidad orgánica, en la imagen A se tiene una muestra con menos madurez termal que la muestra de la imagen B, ya las imágenes C y D son una ampliación de las imágenes A y B respectivamente. Como se puede observar en las imágenes C y D la materia orgánica con mayor grado de madurez muestra un mayor desarrollo de los poros, sobre todo de los más pequeños.

Figura 11. Imagen de microscopio electrónico de la porosidad orgánica.



Fuente: CHEN, Zhuoheng y JIANG, Chunqing. A revised method for organic porosity estimation in shale reservoirs using Rock-Eval data: Example for Duvernay Formation in the Western Canada sedimentary Basin. En: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Marzo 2016. Vol. 100, no. 3, p. 416.

¹⁹ Ibid., p. 406.

Según Chalmers, Bustin y Power²⁰ en los yacimientos de *shale* los sistemas porosos a escala nanométrica ejercen un control importante sobre la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos y la transmisibilidad del fluido a las redes de fracturas, la cual es importante para la producción de estos hidrocarburos.

Según IUPAC²¹ los poros a escala nanométrica están subdivididos en tres categorías según su tamaño, macroporos (> 50 nm), mesoporos (2 - 50 nm) y microporos (< 2 nm). “Estas categorías de porosidad son importantes cuando se consideran yacimientos de gas no convencional (yacimientos de *shale* o CBM) porque una parte significativa de gas se puede encontrar en el estado adsorbido dentro de los mesoporos y microporos”²². Los mecanismos de transporte de metano dentro de esta escala de sistema poral incluyen la difusión (flujo molecular) y el flujo darciano.

➤ **Permeabilidad.** La permeabilidad es definida como la capacidad que tiene una roca para transmitir fluidos a través de su medio poroso, considerándose una roca permeable entonces si permite el paso de un fluido en cantidad apreciable en cierto tiempo (la velocidad con la que el fluido depende de la porosidad, densidad del fluido y presión a la que está sometido el fluido). Este parámetro es importante debido a que determina el grado de conectividad de los poros y las fracturas existentes; es decir, si los poros y las fracturas no están bien conectados el fluido tendrá dificultades para moverse.

Esta propiedad para los yacimientos no convencionales de *shale* puede variar entre 0.001 a 0.000001 mD; es decir, en el rango de los nanodarcies, donde la permeabilidad de la matriz determina la viabilidad de mantener la producción.

1.3.3.3 Características geomecánicas. La caracterización geomecánica es esencial para determinar el volumen de roca a estimular. Esta parte de la caracterización de los yacimientos no convencionales es una de las más complejas por la cantidad de información recopilada y su difícil interpretación. Para los yacimientos no convencionales de *shale* es importante entender el comportamiento de algunas propiedades en las tres direcciones, así como los valores de esfuerzos y anisotropía del medio (que ayudan en el diseño de pozo) para seleccionar las direcciones más estables. En este caso es importante aclarar que la geomecánica permite inferir las direcciones por las cuales las fracturas, realizadas mediante la estimulación en este tipo de yacimientos, se van a extender, así como también su geometría. Es

²⁰ CHALMERS, Gareth R., BUSTIN, R. Marc y POWER, Ian M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units. En: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Junio, 2012. Vol. 96, no. 6, p. 1100.

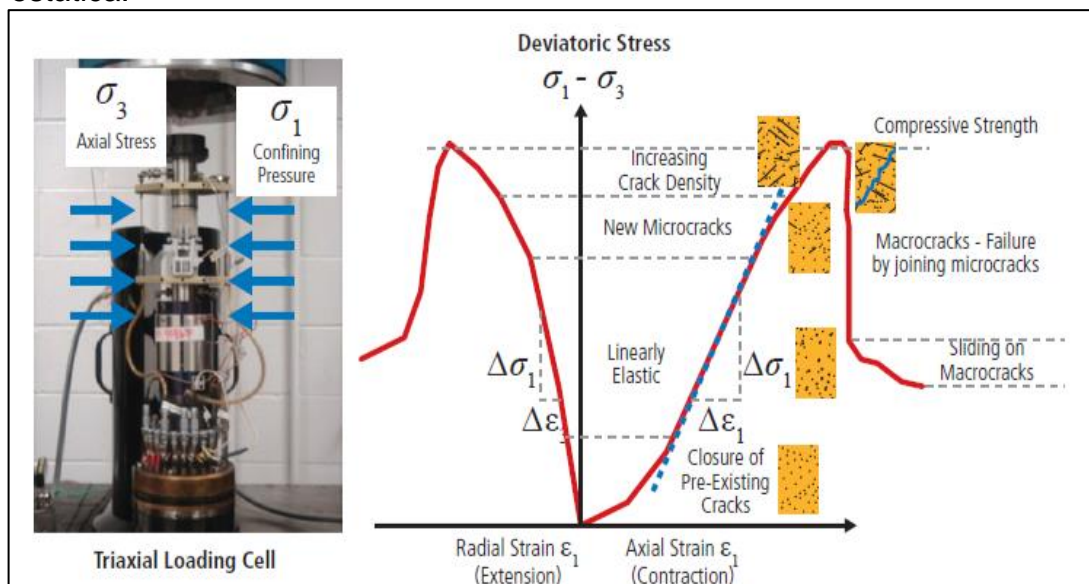
²¹ SING, K. S. W, *et al.* Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity. En: Pure & Appl. Chem. 1985. Vol. 57, no. 4, p. 606.

²² CHALMERS, Gareth R., BUSTIN, R. Marc y POWER, Ian M. Op. cit., p. 1101.

importante comprender las diferencias de fragilidad y ductilidad que se determinan con la Relación de Poisson y el Módulo de Young donde se identifican las zonas de alto contraste que podrían afectar el desarrollo de las fracturas.

➤ **Módulo de Young.** Según Addis, Bordoloi, Franquet, Hooyman, Hurt, Kowan, Abbas, Khaksar, Nagel y Ong²³ el Módulo de Young es la pendiente de la curva de esfuerzo-deformación que se prueba a condiciones atmosféricas sobre la porción elástica lineal, la deformación de la roca que se calcula en la dirección de carga desviada (dirección i) que se realiza como se presenta en la figura 12;

Figura 12. Ejemplo de una prueba triaxial central donde el módulo de Young y la relación de Poisson se calculan como propiedades de roca elástica estática.



Fuente: ADDIS, Michael A., *et al.* Role of Geomechanical Engineering in Unconventional Resources Developments. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 283.

Estos módulos elásticos que se miden a diferentes presiones de confinamiento excediendo la presión atmosférica, son conocidos también como el módulo elástico confinado presentado en la ecuación 1;

²³ ADDIS, Michael A., *et al.* Role of Geomechanical Engineering in Unconventional Resources Developments. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 283.

Ecuación 1. Módulos elásticos confinados.

$$E_i = \frac{\delta(\sigma_i - \sigma_j)}{\delta\varepsilon_i}; E_{axial} = \frac{\delta\sigma_{axial}}{\delta\varepsilon_{axial}}$$

Fuente: ADDIS, Michael A., *et al.* Role of Geomechanical Engineering in Unconventional Resources Developments. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 283.

Donde:

E_i : Módulo de Young en dirección i

σ_i : Esfuerzo en dirección i

σ_j : Esfuerzo en dirección j

ε_i : Deformación en dirección i

E_{axial} : Módulo de Young axial

σ_{axial} : Esfuerzo axial

ε_{axial} : Deformación axial

“La presión de confinamiento se mantiene constante (alrededor de la muestra) durante la carga deviatórica entonces el Módulo de Young o confinado se puede calcular a partir del cambio de tensión axial y estrés a medida que la carga deviatórica es aplicada a la muestra en dirección axial.”²⁴

➤ **Relación de Poisson.** Según Addis *et al*²⁵ la Relación de Poisson es la fracción de la tensión axial transmitida en dirección radial. La definición de la Relación de Poisson tiene un signo negativo (debido a que la compresión axial produce una expansión lateral) los cuales en geomecánica son una deformación positiva para la compresión y una tensión negativa para la expansión como se evidencia en la ecuación 2;

²⁴ Ibid., p. 283.

²⁵ Ibid., p. 284.

Ecuación 2. Relación de Poisson.

$$v_{ij} = \frac{\delta \varepsilon_j}{\delta \varepsilon_i} ; v = - \frac{\delta \varepsilon_{radial}}{\delta \varepsilon_{axial}}$$

Fuente: ADDIS, Michael A., *et al.* Role of Geomechanical Engineering in Unconventional Resources Developments. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 283.

Donde:

V_{ij} : Relación de Poisson en dirección ij

ε_j : Deformación en dirección j

ε_i : Deformación en dirección i

v: Relación de Poisson

ε_r : Deformación radial

ε_a : Deformación axial

➤ **Resistencia de la roca.** Según Higgins-Borchardt, Sitchler y Bratton²⁶ entre los parámetros de resistencia de la roca está la compresión no confinada (con sus siglas en inglés UCS - Unconfined Compressive Strength) que es la resistencia máxima del material cuando la compresión se aplica uniaxialmente bajo presión de confinamiento y para su determinación se utilizan pruebas triaxiales de una o varias etapas, pruebas de *scratch* y pruebas de indentación; la resistencia a la tensión (T_0) que es la resistencia máxima cuando se le aplica tensión a un material y se mide en muestras de núcleo en el laboratorio con una prueba de tensión directa o con pruebas de flexión; la cohesión (C_0) y el coeficiente de fricción interna (f) que se estiman ajustando las resistencias de compresión uniaxiales y/o triaxiales a una falla de Mohr-Coulomb. Estos parámetros se miden generalmente con el núcleo. Así, en el caso de los yacimientos no convencionales de *shale*, que tienen formaciones con un tejido rocoso anisotrópico, la resistencia de la roca depende de la orientación de la carga en relación con el plano de estratificación.

➤ **Dureza de la roca.** La dureza de las rocas de los yacimientos no convencionales de *shale* ha sido medida por la medición de dureza Brinell la cual correlaciona el Módulo de Young y la compresión no confinada (UCS) y se calcula a partir de la carga máxima soportada por una prueba de indentación dividida por el área de contacto en la carga máxima (proporcional al desplazamiento de la indentación).

²⁶ HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. y BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA, Zee Y. y HOLDITCH, Stephen A. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. 1. ed. Cranberry Isles, Maine: Robert Bloom Collection, 1998. p. 203.

En los yacimientos no convencionales de *shale*, la dureza puede llegar a ser sensible al tipo de fluido y al tiempo de exposición a un fluido en particular. Las pruebas de dureza se realizan en muestras que han sido expuestas a fluidos de fracturamiento para cuantificar la dureza después del tratamiento de estimulación hidráulica. Esta es una propiedad importante debido a que ayuda a predecir el comportamiento del agente apuntalante en la formación y la conductividad efectiva final.

➤ **Fragilidad de la roca.** La fragilidad de la roca se calcula de distintas maneras en la industria por lo cual no se ha aceptado en general ningún concepto estandarizado. Para los yacimientos no convencionales de *shale* el enfoque adoptado es la fragilidad derivada acústicamente usando el Módulo de Young y la Relación de Poisson (indicando la zona de alta fragilidad en el más alto Módulo de Young y baja Relación de Poisson). Las lutitas con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y fracturables generando un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala cuando son estimuladas y las lutitas con alto contenido arcilloso tienen a comportarse de manera dúctil. En este caso, como valor de corte se utiliza un porcentaje de arcilla menor al 40% para que la lutita se considere fracturable.

➤ **Presión de poro.** Según Higgins-Borchardt, Sitchler y Bratton²⁷ la presión de poro es la presión de fluido en los espacios de los poros bajo la superficie. En el caso de los yacimientos no convencionales es importante porque tiene un impacto directo en el estado del esfuerzo, afecta la velocidad de flujo y la producción. Se conoce como presión normal si es igual a la presión hidrostática de una columna de agua desde la superficie hasta una profundidad conocida.

Las mediciones directas de la presión de poro para la calibración en yacimientos no convencionales de *shale* son difíciles, porque las mediciones requieren comunicación entre la matriz y el pozo donde se ubican los medidores, y fluyen desde la matriz hasta los medidores.

La naturaleza de muy baja permeabilidad de estos yacimientos significa que a menudo se necesitan muchos días, semanas o incluso meses para que la presión alcance un equilibrio cercano entre la formación y el pozo. Por lo tanto, el perfil de presión a menudo se limita a la calibración indirecta de presión de poro, como los pesos de lodo utilizados durante la perforación cuando hay presencia de gas de conexión, una afluencia o retroceso o datos de prueba de producción. Con estos datos de calibración, se desarrolla un perfil de presión de poro, que puede ser simple y continuo, pero debe respetar los datos de calibración válidos y la configuración geológica conocida.

➤ **Esfuerzos.** Para cualquier modelo geomecánico es importante el estado de esfuerzos, el cual se representa generalmente mediante tres esfuerzos principales

²⁷ Ibid., p. 203.

perpendiculares (esfuerzo vertical causado por el esfuerzo de sobrecarga, y los esfuerzos horizontales mínimo y máximo).

✓ Esfuerzo vertical: El esfuerzo vertical es referido al esfuerzo de sobrecarga en la tierra y es ejercido por la carga gravitacional de la masa de roca superpuesta. La manera para estimar este esfuerzo integrando la masa del material por encima de la profundidad de interés se muestra en la ecuación 3;

Ecuación 3. Esfuerzo integrado a la masa del material.

$$\sigma_v(Z_0) = \int_0^{Z_0} \rho_b g dz$$

Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. y BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA, Zee Y. y HOLDITCH, Stephen A. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. 1. ed. Cranberry Isles, Maine: Robert Bloom Collection, 1998. p. 205.

Donde:

σ_v : Esfuerzo vertical

ρ_b : Densidad del material

g : Aceleración gravitacional

✓ Esfuerzos horizontales (mínimo y máximo). La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (menor esfuerzo) tiene una influencia importante en la propagación de las fracturas hidráulicas y la magnitud del esfuerzo horizontal máximo afecta la estabilidad del pozo y la probabilidad de crear fracturas hidráulicas.

Así entonces, el esfuerzo mínimo horizontal se determina directamente a partir de una prueba de inyección (pequeña) de fluido a una formación para crear una pequeña fractura, es aquí donde se cierra el pozo y la presión medida es la presión a la que se cierra la fractura y es equivalente al esfuerzo horizontal mínimo. Generalmente se mide el esfuerzo horizontal máximo dentro del intervalo del yacimiento mas no en los intervalos superiores e inferiores. Es de vital importancia cuantificar este parámetro para la contención o crecimiento vertical de la fractura hidráulica y del mismo modo se puede calcular el esfuerzo horizontal máximo entendiendo o teniendo como supuesto que la formación es poroelástica y homogénea teniendo en cuenta la ecuación 4;

Ecuación 4. Esfuerzo horizontal.

$$\sigma_h - \alpha_h P_P = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_V - \alpha_V P_P) + \frac{E}{1 - \nu^2} \varepsilon_h + \frac{E_V}{1 - \nu^2} \varepsilon_H$$

$$\sigma_H - \alpha_h P_P = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_V - \alpha_V P_P) + \frac{E}{1 - \nu^2} \varepsilon_H + \frac{E_V}{1 - \nu^2} \varepsilon_h$$

Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. y BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA, Zee Y. y HOLDITCH, Stephen A. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. 1. ed. Cranberry Isles, Maine: Robert Bloom Collection, 1998. p. 205.

Donde:

σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo

σ_H : Esfuerzo horizontal máximo

σ_V : Esfuerzo de sobrecarga

α_h : Coeficiente horizontal de Biot

α_V : Coeficiente vertical de Biot

E: Módulo de Young

ν : Relación de Poisson

P_p : Presión de Poro

ε_h : Deformación horizontal mínima

ε_H : Deformación horizontal máxima

✓ Dirección del esfuerzo. Como dicen Higgins-Borchardt, Sitchler y Bratton²⁸ en el proceso de estimulación hidráulica, las fracturas tienden a propagarse en un plano perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo, por lo tanto, si los esfuerzos principales son los verticales y horizontales, la fractura plana se propagará en dirección del esfuerzo horizontal máximo.

1.3.3.4 Mineralogía. “La mineralogía es el estudio de las sustancias cristalinas que se encuentran en la naturaleza, es decir los minerales.”²⁹ Es decir la mineralogía es la rama de la geología que estudia las propiedades tanto físicas como químicas de los minerales presentes en las rocas. Un mineral es “una sustancia inorgánica natural, con una estructura interna característica y con una composición química y propiedades físicas que son uniformes y que varían dentro de límites definidos”³⁰.

²⁸ Ibid., p. 206.

²⁹ KLEIN, Cornelis y HURLBUT, Cornelius S. Jr. Manual de Mineralogía. Basado en la obra de J. DANA. 4 ed. Barcelona: Editorial Reverté, S. A., 2006. p. 2.

³⁰ EMMOS, William H., *et al.* Geología: principios y procesos. 5 ed. New York: McGraw Hill, 1965.

Los yacimientos no convencionales de *shale* presentan una mineralogía que incluye cuarzo, feldespatos, minerales de arcilla, óxidos de hierro, carbonatos y otros minerales en menores proporciones; los minerales de arcilla incluyen clorita, illita y esmectita.

La composición mineralógica es uno de los parámetros más importantes para determinar la fragilidad o ductilidad de la lutita en estudio. En este caso se estiman el contenido de cuarzo, carbonato y arcilla los cuales se utilizan para la caracterización de los parámetros elásticos y por consiguiente cuán eficientemente la fractura hidráulica estimulará la roca.

El alto porcentaje de cuarzo y carbonato presentes en las lutitas, según Askenazi, *et al.*,³¹ genera una mayor fragilidad en la roca lo que trae como consecuencia la propagación de un gran número de fracturas en pequeña escala cuando se realiza el proceso de estimulaciones hidráulicas masivas. Por otro lado, el alto contenido de arcilla en las lutitas hace que se comporten de manera dúctil ante la estimulación hidráulica. Para que la roca se pueda fracturar se toma como valor de corte de porcentaje de arcilla menor al 40%.

La caracterización completa de los yacimientos no convencionales de *shale* se logra a través de la integración de registros nucleares, eléctricos y acústicos estándar con mediciones geoquímicas para determinar todos los minerales significativos presentes en la formación. La fracción de materia orgánica presente se puede estimar de forma independiente utilizando correlaciones simples con otras curvas de registros o determinadas como “exceso de carbono” que no se puede atribuir a la matriz de carbono inorgánico.

1.3.4 Shale plays a nivel mundial. Según Orangi, *et al.*,³² desde la pasada década el desarrollo de los yacimientos no convencionales de *shale* ha tomado un gran impulso particularmente para el gas natural por su bajo impacto ambiental y su fácil transporte. Estos yacimientos no convencionales contienen formaciones de gran extensión areal, con mezclas de arcilla y limo, con permeabilidades en el orden de nanodarcies, las cuales hacen que la producción sea económicamente desafiante. Los recientes desarrollos en pozos horizontales y fracturamiento multietapas han hecho posible la creación de largas áreas de contacto entre los pozos y la formación y a su vez con las fracturas naturales presentes, haciendo que la producción sea económicamente factible.

A nivel mundial, los yacimientos no convencionales de *shale* produjeron un cambio suficientemente notorio en la producción de hidrocarburos gracias a Estados Unidos

³¹ ASKENAZI, Andres, *et al.* Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. Society of Petroleum Engineers, 2013.

³² ORANGI, A., *et al.* Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures. Society of Petroleum Engineers. 2011.

que dejó de ser importador de gas convirtiéndose en el principal productor y así alcanzar producciones récord. Según el reporte semanal de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)³³, para la segunda semana de marzo del 2018 la producción de crudo de Estados Unidos fue de 16,8 millones de BPD.

Dado que Estados Unidos es el principal productor de hidrocarburos provenientes de formaciones de *shale*, en este trabajo se tendrán en cuenta Barnett Shale, Eagle Ford y Marcellus que son algunas de las formaciones de *shale* más importantes explotadas en Estados Unidos. Por la parte de Latinoamérica se tomará como referencia la formación Vaca Muerta, que es actualmente explotada en Argentina.

1.3.4.1 Barnett Shale. Es uno de los yacimientos no convencionales de *shale* más importantes en Estados Unidos, ya que fue pionero en la implementación de muchas de las tecnologías que se utilizan hoy en día para desarrollar este tipo de yacimientos y se ha venido produciendo desde hace 40 años aproximadamente. Barnett Shale cuenta con un área de 72.500 Km² a lo largo de 15 condados al norte de Texas.

En promedio, según Bruner y Smosna³⁴, la formación se encuentra en profundidades que comprenden aproximadamente entre 4.000 y 8.500 ft y según la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)³⁵ la producción acumulada de crudo de Barnett Shale para el año 2016 fue de 3 MMBN con reservas de 22 MMBN y la producción de gas para ese año fue de 1,4 Tcf con reservas de 16,8 Tcf.

➤ **Historia.** “En 1981, Mitchell Energy & Development Corp perforó el pozo de descubrimiento para el campo de gas Newark East Barnett Shale (NEBS), el C.W. Slay No.1. Originalmente fue planeado para realizar pruebas a la caliza Caddo y al conglomerado Atoka, el pozo se profundizó ante la insistencia de George Mitchell para evaluar una posible caliza Viola”³⁶ (profundidad total 7950 ft). Según Bruner y Smosna³⁷ la caliza Viola demostró ser improductiva después de acidificarse, y el pozo fue taponado. Se probó entonces el miembro inferior de Barnett y se acidificó, evidenciando una ligera muestra de gas.

³³ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Weekly Petroleum Report. 2016.

³⁴ BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 3

³⁵ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2016. 2018. [en línea], 28 de marzo de 2018. Disponible en internet: <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>

³⁶ STEWARD, Dan B. George P. Mitchell and the Barnett Shale. En: Journal of Petroleum Technology. Noviembre, 2013. Vol. 65, no. 11, p. 60.

³⁷ BRUNER. Op. cit., p. 88.

El registro de lodo en Slay No. 1 indicó la presencia de gas. Además, los registros de los pozos parecían alentadores en comparación con el Devonian Shale Play de la cuenca de los Apalaches. La estimulación se planificó para conectarse con cualquier fractura abierta. La estimulación usó nitrógeno, creando una red de fractura corta (250 ft de longitud media teórica, TFHL) contenida debajo por la caliza Viola y Forestburg Limestone Member arriba. El potencial inicial fue de 246 MMcfg/d, y el pozo comenzó a producirse en 1982.³⁸

En los primeros años de explotación de Barnett Shale lo que buscaba la compañía era contactar el mayor número de fracturas naturales posibles para así tener una mejor recuperación de hidrocarburos. Hasta 1991 en Barnett Shale se hacían estimulaciones hidráulicas en pozos verticales sin mostrar una gran productividad.

Fue en este año que Mitchell Energy perfora un pozo de prueba horizontal en Barnett para evaluar la aplicación comercial de la técnica en un pozo de lutita. El pozo resultó ser no comercial después de una sola fractura de gel inducida en la porción no cementada del lateral revestido. Sin embargo, después de varios años monitoreando el pozo, el equipo creyó que los pozos horizontales podrían ser utilizados en áreas con poca o nula contención de fracturas y se decidió perforar dos horizontales.³⁹

“En 1997 el L.B. Wilson GU No. 1 fue perforado horizontalmente hacia el sureste, perpendicular a la dirección de fractura inducida, y el cercano L.B. Wilson GU No. 2 al suroeste. Los pozos fueron diseñados para tener laterales de 1,700 pies y 2,700 pies respectivamente, con objetivos en el tercio superior del Barnett inferior”⁴⁰. El pozo L.B. Wilson GU No. 1 perpendicular a las fracturas inducidas tuvo una producción inicial de 700 MMcf/d y la disminución de la producción mostró una disminución mucho más baja que la de pozos verticales convencionales. El pozo L.B. Wilson GU No. 2 no funcionó también. El potencial inicial de producción fue de 463 MMcf/d y su costo de completamiento fue tres veces mayor que el de un pozo vertical en Barnett. En los años posteriores se siguió perfeccionando la perforación y completamiento de pozos horizontales, aumentando así la producción de estos.

“Desde 2003, cuando hubo un gran aumento en la perforación horizontal, hasta 2006, los pozos verticales tuvieron una producción anual promedio de 195 MMcfg y horizontales, 390 MMcfg. Para junio de 2006, los operadores completaron 6,200 pozos en Barnett Shale, 1,800 de los cuales eran horizontales”⁴¹.

➤ **Localización.** “Barnett Shale está presente a través de la cuenca de Fort Worth y está contiguo al Bend Arch en el centro norte de Texas. Los límites geográficos

³⁸ Ibid., p. 88.

³⁹ STEWARD. Op. cit., p. 60.

⁴⁰ BRUNER. Op. cit., p. 91.

⁴¹ Ibid., p. 92.

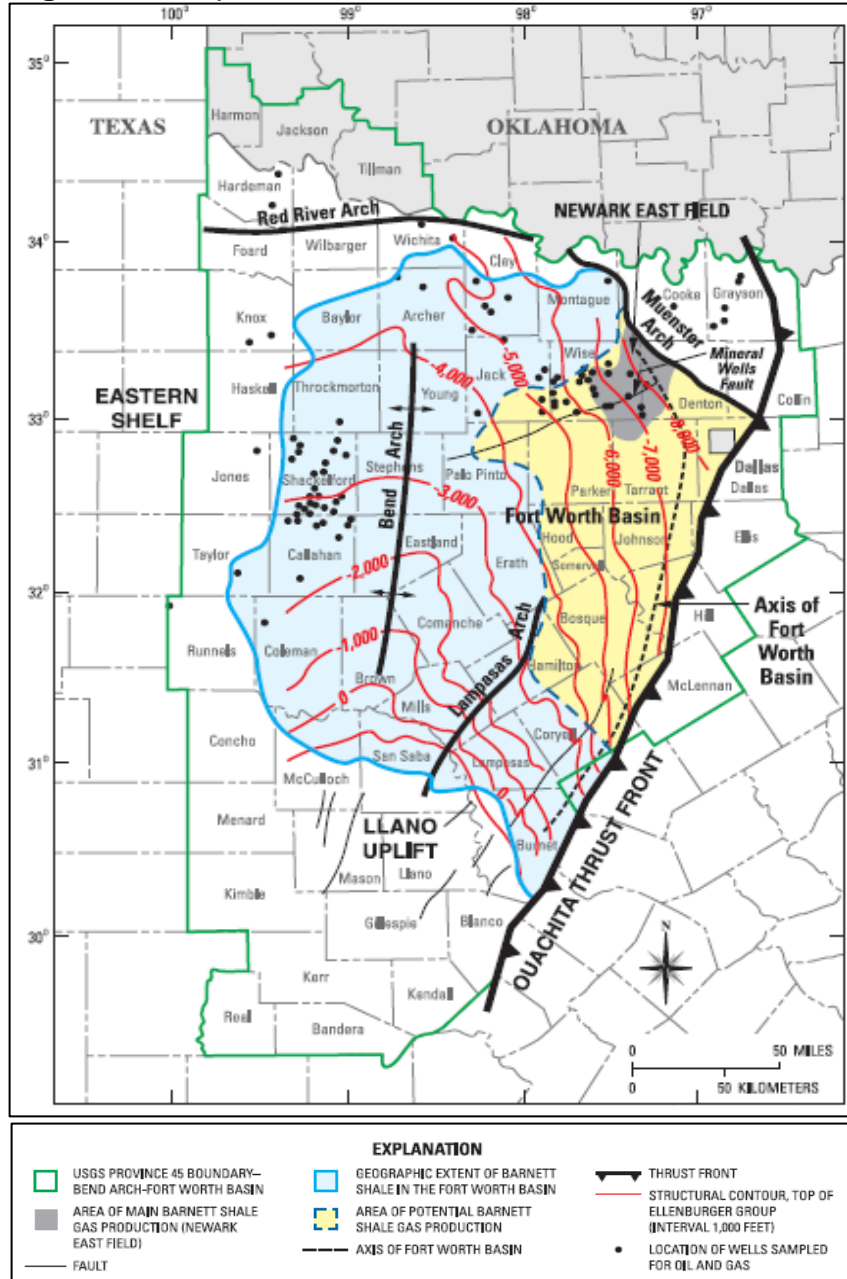
del Barnett incluyen el cinturón de pliegues de Ouachita hacia el este, los arcos de Muenster y Red River al norte, y la plataforma oriental y el arco de Concho hacia el oeste⁴².

La mayoría de la producción de Barnett Shale proviene del campo Newark East al norte de la cuenca, donde la lutita es relativamente gruesa. En este campo el sweet spot de producción de gas cubre partes de los condados de Denton, Wise y Tarrant.

La cuenca Fort Worth, las principales características geológicas que influyen sobre Barnett Shale, así como sus límites geográficos se muestran en la figura 13;

⁴² Ibid., p. 14.

Figura 13. Mapa de la cuenca Fort Worth.



Fuente: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 15.

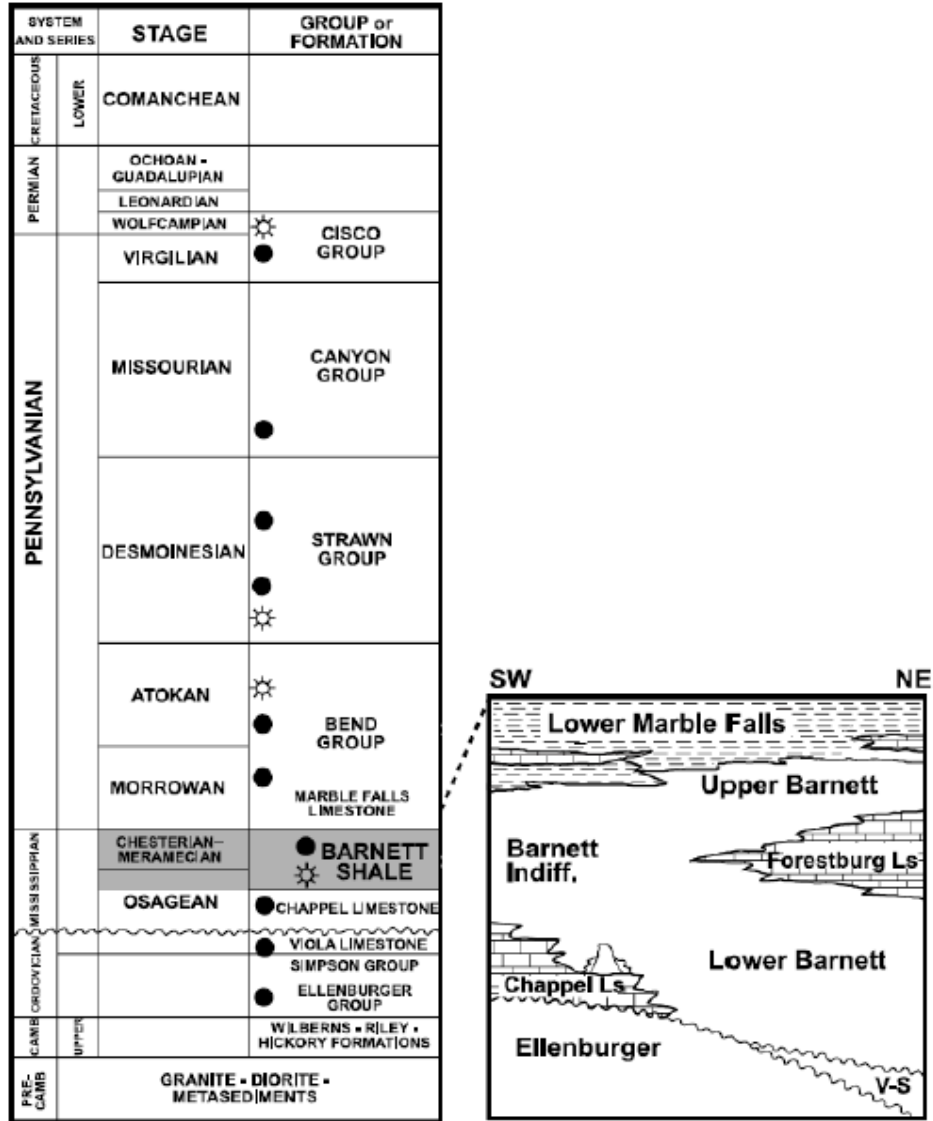
➤ **Columna Estratigráfica.** La sección estratigráfica del Missisipiano de la cuenca Fort Worth consiste en caliza y lutita rica en materia orgánica. Barnett Shale particularmente, en su mayoría data del Missisipiano tardío. Según Bruner y

Smosna⁴³ en la parte noreste de la cuenca, Barnett se divide en dos miembros de lutita; uno superior y uno inferior que están separados por el miembro intermedio de caliza Forestburg, donde este último se ausenta Barnett es tratada como una sola formación.

La columna estratigráfica generalizada de la cuenca de Fort Worth donde se evidencian los miembros que comprenden a la formación Barnett Shale, se muestra en la figura 14;

⁴³ Ibid., p. 17.

Figura 14. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Fort Worth.

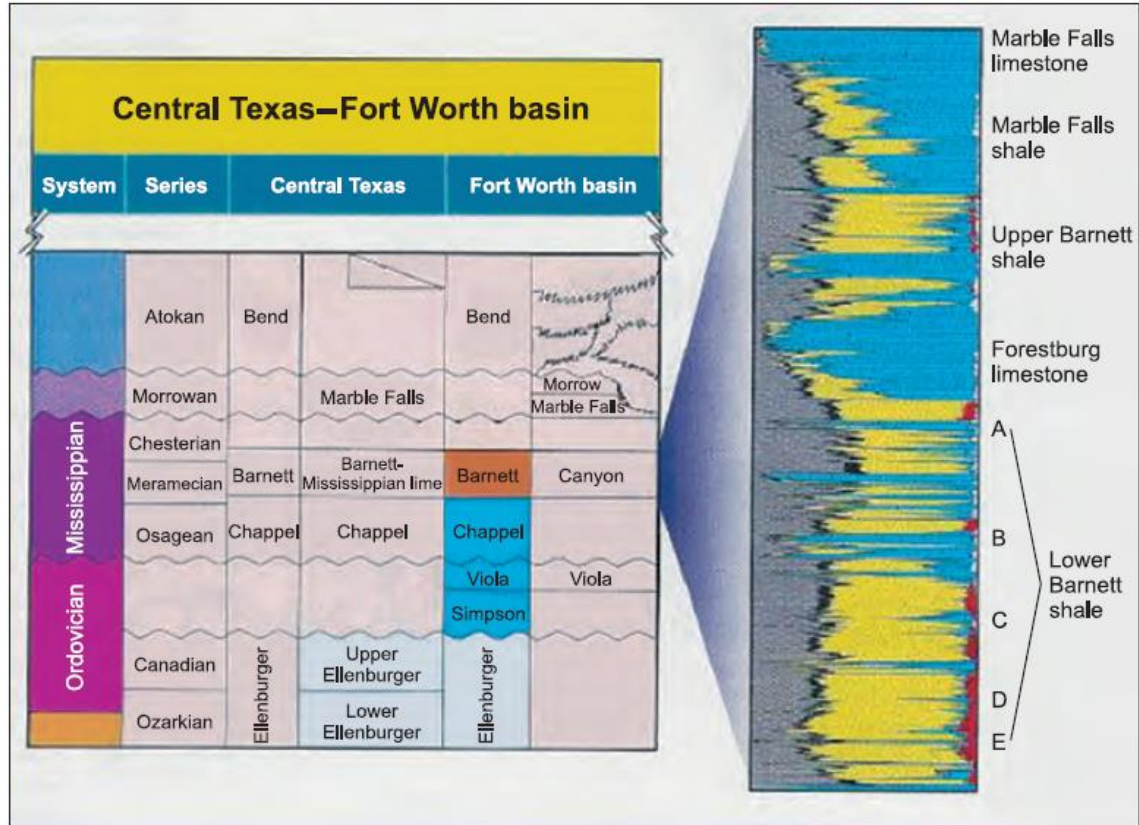


● Oil Reservoir
☼ Gas Reservoir

Fuente: MONTGOMERY, Scott L., *et al.* Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential, Citado por SMOSNA, Richard y BRUNER, Kathy R. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 18.

Además, estos miembros de lutita contienen un volumen significativo de caliza y dolomita interestratificada en el norte. El miembro inferior se puede subdividir en cinco unidades distintas de lutita (de la A a la E) separadas por capas de caliza de 10-30 pies de espesor, como se muestra en la figura 15;

Figura 15. Subdivisión del miembro inferior de Barnett Shale.



Fuente: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richar. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 18.

➤ **Carbono orgánico total.** El contenido de Carbono orgánico total TOC ha sido estimado por diferentes autores, los cuales utilizaron núcleos y recortes de pozos ubicado en la parte norte - central de la cuenca donde las rocas son térmicamente maduras. Segun Bruner y Smosna⁴⁴ entre los valores registrados de TOC están 3.16 a 3.26 por Jarvie (2004), 3.3-4.5% por Montgomery y otros (2005), y 2.4-5.1% por Jarvie y otros (2007). De Acuerdo con la clasificación del porcentaje de carbono orgánico total, Barnett Shale es una buena (TOC 2 - 4%) a muy buena (TOC 4 - 12%) roca generadora de hidrocarburos, en términos de riqueza de materia orgánica.

“En contraste, los valores de TOC alcanzan el 11-13% en las muestras de afloramientos de Barnett cerca del Llano Uplift, donde las rocas son térmicamente inmaduras. Esta diferencia regional refleja la conversión parcial de materia orgánica

⁴⁴ Ibid., p. 27.

en petróleo donde la roca está térmicamente madura; Se cree que el TOC ha disminuido 36-50% con el aumento de la madurez de inmaduro a postmaduro⁴⁵.

➤ **Tipo de materia orgánica.** El kerógeno, según Pollastro, *et al.*,⁴⁶ se clasifica como tipo II (con una mezcla menor de tipo III) y propenso a los hidrocarburos cuando está inmaduro (relación 1,41 hidrógeno / carbono y 0,10 relación oxígeno / carbono).

➤ **Madurez de la materia orgánica.** Como se ha mencionado antes la reflectancia a la vitrinita (Ro) es la medida más comúnmente utilizada para evaluar la madurez térmica de una roca generadora.

Barnett Shale presenta un aumento de la reflectancia a la vitrinita hacia el este y el noreste de la cuenca, lo que indica un aumento de la madurez termal en esta dirección. “Los valores de Ro van desde un mínimo de menos de 0.7 cerca del Llano Uplift y cerca del arco Red River, hasta un máximo de más de 1.7 a lo largo del cinturón de pliegues de Ouachita”,⁴⁷ Ro no cambia uniformemente a lo largo de la cuenca. Los valores son localmente más altos adyacentes al cinturón de pliegues de Ouachita, el sistema de fallas Mineral Wells-Newark y el arco de Lampasas, además son más bajos sobre el arco de Bend. Diferentes autores han atribuido estas variaciones a una compleja historia de enterramiento con múltiples eventos térmicos y al calentamiento hidrotermal en y alrededor de fallas profundas.

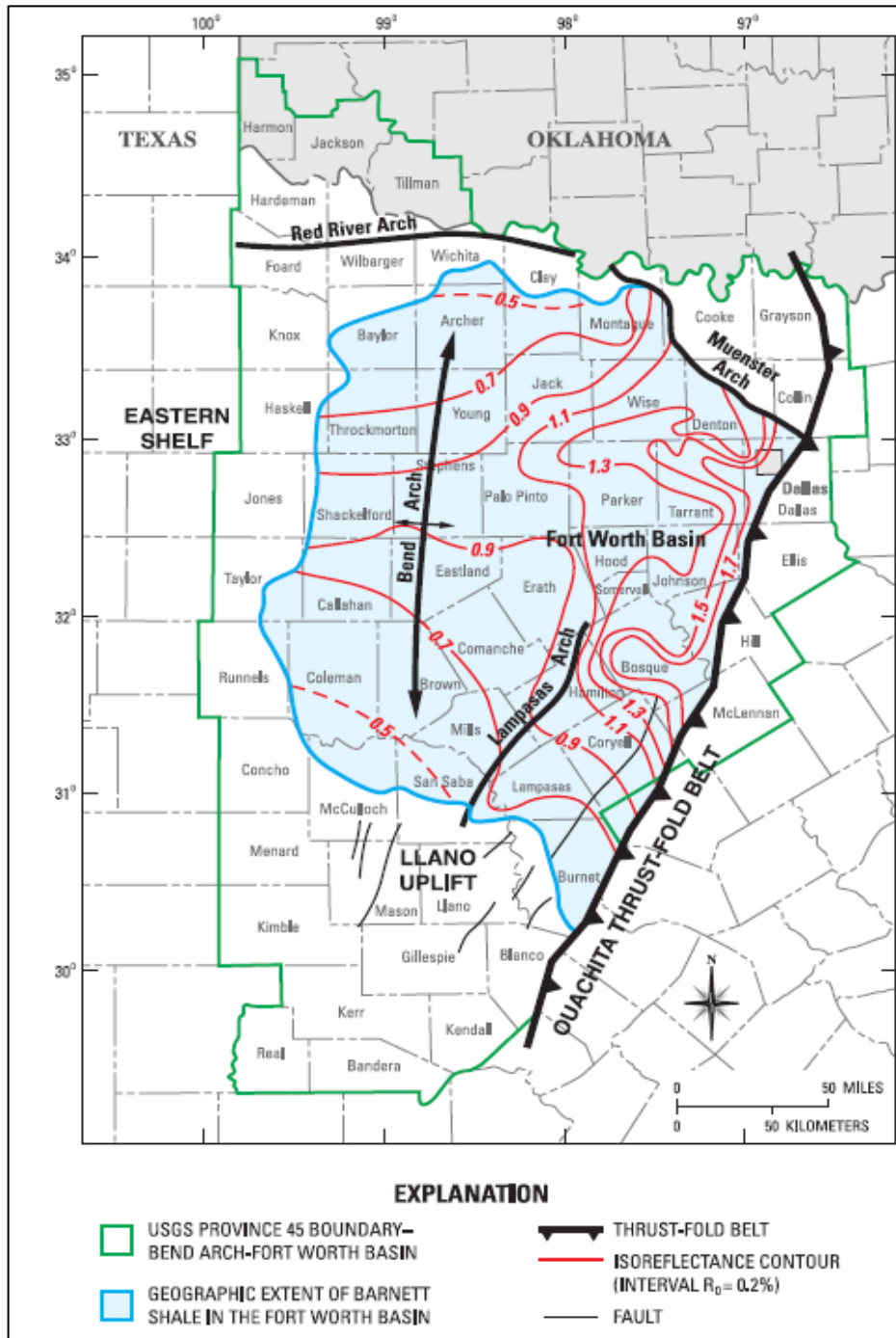
Mapas de los valores de Ro ilustran su distribución en la cuenca se muestran en las figuras 16 y 17;

⁴⁵ Ibid., p. 27.

⁴⁶ POLLASTRO, R. M., *et al.* Assessing undiscovered resources of the Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend Arch-Fort Worth basin province, Texas, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 27.

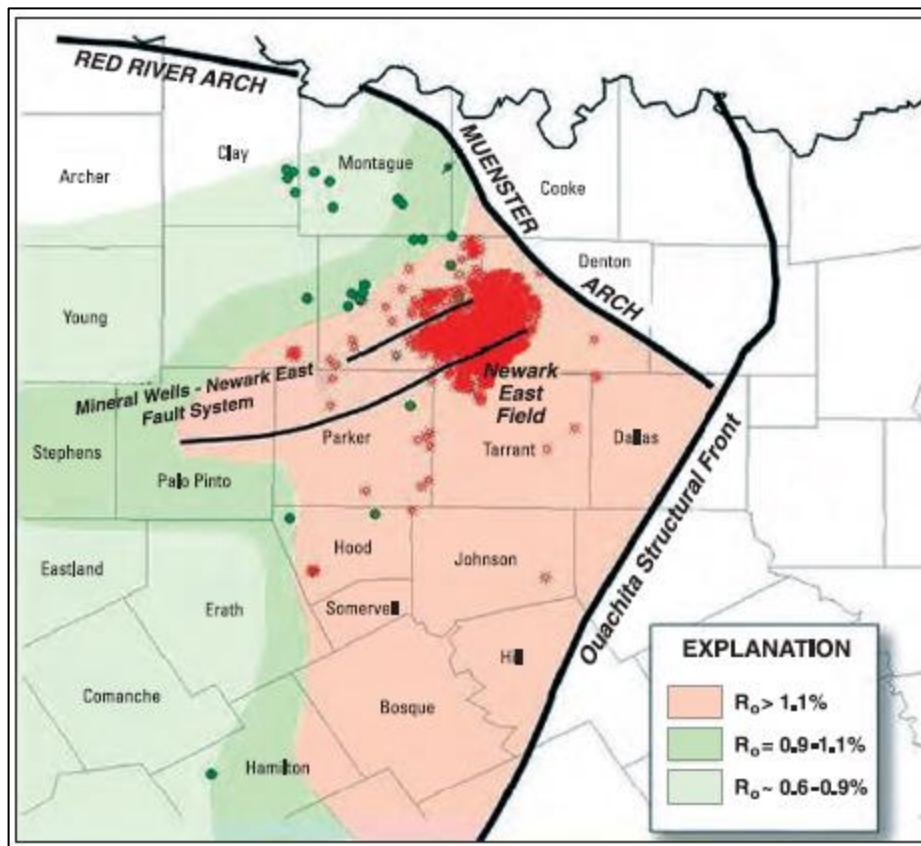
⁴⁷ BRUNER. Op. cit., p. 28.

Figura 16. Mapa de isorefectancia de la formación Barnett Shale en la cuenca Fort Worth.



Fuente: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 29.

Figura 17. Mapa detallado de los valores de R_o en la cuenca Fort Worth.



Fuente: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 30.

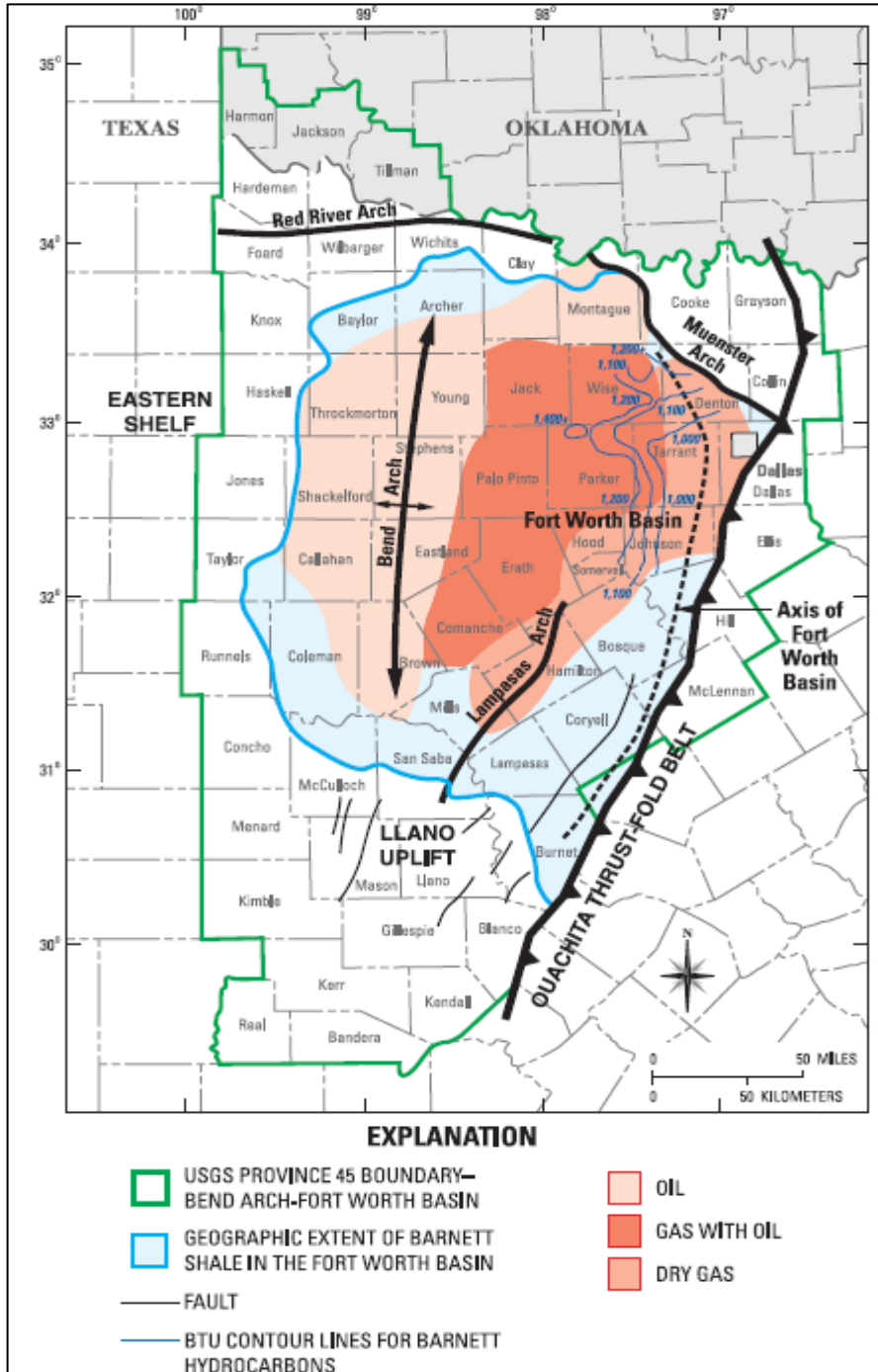
En adición a lo anteriormente mencionado, se tiene que la tendencia general de los valores de R_o indica los cambios regionales de la generación de hidrocarburos. Smosna y Bruner⁴⁸ la generación de petróleo sigue la línea de isorefectancia de $R_o = 0,9$. “En el condado de Brown ($R_o = 0,6 - 0,7 \%$), Barnett produce petróleo con una gravedad de 38° API”⁴⁹. Mientras que la generación de gas seco se encuentra en la línea de $R_o = 1,2$, y la generación de gas con petróleo ocurre en el área intermedia donde $R_o = (0,9 - 1,2 \%)$.

La tendencia regional de producción de hidrocarburos se muestra en el mapa de la figura 18;

⁴⁸ Ibid., p. 28.

⁴⁹ POLLASTRO. Op. cit., p. 28.

Figura 18. Mapa regional de generación de hidrocarburos de Barnett Shale.



Fuente: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 31.

➤ **Porosidad.** Bruner y Smosna⁵⁰ dicen que en las zonas productivas de la formación la porosidad promedio oscila entre 3 y 6% mientras que en las zonas improductivas la porosidad es tan baja como 1%. Según lo determinado por el análisis de porosimetría de mercurio, los poros entre partículas (porosidad intrapartícula) de Barnett tienen, en su mayoría, gargantas porales de menos de 0,005 micrómetros de radio, lo que es aproximadamente 50 veces más grande que el radio de una partícula de metano. Gran parte de la porosidad entre partículas (matriz) puede haber resultado de la descomposición térmica del kerógeno en el petróleo.

➤ **Permeabilidad.** “Los valores publicados para la permeabilidad media de la matriz han sido reportados como de 0.02-0.10 milidarcies (Jarvie y otros, 2004), menos de 0.01 milidarcies (Montgomery y otros, 2005), 0,00007-0,0005 milidarcies (Ketter y otros, 2008), o en el rango de microdarcies a nanodarcies (Johnston, 2004a, Bowker, 2007b). La variación geográfica en la permeabilidad de la formación es compleja y depende de la interacción local de fracturas, fallas y estrés (Kuuskraa y otros, 1998).”

1.3.4.2 Eagle Ford Shale. Según Mullen⁵¹ Eagle Ford shale localizado al sur de Texas es joven en términos de desarrollo, comparado con otros shale plays en Estados Unidos. Por ejemplo, Barnett Shale ha sido comercialmente productivo desde 1980 y Haynesville lo ha sido desde el 2005 mientras que Eagle Ford ha sido productivo desde el 2009. A pesar de esto, “Es uno de los *shale plays* más prominentes en Estados Unidos. Data del Cretácico Tardío con más de 1,5 miles de millones de barriles de petróleo, y 4,2 Tcf de gas producidos hasta el momento”.⁵²

En promedio, según Miceli, Nguyen y Philip⁵³, la formación se encuentra en profundidades que comprenden aproximadamente entre 5.000 y 12.000 ft y según la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)⁵⁴ la producción acumulada de crudo de Eagle Ford shale para el año 2016 fue de 438 MMBN con reservas de 4.163 MMBN y la producción de gas para ese año fue de 2,1 Tcf con reservas de 22,7 Tcf.

➤ **Historia.**

Se sabía que Eagle Ford shale contenía cantidades significativas de hidrocarburo y se pensó que era la roca fuente de gran parte del petróleo y

⁵⁰ BRUNER. Op. cit., p. 32.

⁵¹ MULLEN, J., LOWRY, J. C. y NWABOUKU, K.C. Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale. Society of Petroleum Engineers. 2010. p. 1.

⁵² GUPTA, Ishank, *et al.* Rock Typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford formations. Society of Petroleum Engineers. 2017. p. 3.

⁵³ MICELI ROMERO, Andrea A., NGUYEN, Thanh y PHILIP, R. Paul. Organic geochemistry of the Eagle Ford Group in Texas. AAPG Bulletin 2017. p. 3

⁵⁴ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2016. Op. cit.

el gas natural producido a partir de formaciones situadas sobre él, como el Austin Chalk. Sin embargo, el propio Eagle Ford no era conocido como un productor de petróleo o gas natural. La unidad de roca tenía una permeabilidad tan baja que el petróleo y el gas natural no podían fluir a través de la roca hacia un pozo de producción.⁵⁵

Según Cardneaux⁵⁶ dos pozos perforados por Conoco y Apache comenzaron con el play, pero no eran pozos precisamente de Eagle Ford; las perforaciones fueron dirigidas al Austin Chalk. El primer pozo de Eagle Ford fue perforado en 2008 por Petrohawk en Hawkville Field y tuvo una producción inicial de 7,6 millones de pies cúbicos de gas. El play fue descubierto inicialmente como gas seco, luego se descubrieron, el gas húmedo y petróleo. A finales del 2010 hubo más de 1000 pozos completados.

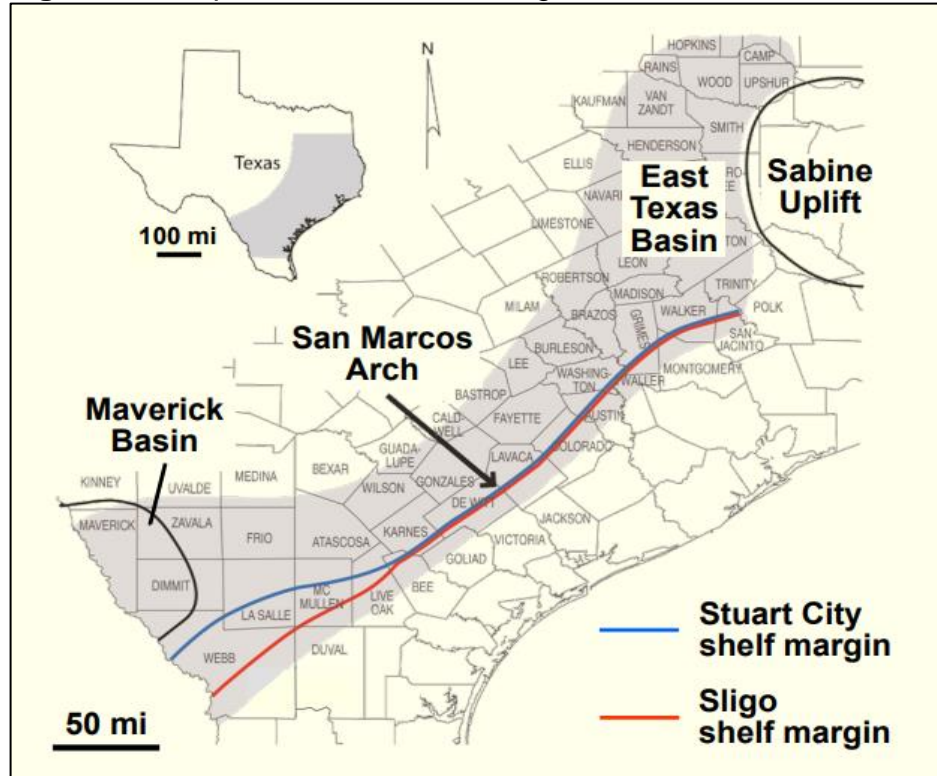
➤ **Localización.** Eagle Ford Shale se extiende desde la cuenca de Maverick al oeste del estado de Texas hasta la cuenca del este de Texas al noreste. Atraviesa 30 condados del estado y tiene 4 límites principales; al oeste limita con la frontera entre México y Estados Unidos. Al norte con los condados de Maverick, Zavala y Frío. Un límite sur que es trazado por el *Sligo shelf margin* del Cretácico Inferior, y al noroeste limita con la cuenca del este de Texas.

Los límites de la formación se muestran en la figura 19;

⁵⁵ GEOSCIENCE NEWS AND INFORMATION. Eagle Ford Shale. [en línea], 30 de marzo de 2018. Disponible en internet: <https://geology.com/articles/eagle-ford/>

⁵⁶ CARDNEAUX, Austin. Mapping of the oil window in the Eagle Ford shale play of southwest Texas using thermal modeling and log overlay analysis. Tesis de Maestría. Luisiana: Agricultural and Mechanical College, Louisiana State University, 2010. 2 p.

Figura 19. Mapa de la Formación Eagle Ford Shale.



Fuente: HENTZ, Tucker F. y RUPPEL, Stephen C. Regional Stratigraphic and Rock Characteristics of Eagle Ford Shale in Its Play Area: Maverick Basin to East Texas Basin. American Association of petroleum Geologists. 2011. p. 5.

➤ **Columna estratigráfica.** Eagle Ford Shale data del Cretácico Tardío (Cenomaniano-Turoniano) es una unidad de *shale gas* regionalmente extensa en el estado de Texas. Se extiende desde la cuenca de Maverick en el suroeste hasta la cuenca Este de Texas en el noreste. Es uno de los muchos *plays* de tipo *shale* que actualmente se están explorando en el estado. A pesar de que la gran mayoría de la producción de gas y petróleo se ha concentrado en áreas en el sur de Texas, gran parte de su extensión permanece inexplorada.

La columna estratigráfica de la cuenca de Maverick y de la cuenca del este de Texas donde se aprecia la Formación Eagle Ford se muestra en la figura 20;

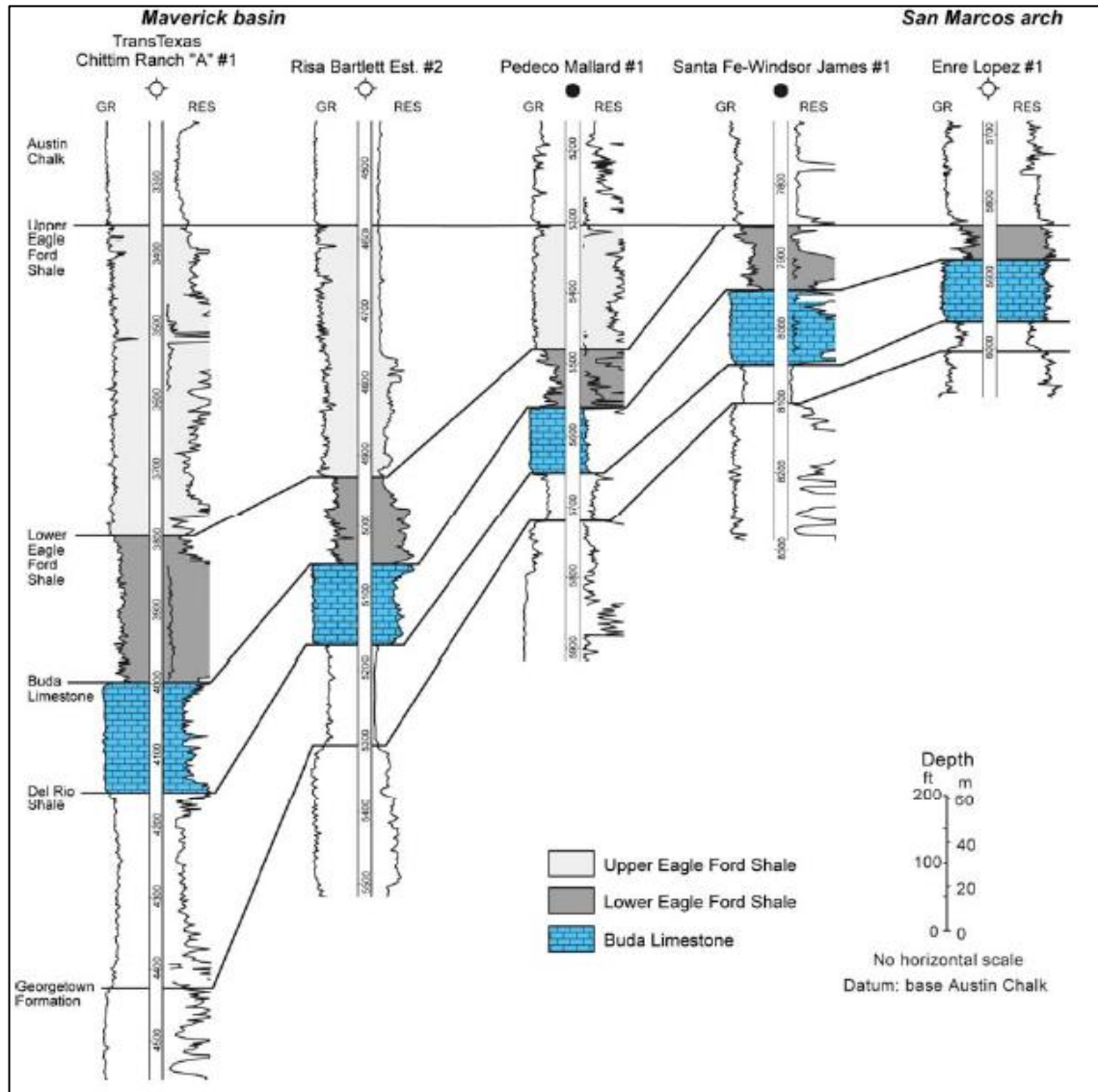
Figura 20. Columna estratigráfica convencional del área de Eagle Ford Shale.

		Maverick basin and San Marcos arch	East Texas basin
Upper Cretaceous	Coniacian, Santonian, Campanian	Austin Chalk	Austin Group
	Turonian	Eagle Ford Shale	Eagle Ford Group
			Pepper Shale
			Woodbine Group
	Cenomanian		Maness Shale
		Buda Limestone	Buda Limestone
Del Rio Shale		Del Rio (Grayson) Sh.	
Georgetown Ls.		Georgetown Ls.	

Fuente: HENTZ, T. F., y RUPPEL, S. C. Regional lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale: Maverick Basin to East Texas Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. 2010. v. 60, p. 326.

La formación consta de dos unidades dentro de la cuenca de Maverick y parte del flanco suroeste del arco de San Marcos, como se muestra en la figura 21;

Figura 21. Tramo regional suroeste-noreste sección transversal desde la Cuenca Maverick hasta el flanco suroeste del Arco de San Marcos.



Fuente: HENTZ, T. F., y RUPPEL, S. C. Regional lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale: Maverick Basin to East Texas Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. 2010. v. 60, p. 331.

Según Hentz⁵⁷ el intervalo inferior de Eagle Ford está compuesto principalmente de *mudrock* de color gris oscuro con valores de Gamma Ray altos, y un desarrollo local de *mudrock* calcáreo de color gris claro, margas y posiblemente caliza. Esta sucesión en el subsuelo es consistente con la presentada en afloramientos al centro

⁵⁷ HENTZ, T. F., y RUPPEL, S. C. Regional lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale: Maverick Basin to East Texas Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. 2010. v. 60, p. 330.

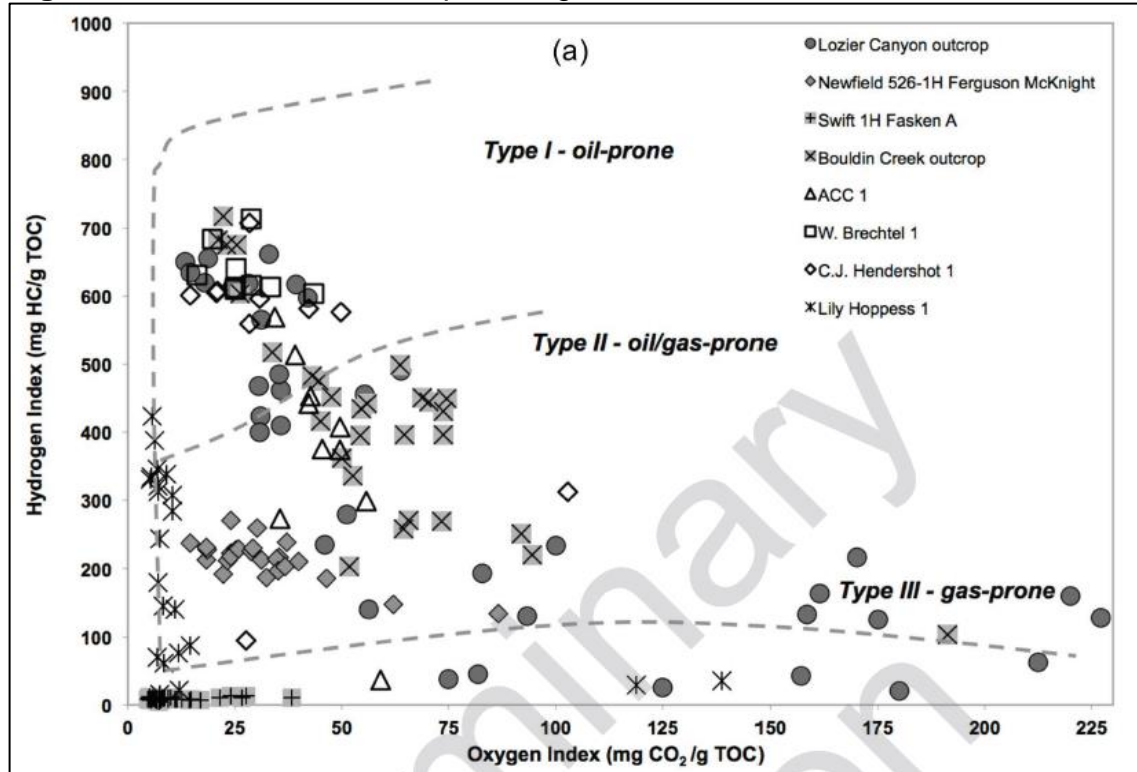
y sur de Texas. El intervalo superior de Eagle Ford se caracteriza por valores globales de Gamma Ray más bajos y consiste en *mudrock* calcáreo con intercalaciones de color oscuro y gris claro.

➤ **Carbono orgánico total.** Como fue mencionado anteriormente Eagle Ford está dividido en Eagle Ford superior e inferior. Diferentes autores han reportado valores de TOC para cada miembro. Rai menciona que en Eagle Ford superior el TOC varía entre 1 y 6% y en Eagle Ford inferior lo hace entre 2 y 12%, Sun, *et al.*⁵⁸ reportó que en el área de estudio el TOC para Eagle Ford inferior es de 5% y que los valores de TOC del miembro superior eran muy bajos. Usualmente el objetivo en los planes de perforación es Eagle Ford inferior por tener mejores valores de TOC que el miembro superior.

➤ **Tipo de materia orgánica.** El kerógeno se clasifican principalmente como tipo II con una mezcla menor de tipo I, como se muestra en la figura 22.

⁵⁸ SUN, Tie, *et al.* Advanced Petrophysical, Geological, Geophysical and Geomechanical Reservoir Characterization – Key to the Successful Implementation of a Geo-Engineered Completion Optimization Program in the Eagle Ford Shale. Unconventional Resources Technology Conference. 2015.

Figura 22. Análisis Rock-Eval para Eagle Ford Shale.



Fuente: MICELI ROMERO, Andrea A., NGUYEN, Thanh y PHILIP, R. Paul. Organic geochemistry of the Eagle Ford Group in Texas. AAPG Bulletin 2017. p. 51.

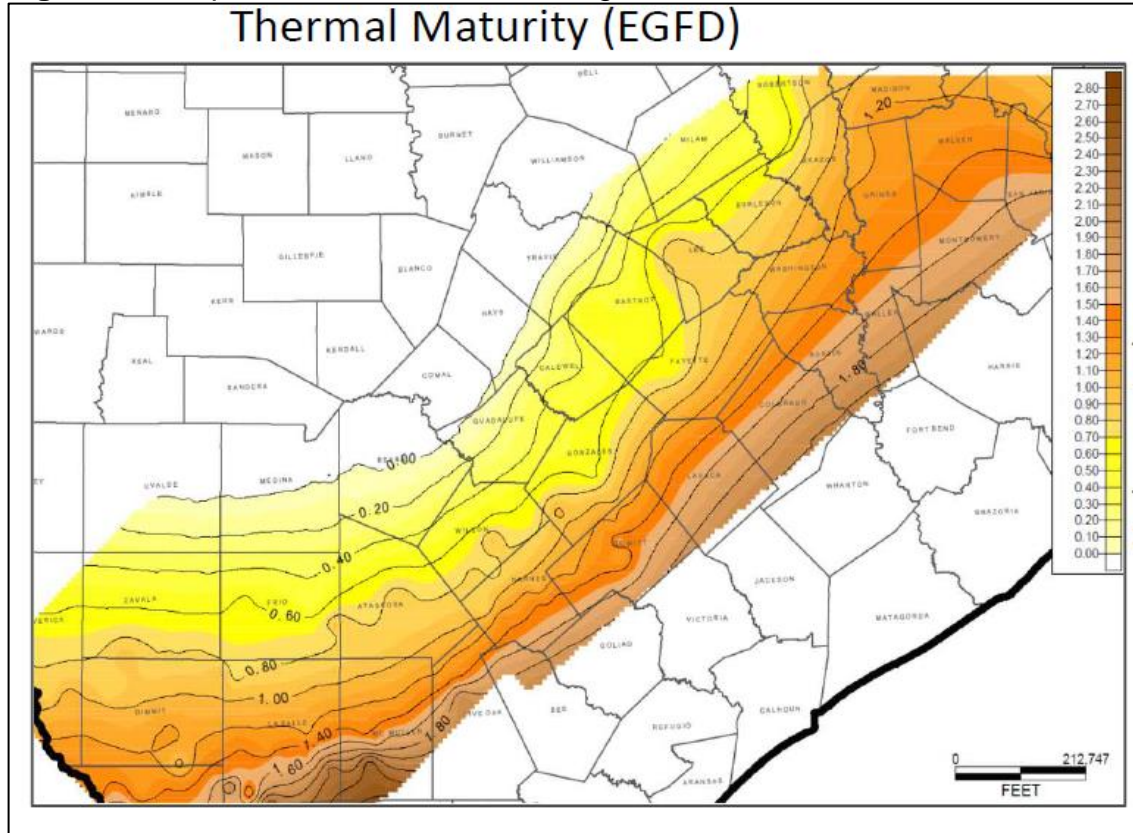
➤ **Madurez de la materia orgánica.** “La reflectancia de vitrinita indica que, en el oeste y el centro de Texas, el Grupo Eagle Ford es inmaduro o marginalmente maduro; en el sudoeste de Texas está en la ventana de petróleo a gas seco; y en el este de Texas, Eagle Ford se encuentra en la etapa principal de la generación de petróleo.”⁵⁹ La EIA⁶⁰ reportó que la madurez térmica medida en reflectancia a la vitrinita varía en un rango de (Ro%) 0,45 - 1,4%.

Las tendencias de madurez térmica de la materia orgánica a lo largo de Eagle Ford shale se muestran en la figura 23;

⁵⁹ MICELI ROMERO. Op. cit., p. 51.

⁶⁰ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps. 2014. p. 5.

Figura 23. Mapa de isoreflectancia de Eagle Ford Shale.



Fuente: RAHMAN, Mohammad, *et al.* Organic Facies and Reservoir Characterization of Eagle Ford Shale as Determined by Stratigraphy, Source Rocks, and Oil Geochemistry. American Association of Petroleum Geologists. 2017. p. 12.

- **Porosidad.** Diferentes autores han reportado rangos de porosidad a lo largo de Eagle Ford shale. Martin, *et al.*,⁶¹ reportó que la porosidad de Eagle Ford va desde 3 hasta 10% con una porosidad promedio de 6, Gong, *et al.*,⁶² reportó porosidades en 8 pozos a lo largo de la formación en un rango que va entre 6 y 12% y la EIA⁶³ afirma que la porosidad de Eagle Ford está en el rango que va de 8 a 12 %. En este trabajo se tomará el rango de 8 a 12% para hacer las respectivas comparaciones.
- **Permeabilidad.** Como ya se había descrito anteriormente la permeabilidad en los yacimientos no convencionales de shale es tan baja que se mide en el orden de

⁶¹ MARTIN, Ron, *et al.* Understanding Production from Eagle Ford-Austin Chalk System. Society of Petroleum Engineers. 2011. p. 8.

⁶² GONG, Xinglai, *et al.* Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources. Society of Petroleum Engineers. 2013. p. 9.

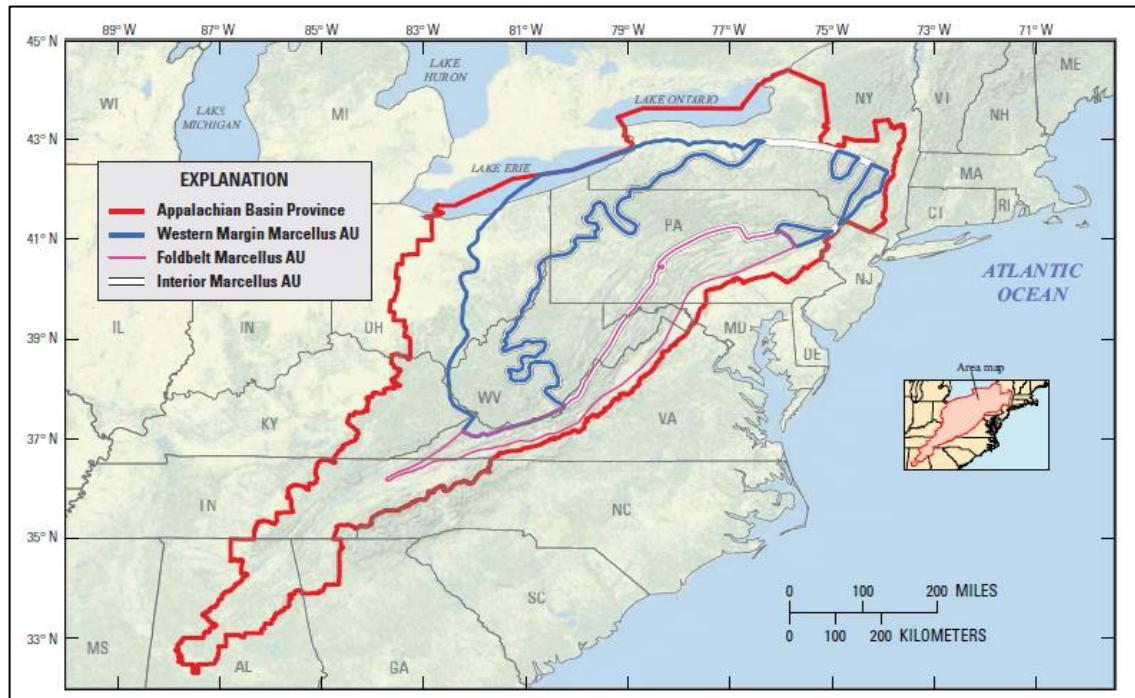
⁶³ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps. Op. cit., p. 5.

nano darcies, Según Kosanke y Warren⁶⁴ la permeabilidad de las margas de grano fino en Eagle Ford suele ser inferior a 10 nD. Las margas con laminaciones de grano más grueso tienen permeabilidades más altas, entre 50 a 100 nD y en las calizas diagenéticamente alteradas que tienen microfracturas revestidas de materia orgánica se observan permeabilidades de 1000 nD.

1.3.4.3 Marcellus Shale. Como dicen Zagorski, Wrightstone y Bowman⁶⁵, es uno de los mayores *shale plays* en Norteamérica el cual tiene un área potencial prospectiva de aproximadamente 114.000 km², cruzando Pensilvania, Virginia Occidental, Nueva York, Maryland, Virginia y Ohio, definiendo a Marcellus Shale como una importante acumulación de hidrocarburos de clase mundial.

El establecimiento del área amplia de Marcellus Shale se presenta en la figura 24;

Figura 24. Mapa de la provincia de la Cuenca de los Apalaches mostrando las tres unidades de Marcellus Shale.



Fuente: BECKWITH, Robin. The Marcellus Shale Gas Boom Evolves. Society of Petroleum Engineers. Junio, 2013. p. 36.

⁶⁴ KOSANKE, Tobi H. y WARREN, Anne. Geological Controls on Matrix Permeability of the Eagle Ford Shale (Cretaceous), South Texas, U.S.A. En: BREYER, J. A. The Eagle Ford Shale: A renaissance in U. S. oil production. American Association of Petroleum Geologists. p. 300.

⁶⁵ ZAGORSKI, William A., WRIGHTSTONE, Gregory R. y BOWMAN, Douglas C. The Appalachian Basin Marcellus Gas Play: Its History of Development, Geologic Controls on Production, and Future Potential as a World-class Reservoir. En: BREYER, J. A. Shale Reservoirs – Giant Resources for the 21st Century. American Association of Petroleum Geologists. 2012. p. 172 – 173.

En promedio, según Bruner y Smosna⁶⁶, la formación se encuentra en profundidades que comprenden aproximadamente entre 2.000 y 1000 ft y según la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)⁶⁷ en Marcellus Shale la producción acumulada de crudo para el año 2016 fue de 13 MMBN con unas reservas de 139 MMBN y a su vez la producción acumulada de gas para ese mismo año fue de 6.3 Tcf con unas reservas de 84.1 Tcf.

➤ **Historia.** “La cuenca de los Apalaches ha sido una importante provincia productora de *shale gas* desde principios de 1800, con un estimado de 3.0 tcf ya producido a partir de *black shale* del Devónico.”⁶⁸

Según Ventura, *et al.*⁶⁹ la empresa Range Resources en el año 2003 empezó a buscar un cambio en la estrategia corporativa tradicional con una exploración de mayor riesgo para buscar *plays* de recursos a gran escala y repetibles, para que en el año 2004 se presentara la oportunidad de Marcellus (su primer completamiento vertical) con una combinación de visión a largo plazo, creatividad y la capacidad de romper la sabiduría convencional.

En octubre del año 2004, en el intervalo Marcellus del pozo *Renz Unit #1* se realiza el fracturamiento hidráulico donde se utilizó un completamiento de *slick water* que constaba con más de 300.000 libras de agente apuntalante y más de 1'000.000 de galones de agua. Una vez finalizadas las operaciones de completamiento, el pozo fue sometido a prueba de flujo a finales de octubre a una velocidad inicial de 300 MMcf/d. Esta tasa fue suficiente para comparar favorablemente con las pruebas verticales de Barnett y marcó el descubrimiento de Marcellus Shale.

➤ **Localización.** Marcellus Shale se extiende aproximadamente por 1000 km a través de la cuenca central de los Apalaches y como se había mencionado anteriormente atraviesa Pensilvania, Virginia Occidental, Nueva York, Maryland, Virginia y Ohio. Se desarrolla, según Bruner y Smosna⁷⁰, en los márgenes este (Virginia a Pensilvania) y norte (Nueva York) de la cuenca donde se ha estudiado en áreas geológicas proximales y distales. Los límites aproximados de la obra incluyen Allegheny Structural Front al este, Adirondack Uplift al noreste y Waverly o Cincinnati Arch al oeste. El área del núcleo, donde la formación supera los 50 pies de espesor y se cree que tiene el mejor potencial, incluye Pennsylvania, Virginia Occidental y Nueva York. El área central comprende la Unidad de Evaluación de Marcellus Shale del Sistema Total Devónico de *Shale* Medio y Paleozoico Superior

⁶⁶ BRUNER. Op. cit., p. 3.

⁶⁷ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2016. Op. cit. 1.

⁶⁸ ZAGORSKI, William A., WRIGHTSTONE, Gregory R. y BOWMAN, Douglas C. Op. cit., p. 173

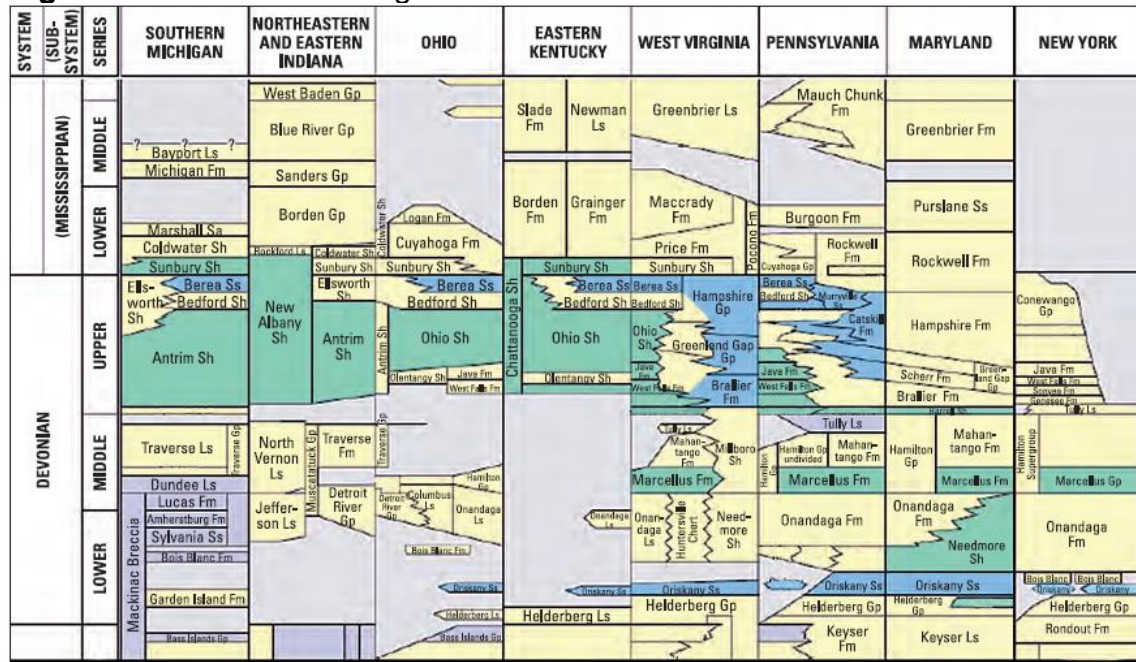
⁶⁹ VENTURA, Jeff, *et al.* The Discovery of the Marcellus Shale Play, An Operator's Experience. Unconventional Resources Technology Conference. 2013. p. 2 – 4.

⁷⁰ BRUNER. Op. cit., p. 37.

del Servicio Geológico de los Estados Unidos. La Unidad de Evaluación se puede dividir en siete plays: Cuenca de Pittsburgh, Canal de Roma Oriental, Río Nuevo, Escarpa de Portage, Meseta de Penn-York, Susquehanna Occidental y Catskill.

➤ **Columna Estratigráfica.** Se presenta la columna estratigráfica generalizada de los estratos devónicos de Estados Unidos en la figura 25;

Figura 25. Columna estratigráfica de los estratos devónicos.



Fuente: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 42.

La formación Marcellus Shale con la formación suprayacente Mahantango constituyen el Grupo Hamilton, pertenecientes a las Etapas *Eifelian* y *Givetian* del Devónico Medio. Marcellus es una lutita astillosa, “blanda”, de color gris, carbonosa y altamente radioactiva, con capas de concreciones de carbonato y piedra caliza. La pirita es abundante, especialmente cerca de la base, y los fósiles ocurren dentro de las calizas. El espesor de la formación excede los 660 pies en el noreste de Pensilvania, disminuyendo drásticamente en el oeste y sodoeste a 200 pies en el centro de Pensilvania, 140 pies en el norte de Virginia Occidental y finalmente reduciéndose en el este de Ohio. El espesor total del *black shale* radiactiva en el Grupo Hamilton, según lo determinado por los rayos gamma, es paralelo a la tendencia del espesor de Marcellus.⁷¹

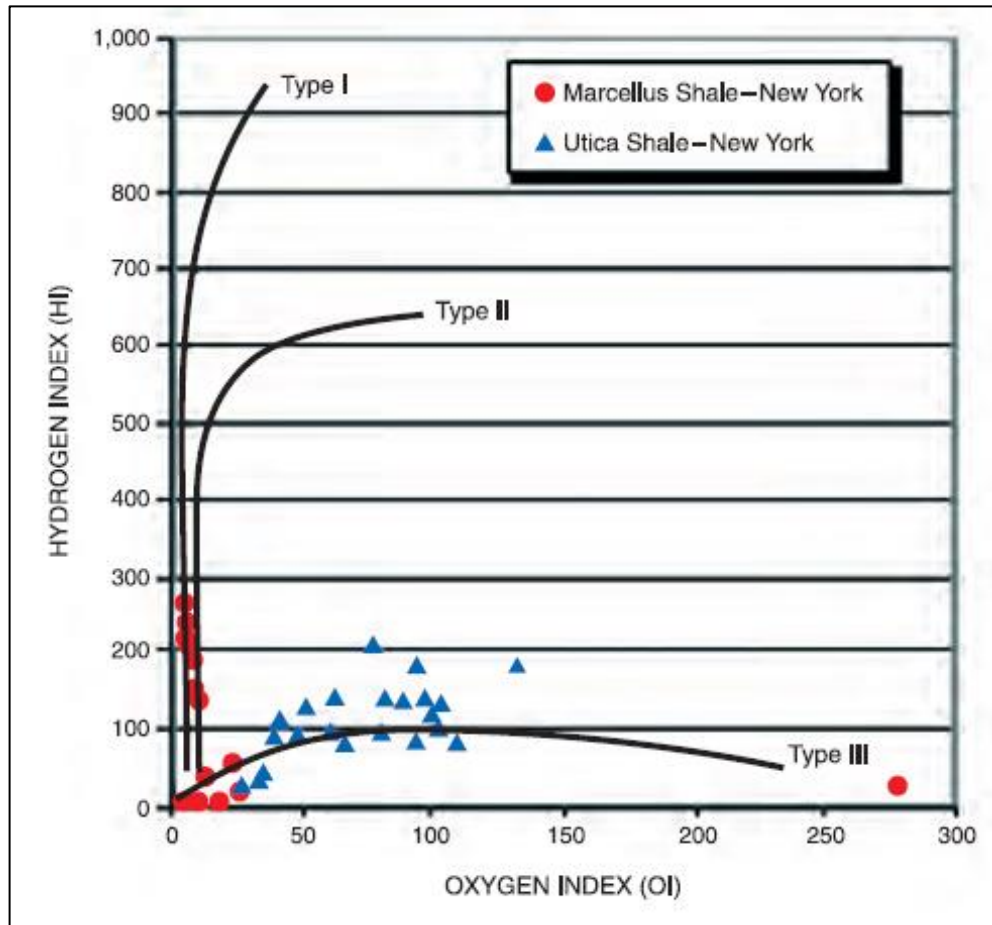
⁷¹ Ibid., p. 51.

➤ **Carbono Orgánico Total.** Esta característica geoquímica a través de los *devonian shales* cambia rápidamente de una capa a otra, o en este caso en una sola formación como en Marcellus. En este caso, el TOC es más alto en el miembro inferior (6%) en el norte de Virginia Occidental y el suroeste de Pensilvania, que disminuye (2-4%) en otras partes de la cuenca central de los Apalaches. En el miembro superior es muy bueno (4-6%) en el centro de Ohio y en el este de Ohio y el suroeste de Pensilvania es algo menor (2-4%).

➤ **Tipo de materia orgánica.** El kerógeno de Marcellus Shale es principalmente *sapropelic*⁷² (con sedimentos de color oscuro), el cual contiene una mezcla de kerógeno terrestre tipo III en la porción oriental en la cuenta y así mismo con un análisis Rock-Eval (índice de hidrógeno de hasta 250-400 y el índice de oxígeno menor que 50) se muestra que el kerógeno es tipo II con una mezcla de tipo III como se muestra en la figura 26;

⁷² Ibid., p. 60.

Figura 26. Análisis Rock-Eval para Marcellus y Utica Shale en Nueva York.



Fuente: HILL, D. G., LOMBARDI, T. E. y MARTIN, J. P. Fractured Shale Gas Potential in New York: Northeastern Geology And Environmental Sciences, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 60.

➤ **Madurez de la materia orgánica.** En Marcellus Shale, según Bruner y Smosna⁷³, la madurez se determinó por el índice de alteración térmica (TAI, variación de color de las esporas, polen y cutícula de la planta), que valora las tendencias geológicas del área paralelas y exhibe más detalles en la sección vertical, y la reflectancia a la vitrinita (R_o). Los valores TAI en el noreste de Ohio son ≤ 2 , mostrando que las esporas y el polen son de color naranja con una temperatura máxima entre 100°C y 150°C indicando que los hidrocarburos esperados son petróleo y gas húmedo. En el sureste de Ohio, el oeste de Pensilvania y el centro-oeste de Nueva York, los

⁷³ Ibid., p. 58 – 59.

valores TAI son iguales a 3 con paleotemperaturas superiores a 150°C esperando gas húmedo. En el centro-norte de Pensilvania los valores TAI son iguales a 4, la temperatura máxima fue cercana a 200°C esperando entonces gas seco.

Los valores del Índice de Alteración Térmica (TAI) de Marcellus Shale se pueden relacionar con el Índice de Reflectancia a la Vitrinita como se muestra en la tabla 1, indicando que el valor $TAI \leq 2$ es un valor de $Ro = 0,5\%$, el valor $TAI = 3$ es un valor de $Ro = 1\%$ y el valor $TAI = 4$ es un valor de $Ro = 1,25\%$

Tabla 1. Relación TAI vs Ro.

Índice de Alteración Termal (TAI)	Vitrinita equivalente (%Ro _{eq})	Color de fluorescencia de Esporas (SFC)	Vitrinita equivalente (%Ro _{eq})	Color de esporas en luz transmitida (SC)	Vitrinita equivalente (%Ro _{eq})
1-	<0.3	Verde Palido (PG)	<0.2	Amarillo Palido (PY)	<0.2
1+ to 2-	0.40	Verde (G)	0.20	Amarillo Claro (LY)	0.20
2-	0.45	Verde-Amarillo (GY)	0.25	Amarillo (Y)	0.30
2- to 2	0.50	Amarillo (Y)	0.30	Amarillo-Naranja (YO)	0.40
2	0.55	Amarillo-Naranja (YO)	0.40	Anaranjado-Marron (OB)	0.50
2 to 2+	0.72	Naranjado Claro (LO)	0.50	Marrón Oro (GB)	0.60
2+ to 3-	0.90	Naranjado Moderado (MO)	0.60	Marrón Claro (LB)	0.70
3	1.00	Naranjado Oscuro (DO)	0.75	Red-brown (RB)	1.00
3 to 3+	1.10	Naranjado-Rojo (OR)	0.95	Marrón Oscuro (DB)	1.40
4-	1.20	Rojo (R)	1.15	Gris oscuro-Marrón (DGB)	1.60
4- to 4	1.25	Extinguido (X)	1.20	Negro (B)	2.00
4+	1.35				
5	>1.50				

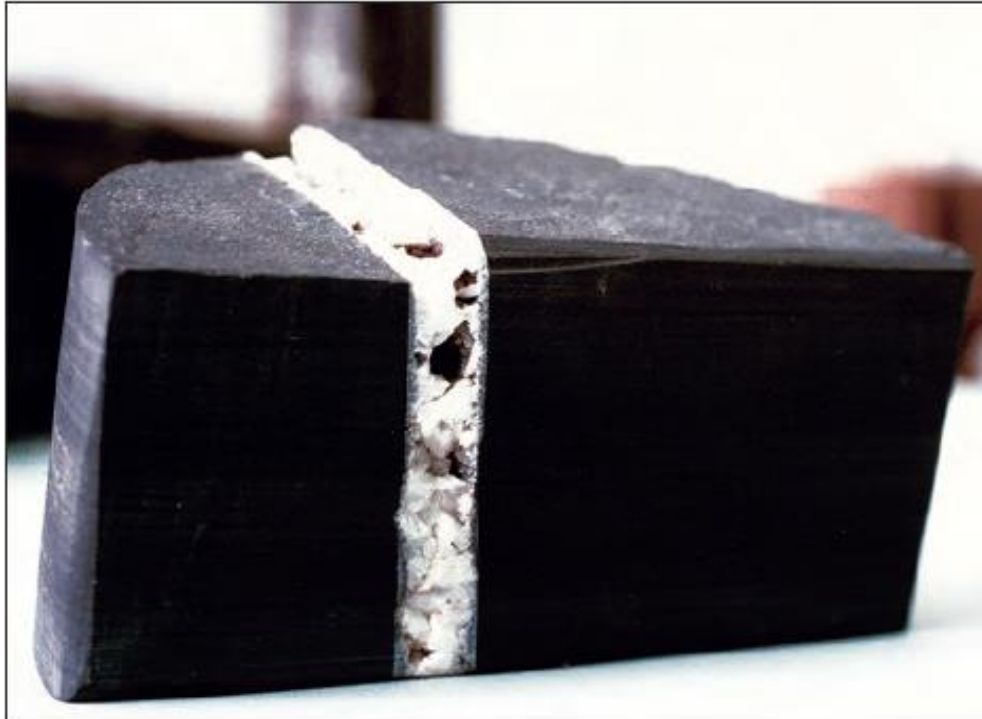
Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Caracterización Geoquímica de Rocas y Crudos en las Cuencas de Cesar-Ranchería, Sinú21an Jacinto, Chocó y Área de Soápaga (Cuenca Cordillera Oriental. 2007. p. 21.

➤ **Porosidad.** Esta característica petrofísica, según Bruner y Smosna⁷⁴, en Marcellus Shale está en promedio entre 6% - 10 % y tiene dos componentes, o tiene

⁷⁴ Ibid., p. 69 – 71.

dos tipos, interpartícula, que contiene tanto gas libre como adsorbido y puede deberse a la descomposición térmica de la materia orgánica, y de fracturas abiertas que están en un promedio entre 1% - 4.5% con un ancho hasta de 1 cm y contiene minerales que las mantienen abiertas y mantienen la red de poros como se muestra en la figura 27;

Figura 27. Fractura parcialmente mineralizada.



Fuente: SOEDER, D. J. y KAPPEL, W. M. Water resources and natural gas production from the Marcellus Shale. En: U. S. Geological Survey Fact Sheet. 2009 Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 71.

➤ **Permeabilidad.** Para *Marcellus Shale* se “informan valores entre 0.13 y 0.77 milidarcies”⁷⁵, también se “informan valores entre 4 y 216 microdarcies”⁷⁶ y

⁷⁵ ZIELINSKI, R. E. y NANCE, S. W. Physical and chemical characterization of Devonian gas shale, quarterly status report, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 69.

⁷⁶ HILL, D. G., LOMBARDI, T. E. y MARTIN, J. P. Fractured Shale Gas Potential in New York: Northeastern Geology And Environmental Sciences, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 69.

finalmente se “informan valores entre 200 y 400 nanodarcies”⁷⁷. Estos valores lo suficientemente bajos son resultado de la compresión dúctil de la materia orgánica contenida y está fuertemente influenciada por el *geostress* ejercido sobre la roca (una duplicación del estrés de confinamiento neto reduce la permeabilidad de la roca en un 70%).

1.3.4.4 Formación Vaca Muerta. Según Stinco y Barredo⁷⁸ es una unidad gruesa del Jurásico Superior que cubre al menos 25.000 km² que está ubicada en la Cuenca del Neuquén y representa la roca generadora más importante en Argentina. Es una formación denominada *shale* por su contenido de arcillas en donde sus variaciones geológicas y petrofísicas se relacionan con la historia geodinámica de la cuenta fuertemente relacionada con la transición de la reactivación extensional a la relajación térmica.

En promedio, según Stinco y Barredo⁷⁹, la formación se encuentra en profundidades que comprenden aproximadamente entre 6.500 y 13.100 ft y según la Administración de Información Energética de Estados Unidos⁸⁰ (EIA por sus siglas en inglés) tiene 308 Tcf de gas y 16 MMBN de crudo y condensado, de 1.202 Tcf y 270 MMBN de recursos de *shale oil* y *shale gas* ponderados en riesgo.

➤ **Historia.** “En los primeros años de la década del 20 del siglo pasado, el geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver describió en las laderas de la Sierra de la Vaca Muerta, en Neuquén, la presencia de una nueva roca generadora para que en el año 1931 publicó el descubrimiento que llamó Formación Vaca Muerta.”⁸¹

La formación Vaca Muerta, que va de color amarillo a ocre oscuro, hace 150 millones de años (Jurásico) era el fondo del mar. “Por aquel tiempo, la cordillera de los Andes no existía, y el Pacífico invadía lo que hoy es territorio neuquino. Durante millones de años ese lecho marino iba colmándose de sedimentos minerales y restos de gran cantidad de seres vivos, la mayor parte microscópicos. Dichos restos

⁷⁷ ENGELDER, T. Structural geology of the Marcellus and other Devonian gas shales: geological conundrums involving joints, layer-parallel shortening strain, and the contemporary tectonic stress field, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 69.

⁷⁸ STINCO, Luis y BARREDO, Silvia. Vaca Muerta Formation: An Example of Shale Heterogeneities Controlling Hydrocarbon's Accumulations. Unconventional Resources Technology Conference. 2014. p. 1.

⁷⁹ Ibid., p. 5.

⁸⁰ ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION y ESTADOS UNIDOS. DEPARTMENT OF ENERGY. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Arlington: Advanced Resources International, Inc. 2013. p. 219.

⁸¹ SHALE EN ARGENTINA. Vaca Muerta [en línea], 28 de marzo de 2018. Disponible en internet: <http://www.shaleenargentina.com.ar/vaca-muerta>

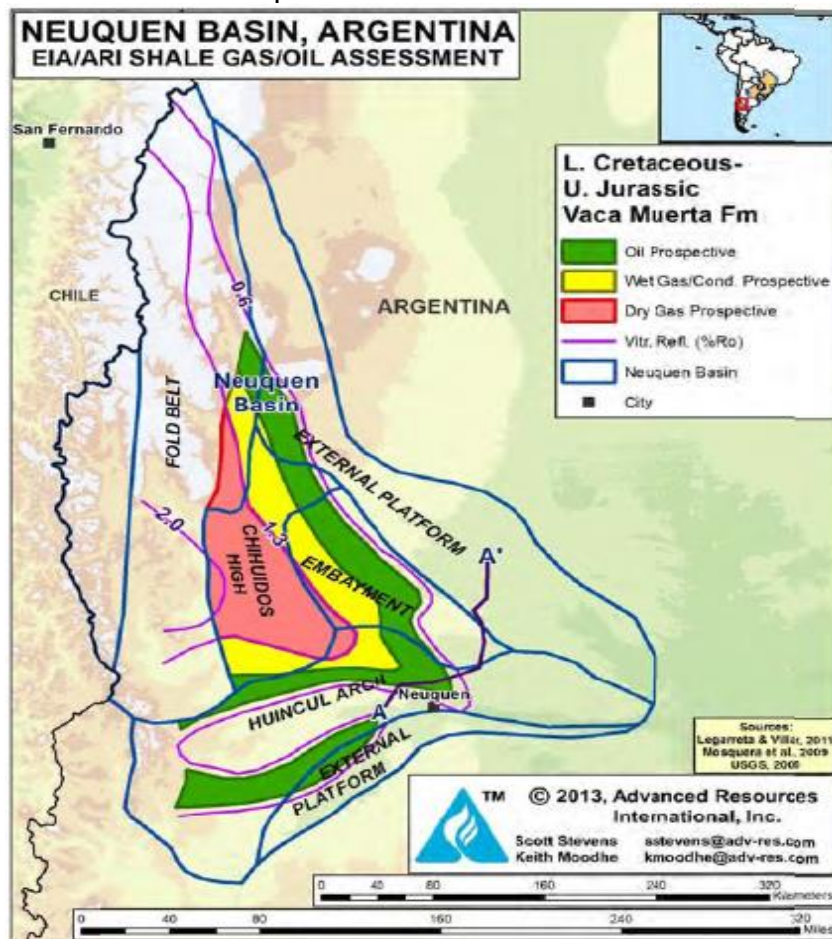
fueron la materia orgánica que, tras “cocinarse” durante millones de años, dieron origen al gas y al petróleo de Vaca Muerta.”⁸²

El desarrollo de la formación Vaca Muerta empezó en el 2011 donde para el año 2015 había 335 pozos en producción y ha sido desarrollada usando pozos hidráulicamente fracturados verticales y horizontales a unas profundidades entre 9000 y 10000 ft en TVD.

➤ **Localización.** La Formación Vaca Muerta está ubicada en América del Sur, en el sudoeste de Argentina y tiene una superficie de 30.000 km², como se muestra en la figura 28;

⁸² Ibid., p. 1.

Figura 28. Mapa de ubicación de la formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquén.



Fuente: ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION y ESTADOS UNIDOS. DEPARTMENT OF ENERGY. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Arlington: Advanced Resources International, Inc. 2013. p. 9.

Comprende a la región extraandina de la provincia de Neuquén, el suroeste de Mendoza, el suroeste de La Pampa y el noroeste de Río Negro. Limitada al sur por el Macizo Nordpatagónico, al noreste por la Payenia y el Sistema de Sierra Pintada o Bloque de San Rafael, y al oeste por la Cordillera Principal y el arco magmático de la Cordillera de los Andes entre los paralelos de 35° y 40° de latitud sur.⁸³

⁸³ ASKENAZI. Op. cit., p. 2.

➤ **Columna estratigráfica.** Según Legarreta y Villar⁸⁴, la Formación Vaca Muerta está compuesta principalmente de lutitas marinas oscuras ricas en materia orgánica y está presente en un intervalo estratigráfico de dos conjuntos de secuencias relacionadas con ciclos de segundo orden desarrollado desde el principio del Tithoniano hasta el Valanginiano Temprano. En la cuenca Neuquén cambia de lutitas basales a carbonatos y clastos marinos poco profundos (Formaciones Quintuco y Loma Montosa) y en el dominio Malargüe está representada por carbonatos estacionarios y cercanos (Formación Chachao)

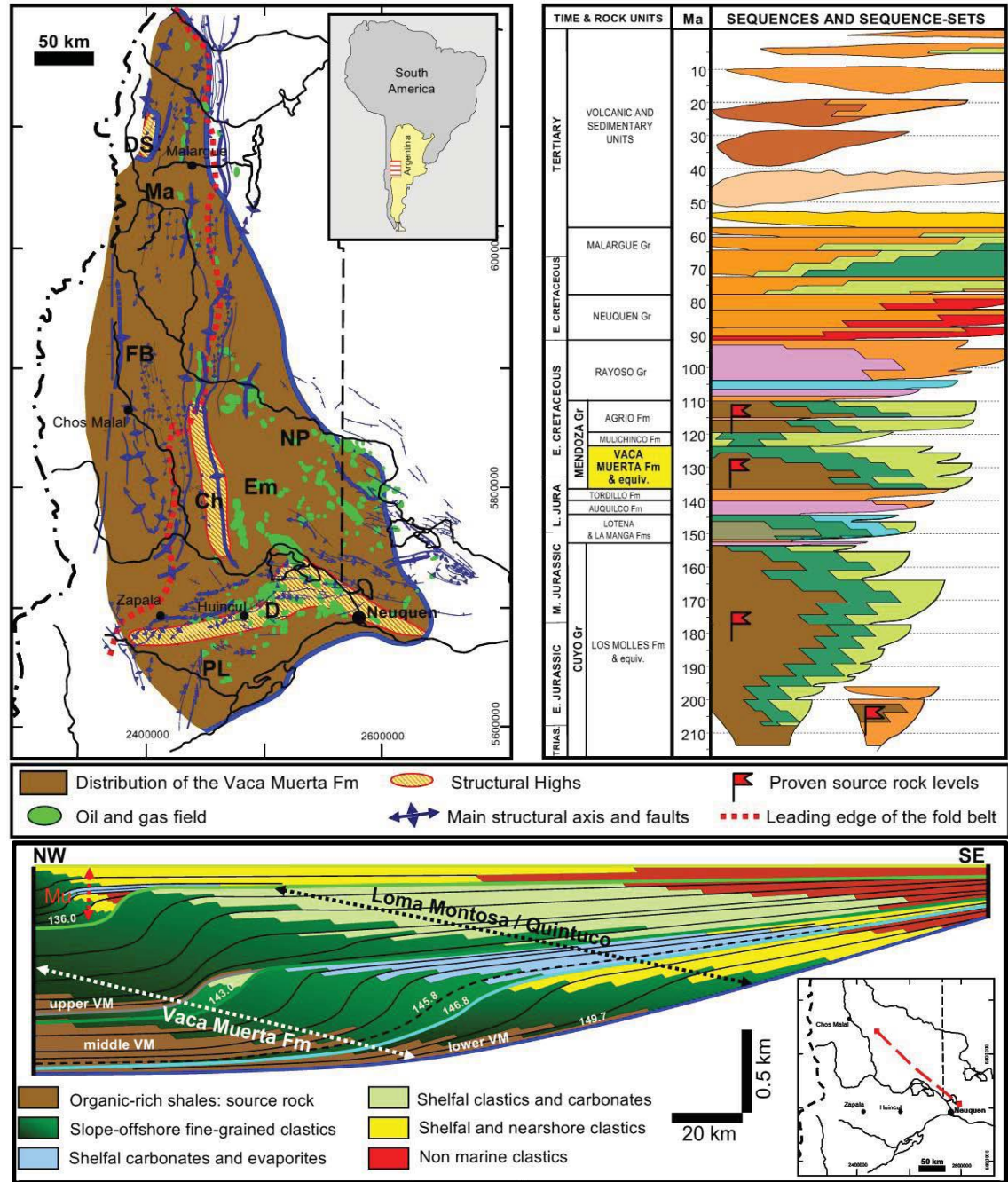
La existencia de *paleohighs* dentro de la cuenca, como Dedos-Silla (DS), Chihuidos (Ch) y Huincul Dorsal han mostrado actividad variable durante Jurásico y Cretácico. Tenían menos hundimientos y actuaban con una tendencia positiva relativamente fuerte durante la acumulación y, por esa razón, se registró una sección muy delgada (o intervalo de condensación) en la parte superior de los máximos. En algunos casos, las discontinuidades entre secuencias o conjuntos de secuencias muestran una relación de truncamiento, que indica una mejora tectónica local. El efecto de este proceso se puede observar a lo largo de diferentes zonas de las tendencias Huincul Dorsal y Dedos-Silla.

Dentro del intervalo Tithoniano Temprano - Cretácico Temprano (149.7-143.0 Ma), se identificaron dos conjuntos de secuencias, cada uno involucrando un período de tiempo de 6 y 7 Ma. Además, el conjunto de secuencias más bajo (149.7-143.0) se puede subdividir en dos intervalos para ilustrar mejor la evolución del relleno sedimentario de la cuenca. La unidad más vieja (149.7-146.8 Ma) comienza con una inundación marina muy rápida representada en toda la cuenca por un nivel de 0.5-1.0 m de ligadura microbiana asociada con la misma muestra de amonita (*Virgatosphinctes mendozanus*). Esta sección basal está superpuesta transitoriamente por al menos tres secuencias deposicionales que muestran una geometría sigmoidea suave. Compuesto predominantemente por clastos estables cercanos a la costa que cambian de cuenca a lutitas oscuras, acumulados en condiciones anóxicas y en el depocentro de Picún Leufú dominado por condiciones euxínicas. En la ladera y la configuración basal, los paquetes de arenisca están presentes como depósitos de baja elevación, algunos de ellos recientemente evaluados dentro del dominio Picún Leufú. Hacia una posición más distal, hay capas finas (menos de 4 cm) de areniscas intercaladas con las lutitas negras.

Se hace alusión a todo lo mencionado anteriormente en la figura 29;

⁸⁴ LEGARRETA, Leonardo y VILLAR, Héctor J. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic – Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics. Unconventional Resources Technology Conference. p. 2 – 4.

Figura 29. Columna estratigráfica generalizada para la Formación Vaca Muerta.



Fuente: LEGARRETA, Leonardo y VILLAR, Héctor J. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic – Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics. Unconventional Resources Technology Conference. p. 2.

➤ **Carbono orgánico total.** Debido a que la formación Vaca Muerta se compone principalmente de lutitas basales que se alternan con margas, según Romero⁸⁵, se considera como la principal roca fuente en la Cuenca Neuquén ya que presenta un TOC que abarca un rango entre 3% y 8% aunque pueden alcanzar picos entre 10% y 12% asociados a rendimientos de pirólisis S2.

Los contenidos de materia orgánica específicos para Formación Vaca Muerta en sus tres miembros se presentan en la figura 30;

Figura 30. Descripción del carbono orgánico total y el tipo de kerógeno para los tres miembros de Vaca Muerta.

Chronostratigraphic Chart (Hardenbol et al, 1997)		Ammonite Zones	Source Rock: TOC and Kerogen Type
VALANGIANIAN	132.0	<i>A. altherstoni</i>	132.5 TOC: 2-4%. Kerogen Type: II; reduced terrigenous influence. Not described in this paper
	137.0	<i>L. riveroi</i> <i>N. wichmanni</i>	136.0
BERRIASIAN	139.5-140.5	<i>S. damesi</i>	Upper VM. TOC: 2-6%, with isolated peaks up to 8%. Kerogen Type: (I)/II
	144.2	<i>A. noduliferum</i>	143.0
TITHONIAN	145.5	<i>S. koeneni</i>	Middle VM. TOC: 4-6%, variable % within thin packages Kerogen Type: (I)/II
	146.8	<i>C. alternans</i> <i>W. internispinosum</i> <i>A. proximus</i>	146.8
	148.0	<i>P. zitteli</i>	Lower VM. TOC: 6-8%, 12% max. Kerogen Type: (I)/II; locally restricted type II-S facies in Picun Leufu depocenter. VKA: high-quality amorphous
	150.7	<i>V. mendozanus</i>	

Fuente: LEGARRETA, Leonardo y VILLAR, Héctor J. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic – Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics. Unconventional Resources Technology Conference. p. 3.

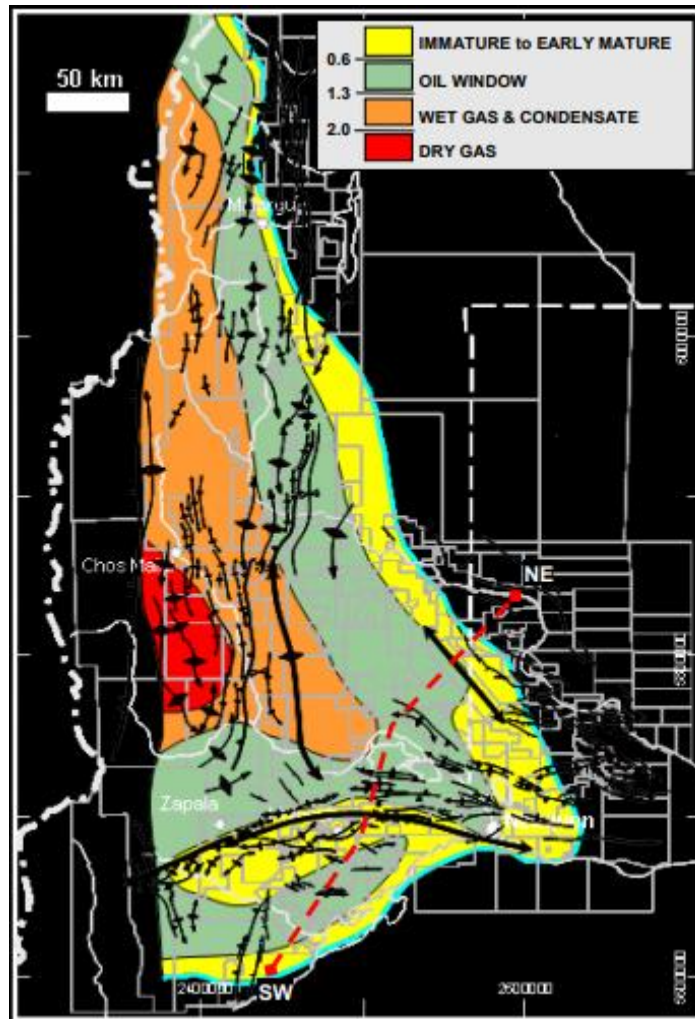
➤ **Tipo de materia orgánica.** Según Villar *et al*,⁸⁶ el kerógeno de la formación Vaca Muerta responde a un tipo II rico que involucra un componente marino algal fuerte con condiciones anóxicas de depositación y contiene kerógeno tipo II-S en el área sur de la Dorsal Huincul, el cual es rico en azufre, acumulado en ambientes marinos, restringidos y euxínicos (medio caracterizado por la presencia de grandes volúmenes de agua “estancada”, desoxigenada y en condiciones reductoras).

⁸⁵ ROMERO SARMIENTO, María Fernanda, *et al.* Geochemical and petrophysical source rock characterization of the Vaca Muerta Formation, Argentina: Implications for unconventional petroleum resource estimations. International Journal of Coal Geology. p. 29.

⁸⁶ VILLAR, Héctor, *et al.* Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. En: Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (6: Noviembre, 2005: Mar del Plata, Argentina). Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. p. 6 – 7.

➤ **Madurez de la materia orgánica.** La Formación Vaca Muerta (roca fuente extremadamente prolífica), con madurez termal medida por la reflectancia de vitrinita, según Herrero, Maschio y Maria⁸⁷, está en unos rangos entre 0.5% y 3%; contiene todas las ventanas de fluido que se elevan desde el aceite negro hasta el gas seco como se muestra en la figura 31;

Figura 31. Ventanas de fluido de la formación Vaca Muerta.



Fuente: LEGARRETA, Leonardo y VILLAR, Héctor. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources, Argentina Basins. American Association of Petroleum Geologists, 2011. p. 11.

⁸⁷ HERRERO, F., MASCHIO, L. y MARIA, S. Production Analysis and Forecasting of Vaca Muerta Shale Wells in Argentina: Case History-Based. Unconventional Resources Technology Conference. p. 2.

➤ **Porosidad.** En la formación Vaca Muerta según Askenazi, *et al*,⁸⁸ se determinan valores de porosidad entre 4% a 12% a lo largo de la cuenca (en laboratorio), y con un perfil vertical los valores de porosidad varían entre 8% y 12% en las secciones inferior y media de la formación disminuyendo progresivamente hacia la sección superior con unos valores entre 4% y 12%.

➤ **Permeabilidad.** Según Stinco y Barredo⁸⁹ la permeabilidad de la formación Vaca Muerta está en un rango entre 10^{-7} y 10^{-2} mD, donde los bajos datos derivan de la historia deposicional, la mineralogía resultante y las condiciones químicas y todas ellas limitadas por variaciones tectónicas, eustáticas y climáticas.

1.3.5 Formación La Luna. Según la EIA⁹⁰ aflora principalmente en la Cuenca Valle Medio del Magdalena donde ocupa un área de 6.200 km². Según Casadiego y Ríos⁹¹ es un sistema clásico de *shale* en el que la roca es fuente, reservorio y sello, depositada en un ambiente marino subóxico de aguas profundas y es considerada la principal roca fuente de hidrocarburos en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. La Formación La Luna se puede describir litológicamente como consistente en lutitas calcáreas de color gris oscuro a negro con cantidades variables de calizas intercaladas y en algunos lechos finos de sílex, que contiene tres miembros importantes que se pueden describir a continuación según Bernal⁹² (Miembro Salada, Miembro Pujamana y Miembro Galembo) y como se muestra en la figura 32;

⁸⁸ ASKENAZI. Op. cit., p. 5.

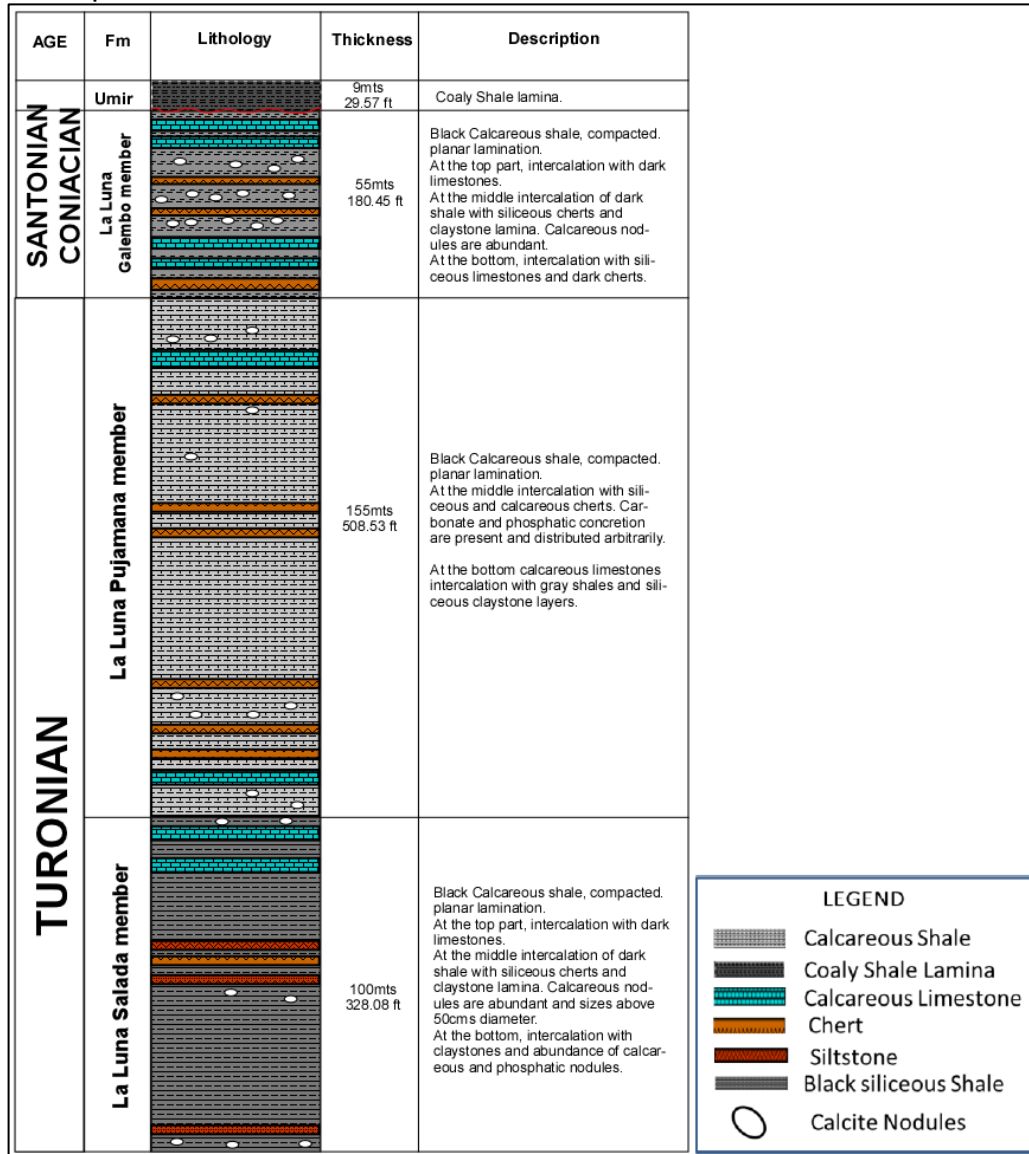
⁸⁹ STINCO. Op. cit., p. 12.

⁹⁰ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Washington, D.C. Septiembre 2015. p. 11.

⁹¹ CASADIEGO QUINTERO, Efraín. y RÍOS REYES, Carlos Alberto. Lithofacies analysis and depositional environment of The Galembo member of La Luna Formation. CT&F (Ciencia, Tecnología y Futuro). 2016. p. 38.

⁹² BERNAL RODRÍGUEZ, Luis Ángel. Caracterización Estratigráfica y Petrográfica de la Formación La Luan en el Sector de El Tablazo, Valle Medio del Magdalena. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. 2009. p. 2.

Figura 32. Columna estratigráfica de la Formación La Luna con descripción de sus tres miembros.



Fuente: TORRES, E., *et al.* Characterization of the Cretaceous La Luna Formation as a shale gas system, Middle Magdalena Basin, Colombia. Conoco Phillips School of Geology & Geophysics.

Al momento de realizar la caracterización detallada de los miembros de la Formación La Luna, se tuvo en cuenta el pozo Infantas-1613 que se encuentra localizado en la cuenca Valle Medio del Magdalena “a lo largo de la porción central

del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes colombianos”⁹³.

1.3.5.1 Miembro Salada. Son *shales* limosos laminados con ocasionales capas delgadas de caliza negra de grano fino con abundantes trazas de pirita, está en una edad de Turoniano Temprano y a manera de contactos se tiene que descansa sobre la Formación El Salto y es infrayacente al Miembro Pujamana.

En este miembro, según Torres *et. al.*⁹⁴, el kerógeno responde a un tipo I y tipo II y así mismo contiene kerógeno tipo II-S que indica una materia orgánica marina propensa al petróleo y al gas, con algo de azufre.

Los valores de las propiedades de la roca de este Miembro de la Formación La Luna se presenta en la tabla 2 y se ilustran en la figura 33;

Tabla 2. Caracterización del Miembro Salada de la Formación La Luna en el pozo Infantas-1613.

POROSIDAD	PERMEABILIDAD	TOC	KERÓGENO
4,80%	0,577 mD	6,50%	20,82%

Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 60.

1.3.5.2 Miembro Pujamana. Son *shales* calcáreos en capas delgadas de color gris a negro, “muy fisibles con concentraciones de material cristalino” (*sic*)⁹⁵ que se sedimentó durante el periodo Turoniano Tardío a Coniaciano Temprano. Según Torres *et. al.*⁹⁶, en este miembro el kerógeno responde a un tipo II y a un tipo III.

Los valores de las propiedades de la roca de este miembro de la Formación La Luna se presenta en la tabla 3 y se ilustran en la figura 33;

Tabla 3. Caracterización del Miembro Pujamana de la Formación La Luna en el pozo Infantas-1613.

POROSIDAD	PERMEABILIDAD	TOC	KERÓGENO
4,50%	0,074 mD	2,70%	7,59%

Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 60.

⁹³ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 25.

⁹⁴ TORRES, Emilio, *et al.* Unconventional Resources Assesment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. American Association of petroleum Geologists. 2015. p. 7.

⁹⁵ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit., p. 40.

⁹⁶ TORRES, Emilio, *et al.* Op. cit., p. 7.

1.3.5.3 Miembro Galembo. Son *shales* calcáreos con intercalaciones de calizas arcillosas, intercalaciones comunes de chert negro. La edad incluye desde el periodo Coniaciano Temprano hasta el Santoniano y descansa concordante sobre el Miembro Pujamana y es infrayacente a la Formación Umir. Según Torres *et. al.*⁹⁷, el kerógeno de este miembro responde a un tipo I y un tipo II.

Los valores de las propiedades de la roca de este Miembro de la Formación La Luna se presenta en la tabla 4 y se ilustran en la figura 34;

Tabla 4. Caracterización del Miembro Galembo de la Formación La Luna en el pozo Infantas-1613.

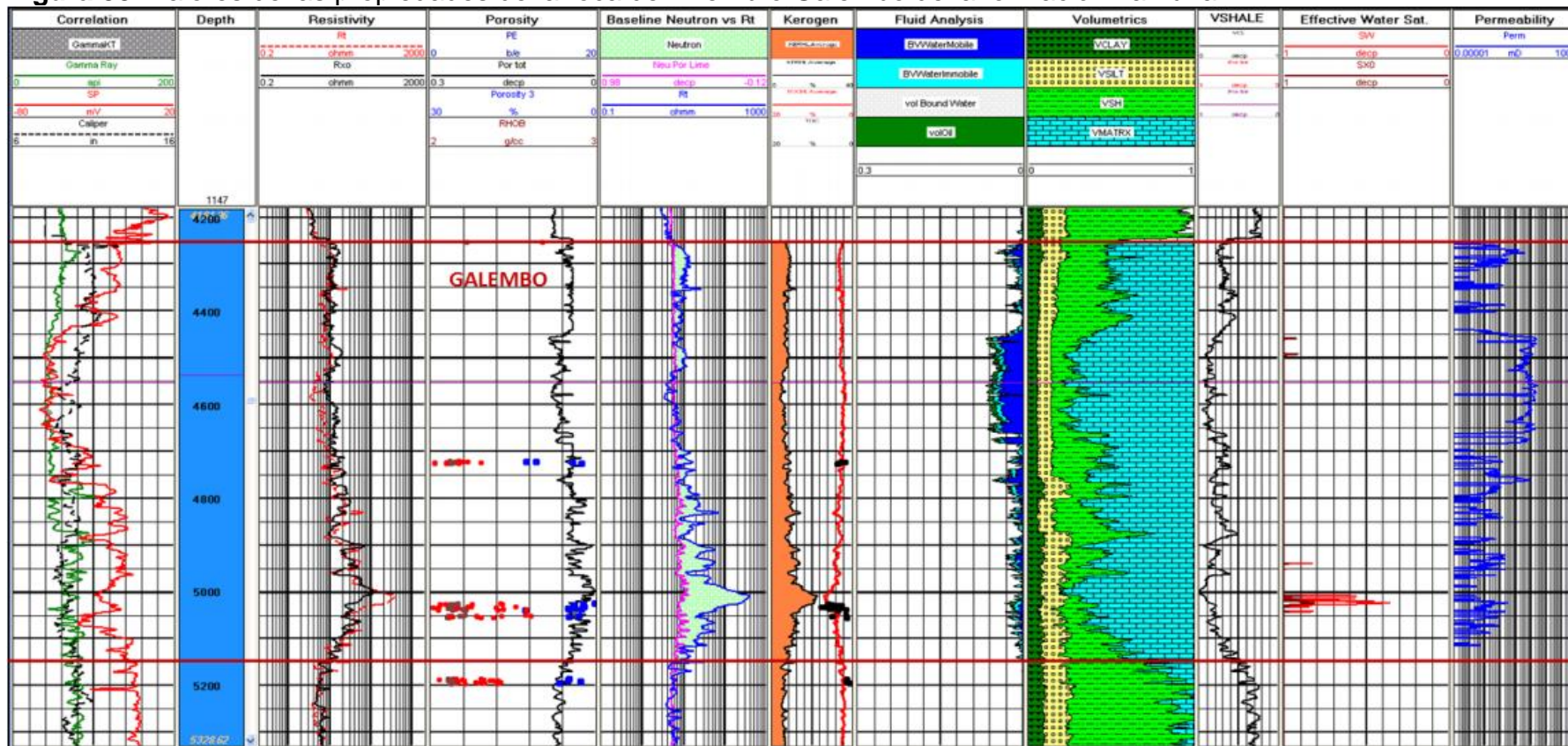
POROSIDAD	PERMEABILIDAD	TOC	KERÓGENO
4,20%	0,117 mD	2,70%	7,78%

Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 60.

En la tabla 5 se muestra la comparación de las propiedades geoquímicas, petrofísicas y a su vez de las profundidades de Barnett Shale, Eagle Ford Shale, Marcellus Shale y la Formación Vaca Muerta con la Formación La Luna como finalización de este capítulo.

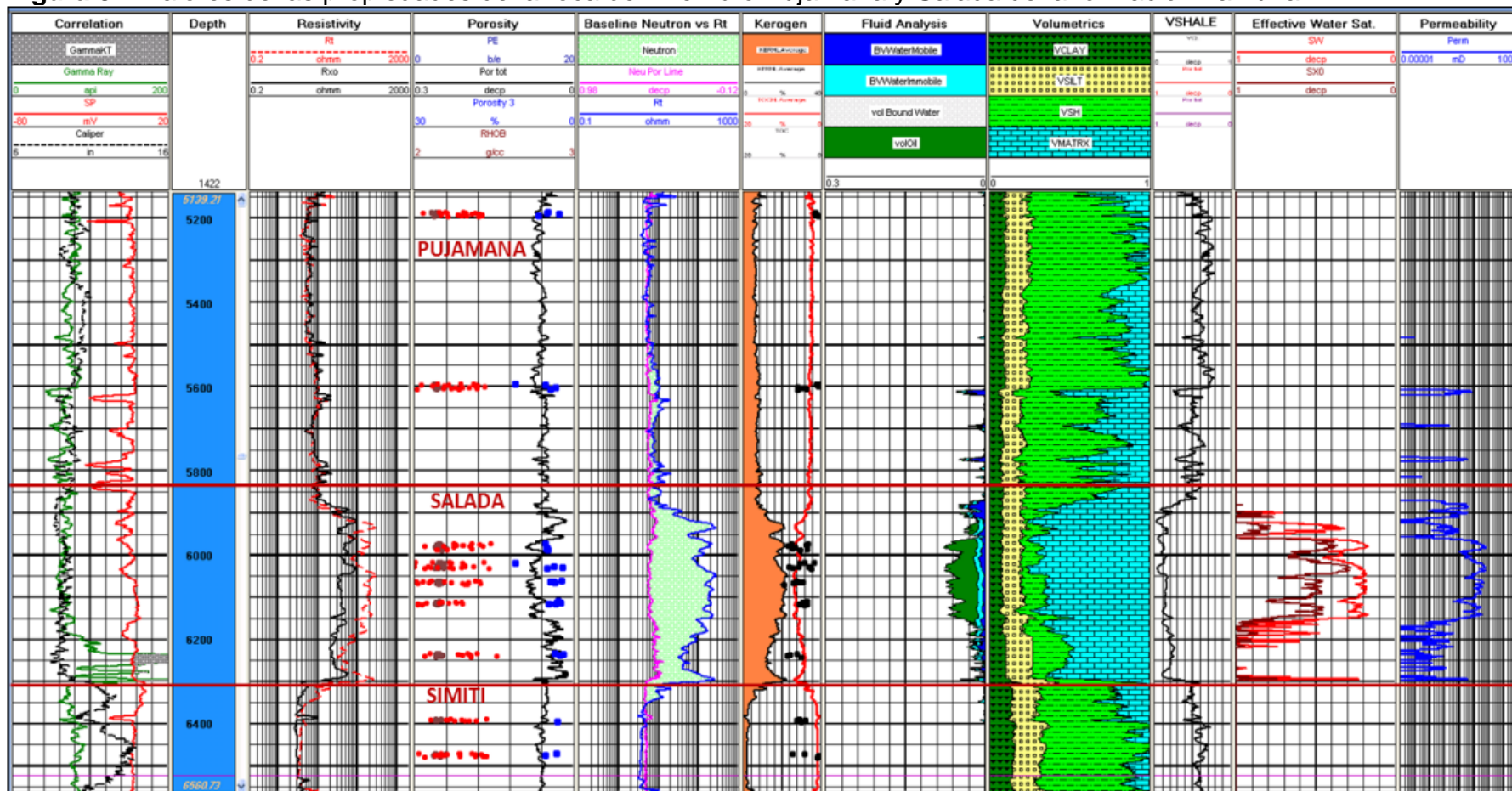
⁹⁷ TORRES, Emilio, *et al.* Op. cit., p. 7.

Figura 33. Valores de las propiedades de la roca del miembro Galembó de la formación La Luna.



Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 60.

Figura 34. Valores de las propiedades de la roca del miembro Pujamana y Salada de la formación La Luna.



Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 61.

Tabla 5. Comparación geoquímica, petrofísica y de profundidades.

	BARNETT SHALE	EAGLE FORD SHALE	MARCELLUS SHALE	FORMACIÓN VACA MUERTA	FORMACIÓN LA LUNA		
					Salada	Pujamana	Galembo
Área (km ²)	72.500	–	114.000	25.000	6.215*		
TOC (%)	2 – 6	2 – 12	2 – 10	3 – 8	6,5	2,7	2,7
Materia Orgánica	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II	Tipo II Tipo III	Tipo II-S	Tipo I Tipo II Tipo II-S	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II
Madurez (%)	0,7 – 1,7	0,45 – 1,4	0,5 – 1,25	0,5 – 3	–	–	–
Porosidad (%)	3 – 6	8 – 12	6 – 10	4 – 12	4,8	4,5	4,2
Permeabilidad (mD)	0,02 – 0,1 7x10 ⁻⁵ – 5x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵ – 1x10 ⁻³	2x10 ⁻⁴ – 0,77	1x10 ⁻⁵ – 1x10 ⁻³	0,577	0,074	0,117
Rango de profundidad (ft)	4.000 8.500	5.000 12.000	2.000 10.000	6.500 13.100	9.181 9.576	8.594 9.181	7.566 8.594

Fuente: Elaboración propia.

* U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Washington, D.C. Septiembre 2015. p. 11.

2. PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE SHALE

En Barnett Shale, al año 1980, se realizaba la perforación de pozos verticales (recolección de datos) acompañados de pozos horizontales (evaluación de los diseños de fracturas hidráulicas) y al año 2007 los pozos se completaban realizando de 4 a 8 etapas de fracturas. Por otra parte, para el año 2012 en Marcellus Shale, los pozos se completaban con más de 20 etapas de fracturas. Este cambio se dio gracias al aumento en los trabajos de exploración y desarrollo permitiendo acceder a mayores volúmenes en los yacimientos no convencionales de *shale*.

En efecto, la perforación y completamiento para los yacimientos no convencionales de *shale* se ha tomado más de 30 años para avanzar tecnológicamente, así como también avanzar en un entorno fiscal, regulatorio y de infraestructura.

2.1 ESTRATEGIAS DE PERFORACIÓN

Los yacimientos no convencionales de *shale* tienen una naturaleza única por lo tanto requieren de un tratamiento único, lo que plantea desafíos tecnológicos al momento de abordar las incertidumbres geológicas presentes en la variación de la producción y por ende en la viabilidad económica. Según Gupta *et al*⁹⁸ las principales oportunidades de mejora en costo/beneficio para la explotación de este tipo de yacimientos, se presentan en el uso de herramientas avanzadas para la caracterización de yacimientos, así como en la tecnología de punta usada en las operaciones de perforación como de conectividad.

2.1.1 Perforación de pozos no convencionales. La perforación de yacimientos no convencionales de *shale* requiere según Gupta *et al*⁹⁹ el entendimiento a fondo del yacimiento, la arquitectura del pozo, los costos asociados, los requerimientos de la torre de perforación, la cementación y la planificación para la optimización de la eficiencia de la perforación.

2.1.1.1 Entendimiento del yacimiento. La adquisición de datos varía durante de las etapas de evaluación y exploración de los yacimientos no convencionales de *shale* y esto depende de la heterogeneidad y la complejidad geológica de los mismos. En consecuencia de esto, se podrán tomar las mejores decisiones con respecto a la ubicación del pozo, la estimulación y el diseño de completamiento.

El entendimiento a fondo del yacimiento podrá optimizar la construcción del pozo con los requisitos de registro para el programa de perforación.

⁹⁸ GUPTA, Rajdeep, *et al*. Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 492.

⁹⁹ *Ibid.*, p. 493.

- ✓ Variaciones de mineralogía: afectan las propiedades geomecánicas del yacimiento.
- ✓ Variaciones en el TOC, la distribución vertical, el tipo de kerógeno y la madurez: afectan el tipo de hidrocarburos que se producirán y el espesor neto del intervalo de la lutita rica en materia orgánica.
- ✓ Variaciones en la red de fracturas y en el régimen de esfuerzos.
- ✓ Variación regional en las propiedades del yacimiento para la identificación de *sweet spots*.

2.1.1.2 Arquitectura del pozo. Se tienen en cuenta las siguientes observaciones para los pozos horizontales según Gupta *et al*¹⁰⁰:

- ✓ La perforación de pozos se realiza en dirección normal al esfuerzo máximo principal, aunque en algunas áreas esto se puede modificar para maximizar la ubicación de los pozos.
- ✓ La construcción del ángulo está entre 8°/100 ft.
- ✓ Los rangos de las secciones horizontales están entre 3.000 a 6.000 ft en pozos de gas y entre 7.000 a 10.000 ft en pozos de petróleo. Usar secciones más largas puede significar un mayor riesgo de encontrar con un problema geológico (falla, karst o agua) al iniciar la fractura lo que puede causar la pérdida del pozo.
- ✓ El fluido de perforación pasa a ser un fluido base aceite antes de perforar la desviación junto con la sección horizontal.
- ✓ Para perforar la sección vertical del pozo se usan generalmente motores de desplazamiento positivo (*positive displacement motors*) y muchas veces se utilizan para perforar la desviación junto con la sección horizontal, cuando el presupuesto de la operación no permite la implementación de otro tipo de motores, aunque pueda ser un desafío por el control de la cara de la herramienta (*tool face*) y a los problemas de arrastre.
- ✓ Generalmente para las secciones horizontales se utiliza un sistema rotativo direccional (*rotary steerable system*) debido a la información *near-bit* que ésta disponible y la capacidad de dirección automática.
- ✓ Utilización de brocas compactas de diamante policristalino (PDC).

2.1.1.3 Requerimientos de la torre de perforación y costos asociados. Al comienzo del desarrollo de yacimientos no convencionales de *shale*, en una locación las torres de perforación contaban con equipos flexibles que incluían *top drives*, motores AC, manejo automatizado de tuberías, menos personal y la capacidad de manipular, mover y armar en menor tiempo las plataformas.

“El uso de pozos multilaterales como una estrategia de perforación redujo el impacto ambiental, minimizó los costos en superficie, proveyó mejor eficiencia, proporcionó

¹⁰⁰ Ibid., p. 493.

un mejor drenaje del yacimiento, redujo costos de transporte, redujo del tiempo de inactividad y redujo el tiempo de perforación entre pozos”.¹⁰¹

2.1.1.4 Cementación. Es el proceso, de acuerdo a Gupta *et al*¹⁰² de adición de agua (fluido mixto: agua más aditivos) con cemento seco para preparar la lechada (*slurry*) que será bombeado dentro de la tubería, subirá por el anular gracias a un equipo de alta presión y con una bomba triplex se posicionará entre el hueco abierto y el *casing*.

Este proceso empieza con la recolección de información que incluye profundidades, tamaño del hueco y la temperatura estática de fondo y cuando esté disponible, comprender la permeabilidad, la porosidad, el tipo de formación y el tipo de fluidos de perforación. Con base en estos datos se podrán determinar las temperaturas circulantes y las tasas de asentamiento para garantizar las presiones.

2.1.1.5 Planificación de la perforación. La calidad de la planificación previa a la perforación del pozo, según Gupta *et al*¹⁰³ influye en el costo de la operación y en la recuperación final de los hidrocarburos, por lo tanto, se hace necesario un enfoque integrado para identificar oportunidades de mejorar el rendimiento, garantizando la disponibilidad de datos de yacimientos, geología, geomecánica y condiciones de fondo de pozo.

Cada yacimiento no convencional de *shale* necesita un tratamiento único en términos de disposición y estabilidad de pozo, torque y arrastre, tasas de construcción e incertidumbres geológicas, entre otros. La perforación de éstos generalmente presenta desafíos que afectan el objetivo general de optimizar los costos de perforación.

2.1.2 Herramientas de desviación. Como requerimiento para los sistemas de perforación en los yacimientos no convencionales de *shale*, como dice Gupta *et al*¹⁰⁴ son usadas las herramientas de desviación (perforación direccional) para desviar la trayectoria del pozo desde la sección vertical hasta el rumbo de dirección deseado.

2.1.2.1 Motores convencionales¹⁰⁵. Los motores de desplazamiento positivo (PDM por sus siglas en inglés) son usados para perforar las trayectorias horizontales debido a su disponibilidad y rentabilidad inherentes. La generación de energía mecánica se da mediante la circulación del fluido de perforación a través de sus componentes.

¹⁰¹ Ibid., p. 493.

¹⁰² Ibid., p. 494.

¹⁰³ Ibid., p. 495.

¹⁰⁴ Ibid., p. 497.

¹⁰⁵ Ibid., p. 497.

Los motores de desplazamiento positivo están compuestos por una válvula de flotador opcional (actúa como una válvula cheque previniendo el contraflujo dentro de la cavidad del motor cuando está operando en el pozo), una sección de poder, un eje flexible (*flexible shaft*) y el ensamblaje de los cojinetes.

La sección de poder está hecha de un rotor y un estator (tiene un lóbulo más que el rotor), y es aquí donde la energía hidráulica de los fluidos de perforación es convertida en energía mecánica que aporta el torque, la velocidad de la broca y genera calor residual. Están disponibles en una variedad de torque, RPM y rangos de eficiencia. El fluido bombeado a través de la sarta de perforación desplaza el rotor dentro de las cavidades progresivas del estator, lo que obliga al rotor a girar. Las características mecánicas de un motor de desplazamiento positivo significan que la cantidad de lóbulos de rotor o estator aumenta, las RPM y la eficiencia mecánica disminuyen, pero la salida de torque aumenta.

El eje flexible (*flexible shaft*) conecta el extremo inferior del rotor al extremo superior del *drive sub* y transmite la potencia generada por el módulo de potencia a través del *drive sub* hacia la punta.

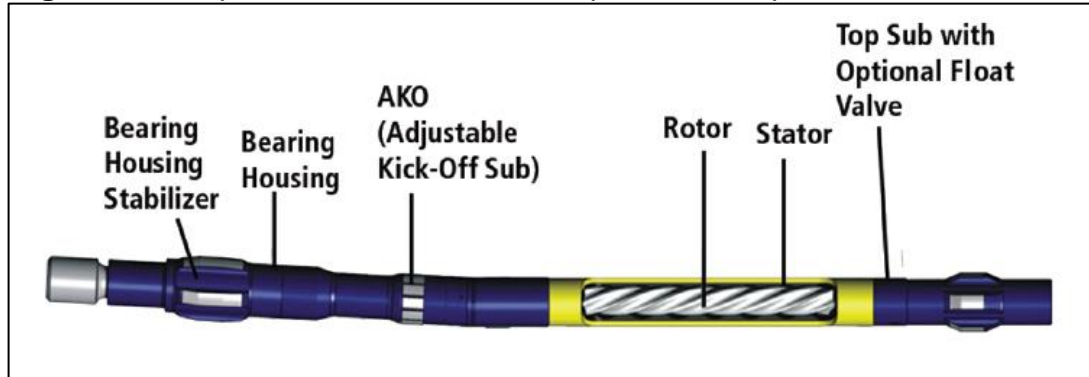
“El ensamblaje de los cojinetes consiste en una serie de bolas y carreras diseñadas para acomodar los pesos altos de fondo de pozo requeridos para penetrar la formación, junto con los cojinetes radiales superior e inferior que soportan la fuerza lateral. Estos componentes lubricados con lodo soportan el *drive sub* que entrega la potencia a la broca en forma de velocidad de rotación y torque.”¹⁰⁶

En general los motores de desplazamiento positivo funcionan de manera eficaz con cualquier tipo de medios de perforación y con cualquier peso de lodo (agua, agua salada, aceite base, emulsión de aceite, fluidos con alta viscosidad, fluidos que contienen material de pérdida de circulación y fluidos compresibles).

El esquema general de los motores de desplazamiento positivo se muestra en la figura 35;

¹⁰⁶ Ibid., p. 498.

Figura 35. Esquema de un motor de desplazamiento positivo.



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 499.

El diseño del motor es modular en construcción. Los sistemas de motor de desplazamiento positivo difieren principalmente en el módulo de potencia utilizado. Dependiendo de la aplicación requerida, los diversos conjuntos modulares se pueden modificar o reemplazar permitiendo que la geometría del motor se construya para aplicaciones específicas.

2.1.2.2 Sistemas rotativos direccionales (*Rotary Steerable Systems - RSS*)¹⁰⁷.

Estos sistemas son utilizados en la perforación de pozos direccionados porque tienen una capacidad de evaluación de formación de alto nivel, lo que puede eliminar la necesidad del uso de programas de registro *wire line*.

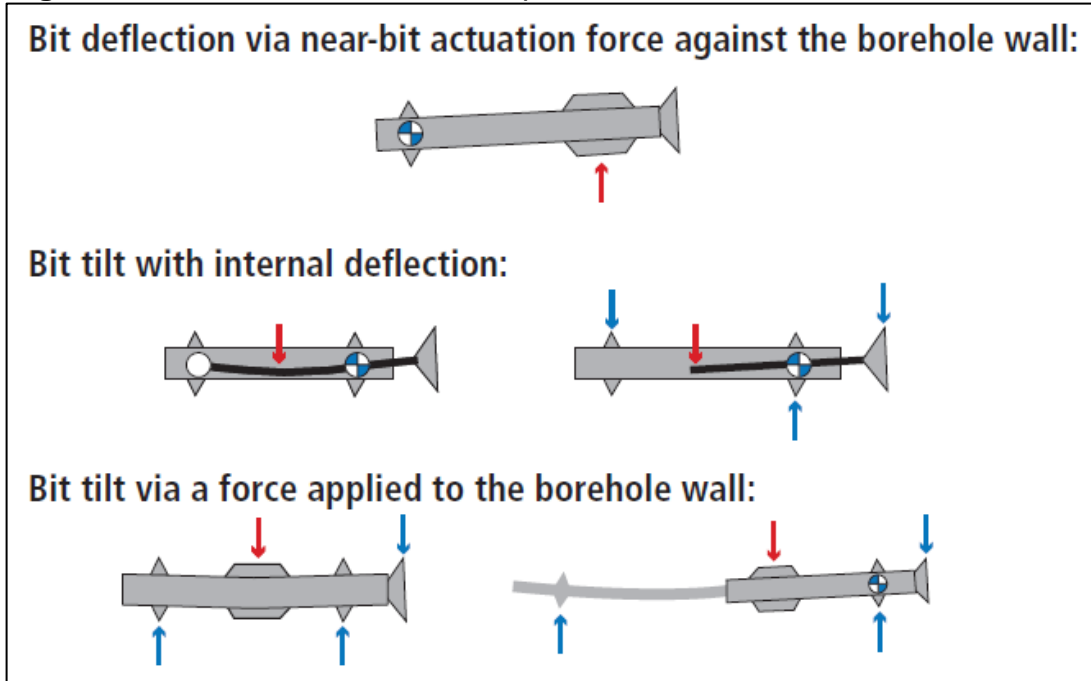
Los RSS emplean el uso de equipos especializados de fondo de pozo lo que reemplaza las herramientas direccionales convencionales. Generalmente son programados por el ingeniero enviando comandos utilizando equipos de superficie (empleando fluctuaciones de presión en la columna de lodo) a lo que la herramienta responde y dirige gradualmente la dirección deseada, es decir, es una herramienta diseñada para perforar direccionalmente con rotación continua desde la superficie.

Los métodos utilizados para dirigir la dirección del pozo se dividen en "*push the bit*" que utilizan cojinetes en el exterior de la herramienta que presionan contra la pared del hueco, recreando el efecto de palanca que hace apuntar la broca en dirección contraria, y "*point the bit*", apunte en la dirección deseada por medio de un eje central que se deflecta dentro de una camisa que no gira.

Los ejemplos de diferentes desviaciones de las brocas para sistemas rotativos direccionales se muestran en la figura 36;

¹⁰⁷ Ibid., p. 499.

Figura 36. Diferentes de las brocas para RSS.



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 499.

Esta tecnología reduce la tortuosidad en geometrías complejas permitiendo tener un mejor control sobre la trayectoria del pozo. La rotación continua del *drill pipe* da como resultado un mejor rendimiento hidráulico y un pozo de trayectoria más suave lo que permite que se reduzcan los problemas de pegas de tubería.

Para la optimización de la perforación hay dos características principales de estos sistemas, la primera es la rotación continua mientras direcciona y la segunda es el control de dirección altamente automatizado dando como resultado un aumento en el área aprovechada de producción y permitiendo los cambios de dirección fáciles hacia el objetivo a través de comandos de superficie ofreciendo una mejor estabilidad del pozo y un máximo contacto con el yacimiento.

2.1.2.3 Servicios *measurement while drilling (MWD)*¹⁰⁸. Estos servicios admiten la transmisión confiable de datos de fondo de pozo a la superficie lo que permite tomar decisiones en tiempo real que reducirán los tiempos no productivos. Estas mediciones incluyen tomar *surveys* direccionales, medir cantidades de rayos gamma naturales, medir la dinámica de perforación, las temperaturas y la presión anular.

¹⁰⁸ Ibid., p. 500.

Las aplicaciones de MWD incluyen el posicionamiento geográfico del pozo, la navegación del yacimiento y la optimización de la perforación. Las herramientas MWD transmiten mediciones en tiempo real a la superficie con el uso de diferentes métodos de transmisión de información como:

- ✓ Alcance corto: pulso electromagnético y sarta de perforación acústica
- ✓ Alcance medio: *coiled tubing (E-line)*
- ✓ Alcance alto: pulso de lodo y tubería con cable (*intelligent wired pipe*)

2.1.3 Brocas. Para la perspectiva de la perforación direccional, como dice Gupta *et al*¹⁰⁹, la elección de la broca es tan crítica como la selección de cualquier otro componente en el diseño del pozo y se eligen basándose en el tipo de formación y su dureza.

2.1.3.1 Brocas *roller cone*¹¹⁰. Se componen de tres *rollers* cónicos con dientes hechos de un material fuerte (carburo de tungsteno) y se utilizan para maximizar la eficiencia de la perforación.

Las brocas *roller cone* se muestran en la figura 37;

¹⁰⁹ Ibid., p. 501.

¹¹⁰ Ibid., p. 501.

Figura 37. Esquema de las brocas *roller cone*.



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 503.

La estructura de corte de las brocas varía de acuerdo a la formación. Las brocas en formaciones blandas tendrán dientes sobresalientes más largos en forma de cincel y ampliamente dispuestos, las brocas de formaciones medias tendrán dientes más cercanos y se reducirá su protuberancia y las brocas para formaciones duras tendrán dientes muy cortos y están juntos.

2.1.3.2 Brocas PDC¹¹¹. Estas brocas no tienen partes móviles y su mecánica de corte es mediante cizallamiento y arrastre. Sus principales características se basan en hojas separadas con cortadores de diamante, alta duración por la ausencia de partes móviles y su buen trabajo para operaciones con torques altos y bajas velocidades.

Los *dogleg severity* que se pueden alcanzar dependen de la longitud efectiva lateral de la broca, la efectividad del perfil, la capacidad de corte lateral y el plano de corte. Por otra parte, el peso sobre la broca o la habilidad de flexionar el BHA se determina por la cantidad de torque requerida para que la broca gire efectivamente.

¹¹¹ Ibid., p. 502.

El esquema general de una broca PDC se muestra en la figura 38;

Figura 38. Broca PDC.



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 503.

2.1.3.3 Brocas Talon 3D PDC¹¹². Permiten el incremento de la eficiencia mecánica, hidráulica y operacional sin comprometer la estabilidad de la broca y del BHA al momento de perforaciones rápidas y longitudes de sección más largas.

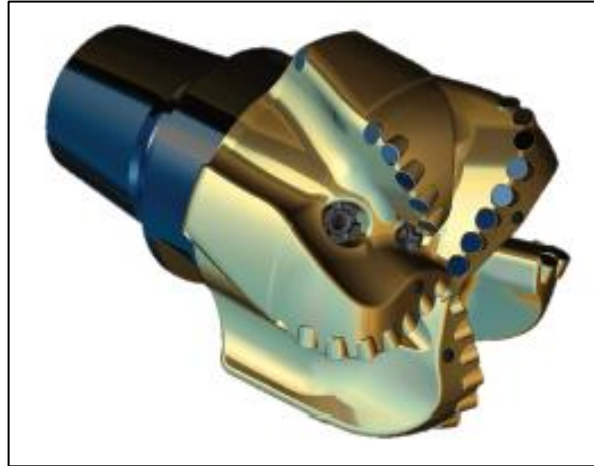
Esta broca fue diseñada para mejorar la eficiencia hidráulica y para proveer una vida útil más larga en formaciones difíciles, especialmente en entornos *shale-play* con las siguientes características:

- ✓ El volumen y la geometría optimizados de los *junk slot* brindan eficiencia hidráulica en situaciones de baja potencia por pulgada cuadrada (HSI).
- ✓ Cortadores específicos de la broca adaptados a la formación y operación para mejorar la eficacia de corte y evaluación.
- ✓ El material resistente y los cortadores pulidos aumentan la durabilidad.
- ✓ Mejora la eficiencia general de la perforación mediante la reducción de la acumulación de cortes a través de los cortadores pulidos.
- ✓ Aumenta la tasa de acumulación y mejora la capacidad de dirección, cuando la broca se acerca al punto de desviación.

De acuerdo a todas las características nombradas, el esquema general de una broca *Talon 3D PDC* se muestra en la figura 39;

¹¹² Ibid., p. 502.

Figura 39. Broca *Talon 3D* PDC.



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 503.

2.1.3.4 Brocas impregnadas con diamante sintético (*Impreg*)¹¹³. Estas brocas son un tipo de brocas PDC y se caracterizan porque requieren velocidades de rotación mayores a 500 rpm debido al bajo control de profundidad de corte (*depth-of-cut*) y se utilizan generalmente en areniscas y en calizas y lutitas muy duras.

El esquema básico de estas brocas se presenta en la figura 40;

¹¹³ Ibid., p. 502 – 503.

Figura 40. Brocas *impreg.*



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* *Drilling Systems for Unconventionals*. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. *Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development*. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 504.

2.1.4 Fluidos. En general, según Gupta *et al*¹⁴, es importante considerar las ventajas de utilizar un fluido avanzado por su alto impacto en el éxito de la construcción del pozo y a su vez considerar las reglamentaciones ambientales locales y las instalaciones para tratar y reutilizar los fluidos.

La alta sensibilidad ambiental de las operaciones de los yacimientos de lutita ha determinado la utilización de los lodos base agua para ofrecer un rendimiento superior, reducir el impacto ambiental y reducir los costos de *disposal*.

Para el diseño y la selección de los sistemas de fluidos de perforación se debe tener en cuenta:

- ✓ Limpieza adecuada del pozo.
- ✓ Estabilidad de arcillas en la formación.
- ✓ Estabilidad del pozo (Estabilidad de la lutita - reactividad, *sloughing*, *breakout* y pérdidas de circulación).
- ✓ Reducción de arrastre y *stuck-pipe*.
- ✓ Tasa de penetración mejorada.

¹⁴ *Ibid.*, p. 503 – 504.

- ✓ Lubricación suficiente (Secciones horizontales largas, trayectos tortuosos, limitaciones de la plataforma, corridas de *casing* y *balling*).
- ✓ Seguridad ambiental.

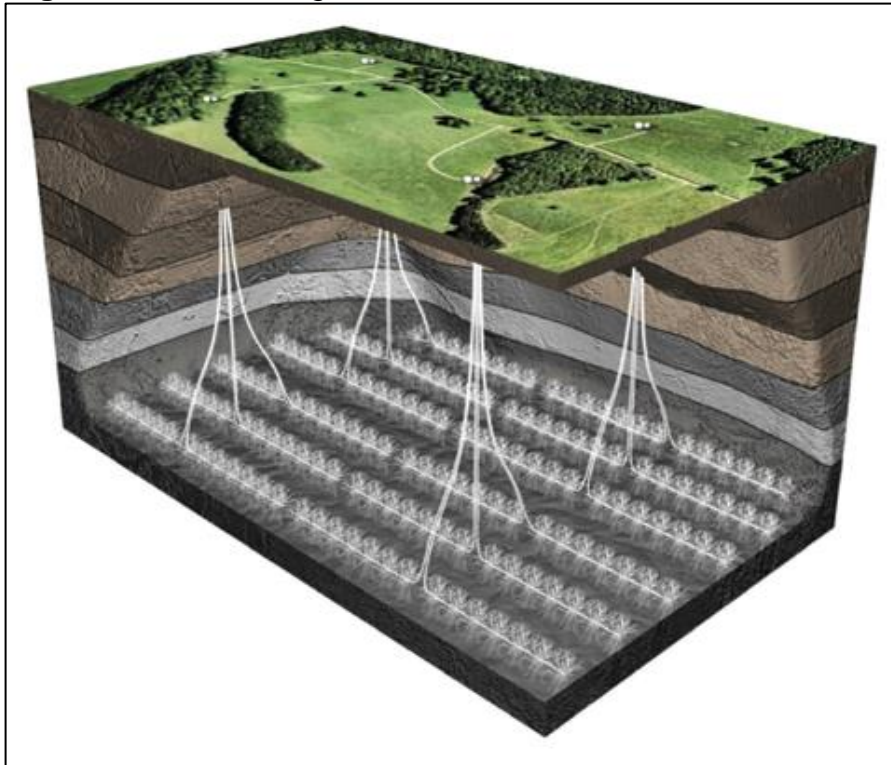
2.1.5 Mejoras en la eficiencia de la perforación. Los mayores operadores y las compañías internacionales de petróleo empezaron a adquirir participación en los desarrollos más grandes de *shale oil* y *shale gas*, aportando un enfoque más “ricos en datos” en términos de caracterización de superficie. Con base en la experiencia de los primeros pozos de lutitas perforados y mediante el uso de tecnologías modernas aptas para fines específicos, la industria apunta con éxito hacia la reducción de costos y hacer que estos *plays* sean económicos y eficientes.

2.1.5.1 High dogleg rotary steerable system. El uso del RSS convencional en los yacimientos no convencionales de *shale* no ha podido alcanzar las mayores tasas de construcción necesarias lo que afecta negativamente el área de producción. Con el uso de este se cumple con las expectativas de ofrecer un aterrizaje más rápido del pozo (BHA) y perforar la sección horizontal en una sola corrida (RSS convencional).

El uso de los *high dogleg rotary steerable system* incrementa la eficiencia operacional de manera en que reduce los días en el pozo, aterriza más rápido en el yacimiento, perfora pozos con trayectorias más suaves, ubica el pozo en el *sweet spot* y mejora la recuperación final.

2.1.5.2 Tecnología Pad-Drilling. Su principal componente son los RSS modernos e incrementan el número de pozos en una sola locación reduciendo el impacto ambiental en superficie, mejorando la eficiencia operacional y reduciendo costos debido a que se pueden perforar de 4 a 6 pozos por *pad* como se muestra en la figura 41;

Figura 41. Pad drilling.



Fuente: GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 507.

Sus beneficios potenciales se dividen en tres áreas:

- ✓ Ambiental: minimiza la alteración de la superficie al consolidar los equipos de perforación y producción, reduce el impacto en terrenos urbanizables, minimiza la perturbación de la vida silvestre, crea una huella más pequeña en superficie beneficiando las zonas pobladas y los movimientos de la plataforma se reducen.
- ✓ Estimulación hidráulica: *manifolds* de fracturamiento con acceso a los pozos del *pad* que proporciona una conexión de punto único para el fluido de fractura, el apuntalante y el lodo, mantenimiento y tratamiento de los fluidos de fractura y almacenamiento de agua de perforación, permite operaciones simultáneas de estimulación hidráulica y los *flowback* se optimizan mediante la consolidación de equipos y recursos.
- ✓ Producción: permite una eficiencia en la producción de pozos debido a su organización, consolidar operaciones, personal de trabajo y reducir los gastos de

capital para separadores, tanques de almacenamiento, unidades de recuperación de vapor y tuberías.

2.2 ESTRATEGIAS DE COMPLETAMIENTO

Para que un pozo pueda producir hidrocarburos no basta solo con perforarlo, porque, simplemente sería un agujero en la tierra. Después de la perforación es necesario instalar una serie de herramientas que permitan la implementación de técnicas que ayudarán a que el pozo sea productivo. A esta serie de herramientas y técnicas se les conoce como completamiento de pozos. “Las herramientas de completamiento pueden permanecer en el pozo para ser utilizadas en la producción.”¹¹⁵ En yacimientos no convencionales de *shale* los completamientos tienen que aislar zonas del pozo para así realizar múltiples fracturas hidráulicas.

2.2.1 Primeros métodos de completamiento. A principios de la década de 1980, empezó el desarrollo de Barnett shale, el cual fue pionero en la producción de yacimientos no convencionales de shale. Inicialmente se experimentó con pozos verticales con tratamientos pequeños de fracturamiento, los cuales arrojaron pobres producciones; la experimentación continuó y fue hasta principios de los 2000s que la implementación de pozos horizontales con múltiples etapas de fracturas logró desbloquear el verdadero potencial de este tipo de yacimientos.

2.2.1.1 Fracturamiento hidráulico masivo en una sola etapa. Según Burton¹¹⁶ antes de implementar *liners* en las operaciones de estimulaciones hidráulicas masivas, se perforaban pozos horizontales en los que se dejaba la sección horizontal del pozo sin ningún tipo de revestimiento. A lo que se le conoce como completamiento a hueco abierto.

Intentos para aumentar el área de contacto del yacimiento, fueron realizados con un único trabajo de fracturamiento masivo en la sección horizontal del pozo; sin algún aislamiento que separara las etapas de fracturas, lo cual no es muy conveniente para el proceso porque las fracturas se generan en los lugares de menor resistencia, dejando así zonas no estimuladas o sub estimuladas, como se muestra en la figura 42 A;

2.2.1.2 Liner ranurado y preperforado. Según Burton¹¹⁷ en otros intentos para aumentar el área de contacto del yacimiento se utilizaron *liners* ranurados y preperforados (que tenían agujeros antes de entrar al pozo). Lo que se pensaba lograr con la implementación de este tipo de *liner* era distribuir los fluidos, logrando

¹¹⁵ BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 522.

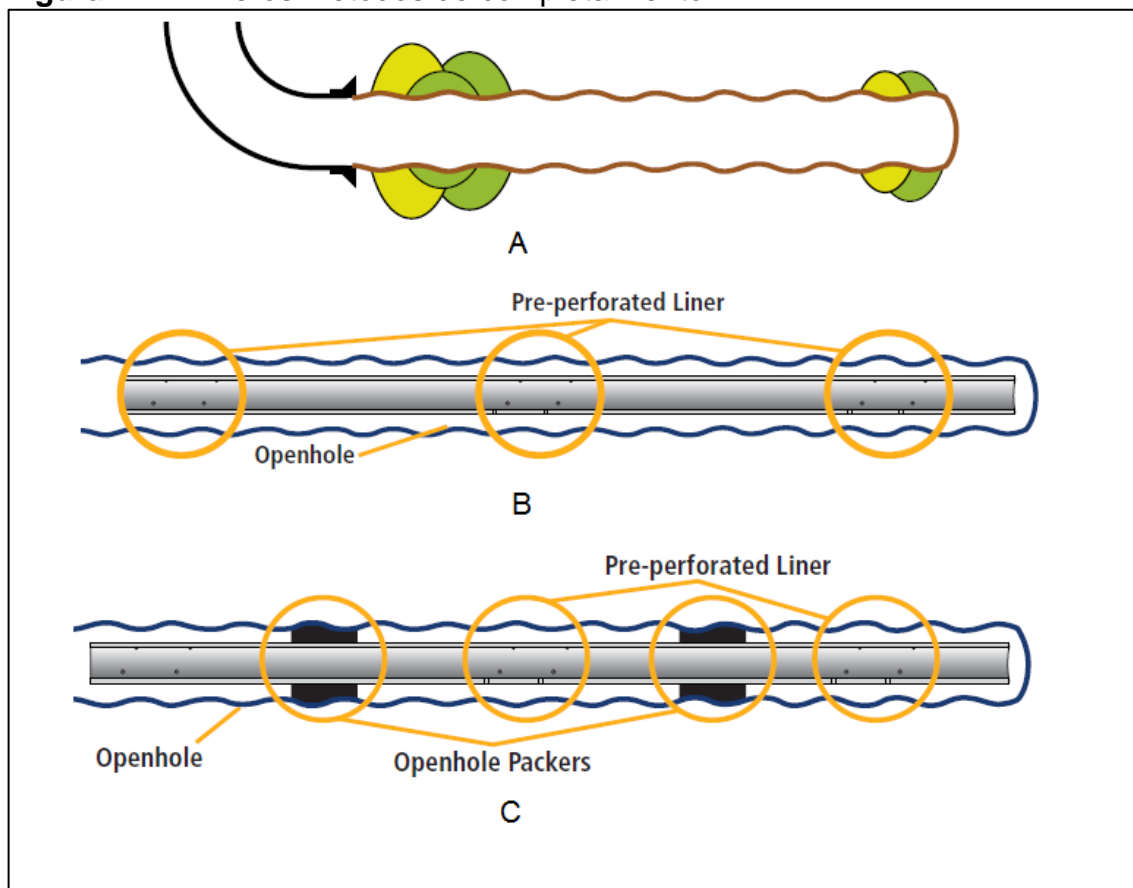
¹¹⁶ Ibid., p. 526.

¹¹⁷ Ibid., p. 526.

así un incremento en el área de contacto. Sin embargo, esta técnica tenía los mismos problemas que la estimulación en hueco abierto, ya que carecía de un aislamiento que separara las etapas de fracturas y por ende las fracturas se generaban en los lugares de menor resistencia. Un esquema de este tipo de completamiento se muestra en la figura 42 B;

Posterior a esto se adicionaron empaques de hueco abierto entre la cara de la formación y el *liner*. Estos empaques mejoraron los resultados de la operación brindando un aislamiento entre las etapas de fractura, en el anular, gracias a que se posicionaban entre las ranuras del *liner*. Sin embargo, ya que no había aislamiento de las etapas de fractura a través del *liner* no se podía direccionar el fluido individualmente a cada una de estas lo que llevó a que la operación no fuera rentable. Un esquema de este completamiento se muestra en la figura 42 C;

Figura 42. Primeros métodos de completamiento.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 525.

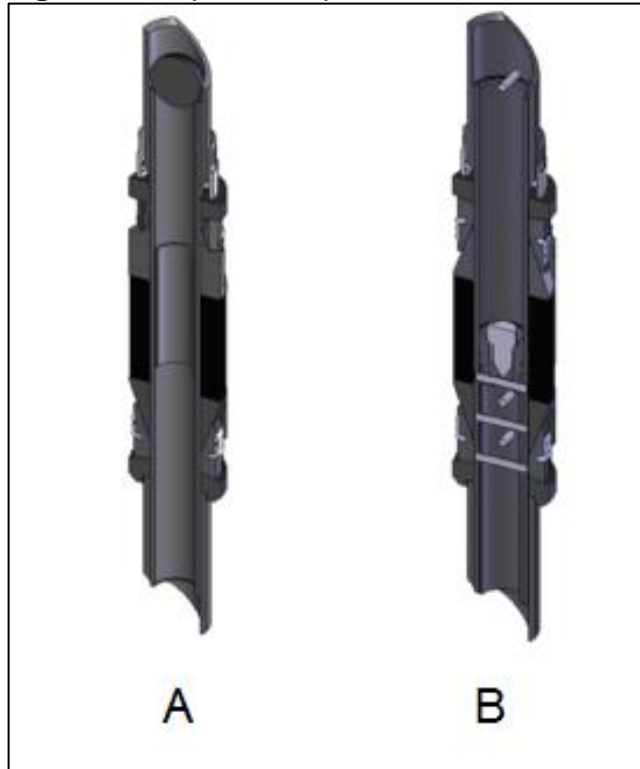
2.2.2 Sistema de completamiento *Plug and Perforate*. Según Burton¹¹⁸, el completamiento *plug and perforate*, también conocido como *plug and perf* o PNP, es el tipo de completamiento más utilizado hoy en día en las operaciones de fracturamiento hidráulico masivo. En este tipo de completamiento se cementa el anular (*wellbore-liner*) y se realizan disparos para crear canales de flujo de fluido que conectan al pozo con la formación durante el fracturamiento y la producción, además se utilizan tapones para aislar las etapas previamente fracturadas y direccionar los fluidos hacia las perforaciones. Cuando se lleva a cabo la operación de fracturamiento, los tapones se perforan para poner en producción el pozo.

2.2.2.1 Tipos de tapones. Según Burton¹¹⁹, en este tipo de completamiento se utilizan dos tipos de tapones; de bola y los auto aislantes. En los primeros se usa una bola para proporcionar el aislamiento de las etapas de fractura. Este permite el flujo en las dos direcciones (por encima y por debajo), hasta que la bola se posiciona en el asiento, siendo transportada hasta allí por el fluido de fractura desde superficie. Los tapones auto aislantes tienen un dispositivo de aislamiento instalado dentro del mandril. Estos tapones permiten el flujo de fluido en una sola dirección, por ende, tan pronto son colocados en el liner, se genera el aislamiento de la etapa previamente fracturada. los tapones tipo bola (A) y los tapones auto aislantes (B) se muestran en la figura 43;

¹¹⁸ Ibid., p. 526.

¹¹⁹ Ibid., p. 526 – 527.

Figura 43. Tipos de tapones.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 525.

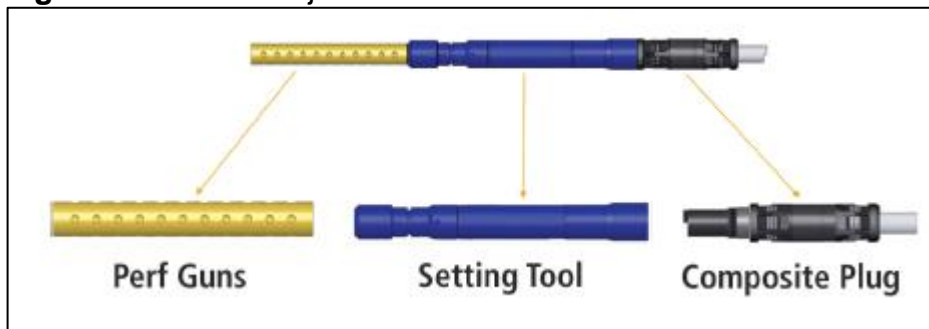
2.2.2.2 Disparos. En el método PNP, se prefiere realizar múltiples grupos de perforaciones por cada etapa de fractura, para así, aumentar la eficiencia del fracturamiento. Este “agrupamiento” se logra mediante el uso de sistemas selectos de disparos. Estos sistemas tienen múltiples conjuntos de *perf guns* que pueden ser disparados de manera selectiva mediante señales electrónicas enviadas a través de *wireline*.

Estas múltiples agrupaciones de perforaciones por etapa implican que hay múltiples puntos de generación de la fractura. Sin embargo, es posible que usar un solo juego de perforaciones para tener un solo punto de entrada, pero debido a que esto genera ineficiencias adicionales, no resulta práctico en la mayoría de las aplicaciones.

2.2.2.3 Operaciones de fractura. Al momento de la operación de fracturamiento en este tipo de completamiento, es necesario el bombeo a presión de fluido, así como *wireline* y/o *coiled tubing* (CT).

Debido a que el pozo ya está cementado y no tiene circulación, para recuperar la comunicación entre el pozo y la formación, es necesario realizar disparos atravesando la tubería, generalmente con *coiled tubing*. El conjunto de *coiled tubing* se saca del pozo y las unidades de bombeo son conectadas a este. La primera etapa de fractura se genera a través de las perforaciones realizadas por los disparos. Una vez hay flujo nuevamente en el pozo, es común correr ensamblajes con *wireline*, que consisten en *perf guns*, una herramienta de posicionamiento, y el tapón. un esquema que muestra los componentes de los ensamblajes con *wireline* se muestra en la figura 44;

Figura 44. Ensamblaje con *wireline*.

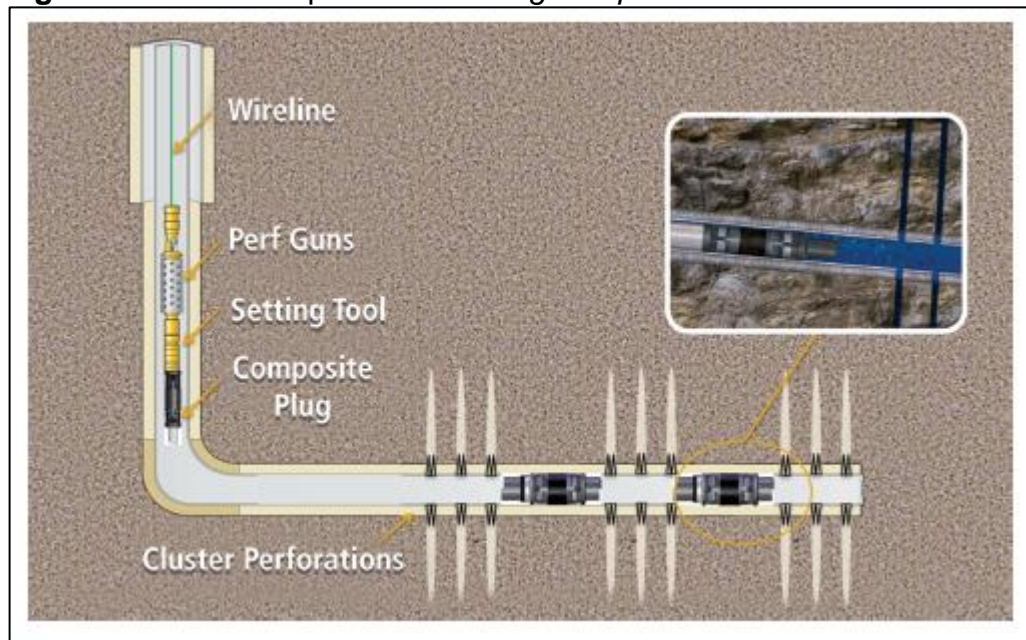


Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 527.

Este ensamblaje se corre hasta la profundidad deseada, y se envía una señal electrónica a la herramienta de configuración que se encarga de posicionar el tapón. Una vez posicionado, el tapón es liberado por la herramienta de configuración. Si el tapón es auto aislante, antes de realizar los disparos, este puede someterse a una prueba de presión. Posterior a esto los *perf guns* se posicionan a la profundidad deseada, y el primer grupo de perforaciones se disparan con otra señal electrónica enviada a través del *wireline*. luego, se mueven los *perf guns* y se dispara un segundo grupo de perforaciones. Este proceso se repite hasta que todos los grupos de perforaciones se disparan. Si el aislamiento de esta etapa de fracturas es proporcionado por un tapón auto aislante, esta se puede fracturar de inmediato; pero si el aislamiento es proporcionado por un tapón de bola, la bola tiene que ser bombeada con el fluido. Cuando esta se posiciona en el asiento, se produce un incremento abrupto de la presión lo que indica el aislamiento de la etapa previamente fracturada.

La fractura comienza, una vez se logre el aislamiento de la etapa. Después del fracturamiento las unidades de bombeo se desconectan del pozo y un nuevo ensamblaje con *wireline* se corre en el pozo para aislar la etapa de fractura y realizar nuevos disparos. Este proceso se repite hasta que todas las etapas se fracturan. El esquema de un pozo completado con PNP se muestra en la figura 45;

Figura 45. Pozo completado con *Plug and perforate*.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 528.

Por otra parte, es posible ejecutar el mismo ensamblaje que se utiliza con *wireline*, en *coiled tubing*. La aplicación más común, en la que se despliegan los tapones y las *perf guns* con CT, es cuando se implementan tapones de alta presión y alta temperatura (HPHT por sus siglas en inglés). Ya que algunos de estos tapones no están optimizados para aplicaciones con *wireline*, para aplicaciones con *wireline*, tienen un mayor riesgo de preajuste durante la corrida con *wireline*, lo que implicaría que el tapón se establezca a una profundidad diferente a la deseada. Otra implementación de CT es cuando la cantidad de fluido desplazado es crítico, ya que para desplazar los tapones con CT no se necesita el bombeo de fluido. Esto evitará el desplazamiento excesivo de fluidos y ahorrará la cantidad total de agua requerida.

2.2.3 Sistema de completamiento *Ball-Activated*. El sistema de completamiento activado por bola (BACS) usa camisas de fracturamiento activadas por bola para realizar el fracturamiento hidráulico en varias etapas. Bolas y asientos son utilizados

para abrir las camisas y direccionar el fluido de fracturamiento. A continuación, se detallan los componentes de este sistema.

2.2.3.1 Camisas activadas por presión. En el completamiento activado por bola, se coloca una camisa de fracturamiento activada por presión en la punta del pozo, la cual como su nombre lo indica, puede ser abierta gracias a la aplicación de presión en la sarta de completamiento.

Cuando llega el momento de iniciar el trabajo de fracturamiento, la cantidad apropiada de presión es aplicada, lo que abre la camisa. La primera etapa de fractura es generada a través de esta camisa. Esta camisa permite el acceso a la formación sin la intervención a través del tubo, la cual es importante porque en la sarta de completamiento hay asientos de bola con restricciones de diámetro lo que no permite que pasen herramientas a través de ellas.

2.2.3.2 Wellbore isolation valve. La válvula de aislamiento del *wellbore* (WIV) se corre en la punta del completamiento cuando una camisa activada por presión es usada para generar la primera etapa de fractura. Cuando el sistema alcanza la profundidad deseada, la bola que corresponde al WIV es bombeada a través del pozo hasta llegar a la válvula. Cuando se cierra, esta actúa como un tapón en la punta del completamiento. Lo que genera que se “corte” toda la circulación entre el *liner* y el anular, proporcionando la protección del pozo y un punto de para generar presión.

2.2.3.3 Camisas activadas por bola. Las camisas activadas por bola son las herramientas principales en este tipo de completamiento. Cada camisa cuenta un asiento de bola, que tiene un diámetro diferente por camisa, por lo que estos pueden ser abiertos de manera selectiva. Ya que por camisa hay una combinación de bola y asiento única. Estas deben ser corridas en orden ascendente del diámetro del asiento, empezando con el diámetro más pequeño en la punta del completamiento hasta el asiento de mayor diámetro, el cual generará la última etapa de fractura. esta es la única forma en la que todas las bolas pueden pasar a través de los asientos anteriores, hasta llegar al asiento del diámetro correspondiente.

Cuando la bomba es transportada por el fluido de fractura y aterriza en el asiento correspondiente, la presión ejercida abre la camisa para direccionar los fluidos. La bola permanece en el asiento durante el trabajo de fractura para aislar la etapa previamente fracturada y desviar el fluido. La camisa de fractura activada por bola en posición abierta se muestra en la figura 46;

Figura 46. Camisa de fractura activada por bola en la posición abierta.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 530

Una vez el trabajo de fracturamiento es terminado, la camisa de fractura permanece abierta para que el pozo pueda producir a través de ella. Para evitar que la camisa se cierre impidiendo la producción, al momento de abrirse esta se asegura en la posición abierta. Una vez que se hayan realizado las fracturas y empiece la producción del pozo, las bolas fluirán de regreso, junto con la producción, si la velocidad es lo suficientemente alta.

Cuando las bolas son retiradas de los asientos, la producción fluye a través de estos, pero como estas reducen el diámetro por donde pueden fluir los fluidos, están diseñadas para ser perforadas si la operación lo requiere. También, si las bolas siguen en el pozo, estas pueden ser perforadas para permitir la producción.

2.2.3.4 Empaques a hueco abierto. La finalidad de los empaques de hueco abierto es aislar el anular entre la sarta de completamiento y la formación. Hay diferentes variedades de empaques con configuraciones y métodos de aislamiento diferentes, pero todos cumplen la misma función. Todos estos empaques están diseñados para adaptarse a la forma del hueco abierto y a las irregularidades presentes en él. No hay forma de probar cada empaque individualmente, pero los resultados de producción han demostrado que los empaques de hueco abierto aíslan de manera efectiva las múltiples etapas de fractura en el pozo.

✓ Empaques activados hidráulicamente. Es un tipo de empaque de hueco abierto que es activado hidráulicamente. Este empaque se basa en la presión que se le aplica para configurarlo. Cuando se establece el empaque, los componentes se desplazan paralelos al empaque, forzando hacia afuera (hacia la formación) el elemento de goma del empaque. Esta goma también cuenta con un anillo de refuerzo metálico a su alrededor que se extruye con la expansión de la goma y se adapta al agujero, lo que permite que sea un empaque más confiable.

✓ Empaques activados por fluidos. Este es otro empaque usado comúnmente en el aislamiento de hueco abierto. Este empaque se basa en el fluido para activar e hinchar la goma para que entre en contacto con la formación. Cuando estos empaques alcanzan la profundidad deseada, se bombea un fluido de activación a través de los empaques si es necesario. Los empaques se hincharán y entrarán en contacto con la formación para proporcionar el aislamiento. Estos empaques son altamente personalizables para cada operación. El elemento de goma está envuelto alrededor de una pieza de *casing*, por lo que es fácil hacer coincidir las características del *liner*, como los hilos, la metalurgia, el peso y otros parámetros. Además, la longitud de sellado y el diámetro externo del empacador se pueden personalizar para cada operación, y el fluido de activación puede ser un fluido a base de agua o aceite. Para determinar cuánto tiempo les tomaría a los empacadores proporcionar un sello completo y diseñar la longitud del empacador y el diámetro externo en función de las condiciones del pozo y los parámetros de operación, se utiliza un software de predicción. Estos empaques están diseñados para dejar suficiente espacio entre el diámetro del agujero y el diámetro exterior de las herramientas de completamiento, por lo que es más fácil llevar el sistema a las profundidades previstas.

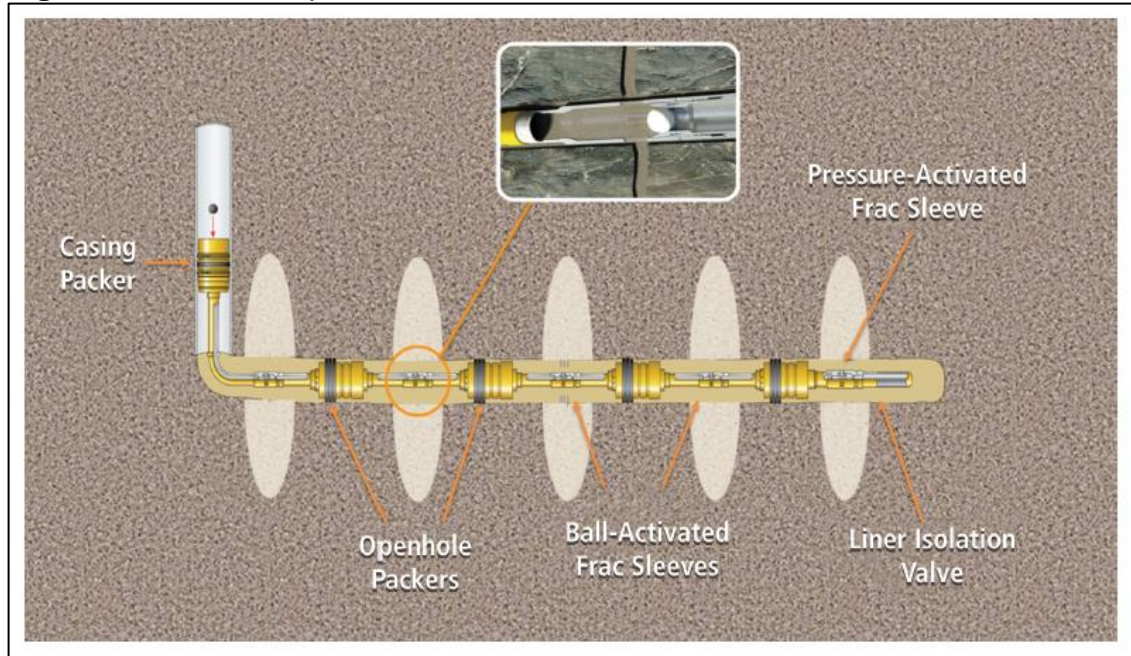
2.2.3.5 Operaciones de fractura. Si el completamiento cuenta con una válvula de aislamiento del *wellbore* y una camisa activada por presión, la primera es activada (cerrada) como se mencionó anteriormente, para luego aplicar presión y abrir la camisa activada por presión. Por otra parte, según Burton¹²⁰, si no se cuenta con las herramientas anteriormente mencionadas en la punta del completamiento, se usará una camisa activada por bola. La bola correspondiente a la primera camisa de fractura se bombea en el pozo hasta llegar al asiento correspondiente, y aplicando presión contra esta se produce la apertura de la camisa.

Cuando la primera camisa se abre, comienza a fracturarse la primera etapa, sin importar si es activada por presión o por bola. Después que esto suceda, se bombea una pequeña cantidad de fluido adicional a través de la sarta de completamiento, llamado fluido de descarga (*Flush*), con el fin de limpiar cualquier agente apuntalante que pueda permanecer en el revestimiento. Mientras se bombea este flujo, la bola correspondiente a la segunda etapa, se libera en el flujo y se bombea hasta su asiento correspondiente. Cuando esto sucede, se aplica presión para abrir

¹²⁰ Ibid., p. 532.

la camisa, y la bola aislará la etapa anteriormente fracturada. Una vez esto suceda la segunda etapa es fracturada. Este proceso se repite hasta que todas las etapas se fracturan. El esquema de un pozo completado con (BACS) se muestra en la figura 47;

Figura 47. Pozo completado con sistema *Ball-activated*.



Fuente: BURTON, William. *Multistage Completion Systems for Unconventionals*. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. *Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development*. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 532.

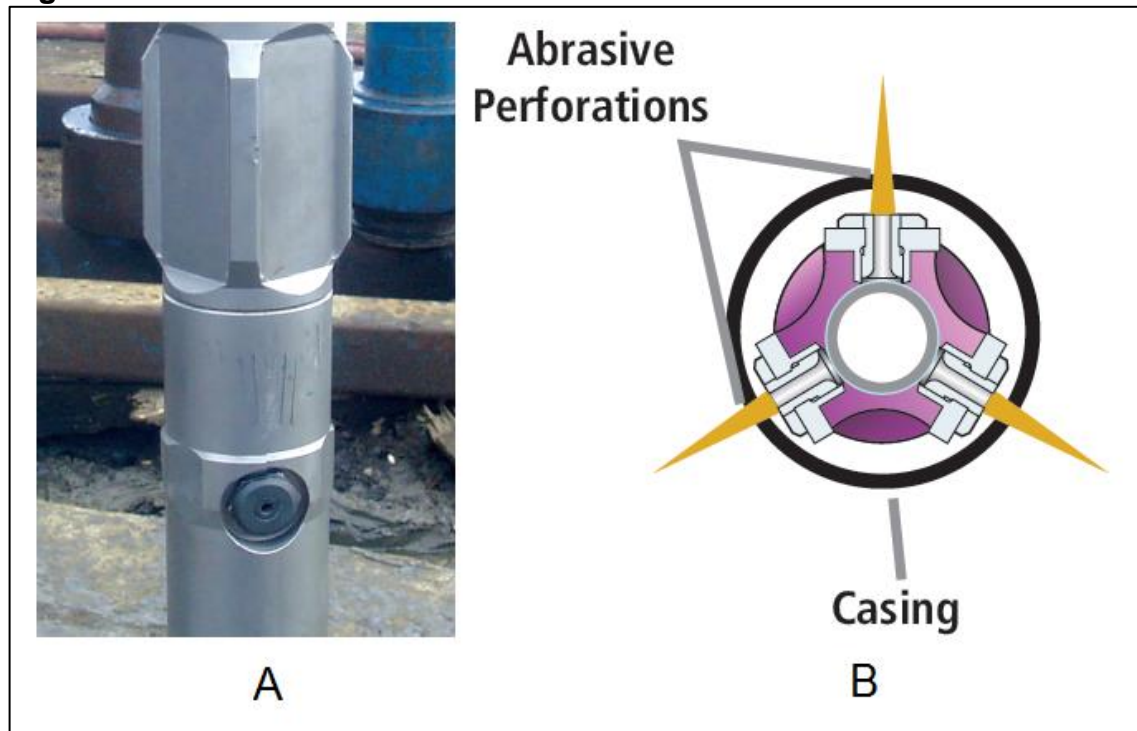
2.2.4 Sistema de completamiento activado por *Coiled-tubing*. Según Burton¹²¹, los sistemas de completamiento activados por *Coiled-tubing* (CTACS) usan *coiled tubing* (CT) para lograr el aislamiento de las etapas. Hay dos métodos principales, uno utiliza un perforador abrasivo y el otro, mangas activadas por CT para acceder a las etapas de fractura en el pozo. También, se pueden usar empaques de CT o un tapón de arena para aislar las etapas. A continuación, se hará una breve descripción de cada una de estas herramientas, así como su instalación en el pozo y el proceso de fractura llevado a cabo con este.

2.2.4.1 Perforador abrasivo. Un perforador abrasivo es una alternativa las *perforators* convencionales. Esta es una herramienta de CT que crea agujeros en el casing mediante el bombeo de fluido y arena, a través del CT y dentro del casing con un chorro abrasivo que sale por las boquillas de la herramienta. Cuando el casing es cortado, estas perforaciones son utilizadas para direccionar el fluido de

¹²¹ Ibid., p. 533.

fracturamiento hacia la formación. Una imagen de la herramienta (A) y un esquema de como corta el fluido que sale a través de las boquillas (B) se muestra en la figura 48;

Figura 48. Perforador abrasivo.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 524.

2.2.4.2 Camisas de fractura activadas por *coiled-tubing*. Según Burton¹²², proporcionan la ruta de flujo para los fluidos de fractura entren en cada etapa. En la industria, hay dos tipos de estas camisas, las camisas mecánicamente desplazadas y las camisas de presión equilibrada. Las primeras, dependen de la fuerza mecánica del CT para ser abiertas, mientras que las de presión equilibrada tienen puertos de presión internos que son los encargados de mantener cerrada o abierta, la camisa. Estos puertos de presión están ubicados en la parte superior e inferior de la herramienta, y si cuentan con la misma cantidad de presión aplicada en cada uno (equilibrio de presión), mantendrán la camisa en la posición cerrada.

La apertura de las camisas de presión equilibrada se logra utilizando en empaque de CT, que genera un desequilibrio de presión en los puertos. Este desequilibrio se logra colocando el empaque entre los dos puertos de presión que genera un

¹²² Ibid., p. 533.

aislamiento entre ellos. una vez esto sucede, el puerto superior tendrá presión, pero el de la parte inferior no. Esto crea el desequilibrio y la camisa se desplaza a la posición abierta.

2.2.4.3 Empaque de *coiled-tubing*. Según Burton, el empaque de *coiled-tubing* aísla la etapa anteriormente fracturada y desvía el fluido de fracturamiento hasta los orificios de las camisas de fracturamiento o las perforaciones creadas por abrasión. Estos, como se había mencionado en la sección 2.2.4.2, también pueden ser utilizados para aislar los puertos superior e inferior en las camisas de presión equilibrada para que esta se pueda abrir. Además, estos empaques están diseñados para depender del peso lo menos posible, debido a que, cuando el CT se extiende a ciertas longitudes en la sección horizontal, el peso es más difícil de transmitir hasta la parte inferior de la sarta de CT.

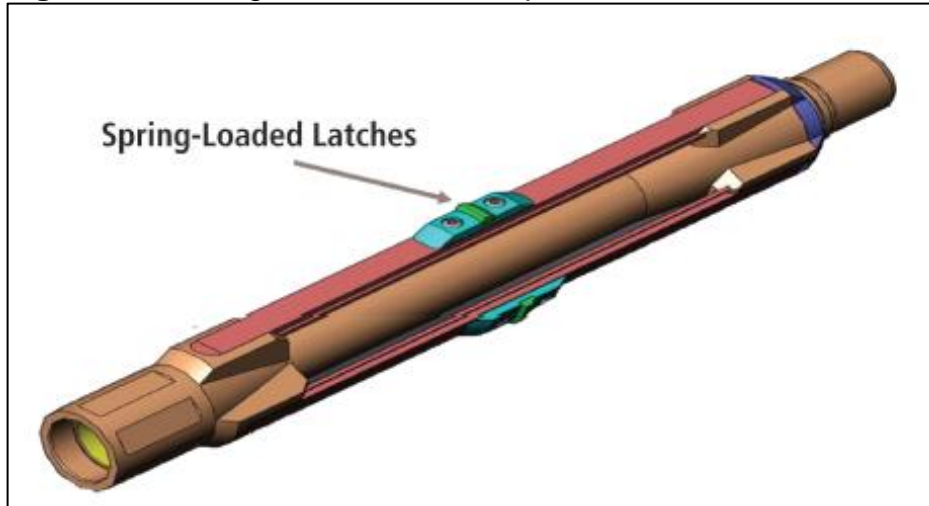
2.2.4.4 Tapón de arena. Según Burton¹²³, otra forma de aislar las perforaciones creadas por abrasión o las camisas de fracturamiento, es bombear un tapón de arena al final de cada etapa. Este se genera aumentando la concentración de arena en el fluido a un nivel lo suficientemente alto para que el fluido ya no pueda ingresar a la formación a través de ese punto de inyección. Gracias a esto, se aísla la fractura de la siguiente etapa sin usar un empaque de CT. Estos taponos requieren un viaje de limpieza con el CT cuando se completa el fracturamiento.

2.2.4.5 Casing collar locator. en este tipo de completamiento se utiliza un *Casing collar locator* (CCL) para determinar la ubicación del ensamblaje de fondo del CT en el pozo, ya que este se mueve para abrir las camisas de fracturamiento o para posicionar el perforador abrasivo, que se encargan de direccionar los fluidos a las etapas de fractura.

Entre cada conexión del *casing*, hay un collar que se conecta a la siguiente junta. Cuando esta conexión se realiza entre juntas, hay una pequeña depresión entre ellas. Este espacio es detectado por el CCL que es parte del ensamblaje de fondo del CT y tiene pestillos accionados por resorte que tocan el interior del *casing* a medida que se desplaza por el pozo. Cuando estos pestillos pasan sobre un collar del casing, los resortes empujan los pestillos hacia la depresión. Esta característica permite ubicar cada conexión del *casing* para saber dónde se encuentra el conjunto de CT en el pozo. El CCL y el pestillo accionado por resorte se muestran en la figura 49;

¹²³ Ibid., 534.

Figura 49. *Casing collar locator con pestillos.*

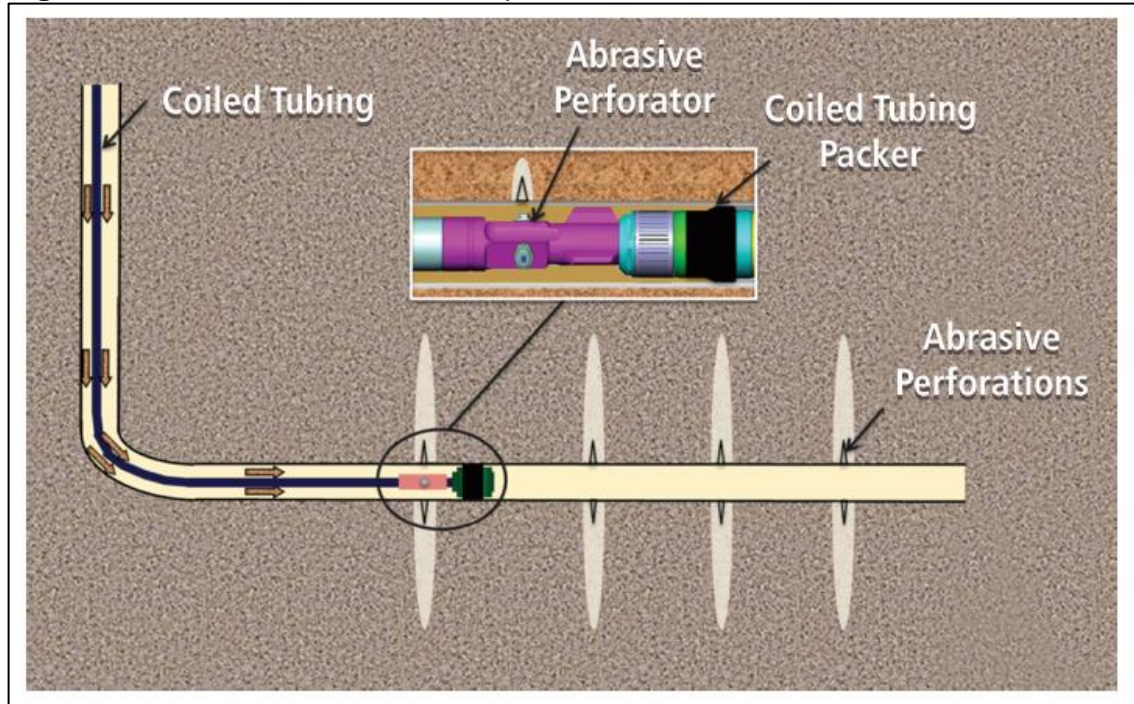


Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 535.

2.2.4.6 Operaciones de fractura. para lograr las múltiples etapas de fractura con este tipo de completamiento el fluido de fracturamiento es bombeado a través del anular entre el CT y el *casing*. Para direccionar estos fluidos y aislar las etapas, hay dos herramientas que fueron descritas anteriormente; los perforadores abrasivos y las Camisas de fractura activadas por CT. En esta sección se describirán las operaciones de fractura para cada tipo de configuración.

✓ Fracturamiento usando perforaciones abrasivas como punto de inyección. Según Burton, Cuando llega el momento de realizar la primera etapa de fractura, el conjunto de CT se despliega en el pozo utilizando la CCL para identificar dónde se encuentra el ensamblaje de fondo en el pozo y ubicar dónde realizar las perforaciones abrasivas. Luego, se bombea una mezcla de agua y arena a través del CT y de las boquillas en el perforador abrasivo. Esto genera un chorro abrasivo que corta el *casing* y el cemento, hasta llegar a la formación. Una vez esto sucede, el empaque de CT es ajustado y se comienza a bombear fluido de fracturamiento en el anular *coiled tubing-casing* para comenzar la primera etapa de fractura. Cuando se termina esta etapa, se detiene el bombeo del fluido y se aplica tensión en el coiled tubing para desarmar el empaque. Luego, se levanta el ensamblaje hasta la profundidad de la siguiente etapa y el proceso se repite hasta que todas las etapas estén fracturadas. Esta configuración del completamiento se muestra en la figura 50;

Figura 50. Fracturamiento usando perforaciones abrasivas.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 535.

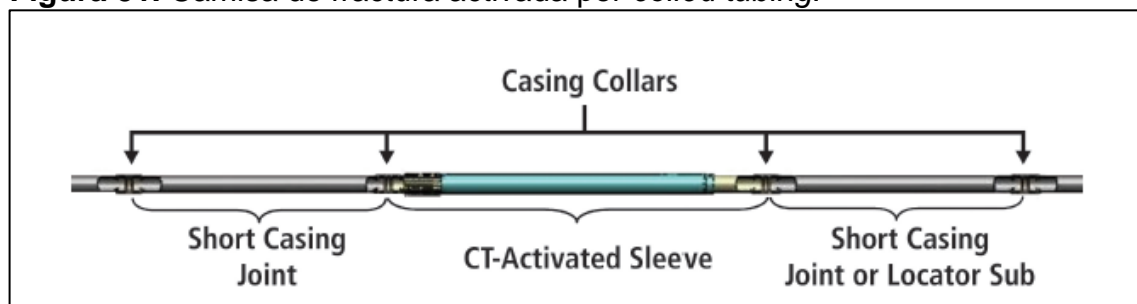
Durante la perforación abrasiva, toda la arena que se usó para cortar el *casing* permanece en el *casing*, y esta arena se incorporará al flujo de fluido de fractura y se moverá a la formación. Esta arena adicional en el fluido de fracturación puede taponar el punto de inyección y crear un tapón de arena accidental que causa una pérdida de flujo a la formación, también conocida como un arenamiento. La eliminación de este arenamiento se puede realizar haciendo circular el fluido a través del anular, pero esto crea un tiempo no productivo. Es mejor aumentar los índices de flujo de fracturamiento en incrementos graduales para dispersar la arena en volúmenes más pequeños y evitar los arenamientos.

Otra alternativa a este método es usar tapones de arena para aislar cada etapa en lugar del empaque de CT. El CCL localizaría la profundidad en el pozo, y la perforación abrasiva se usaría para crear el punto de inyección a través del *casing*. Cuando este es cortado, se realiza el fracturamiento y se bombea un tapón de arena al final del trabajo para crear intencionalmente un arenamiento que evite que el fluido pueda ingresar a ese punto de inyección. El conjunto de CT se mueve hacia arriba y el *casing* se corta nuevamente. Debido a que el punto de inyección anterior tiene un tapón de arena, la nueva perforación es el único punto de inyección abierto en el pozo, por lo que el fluido se desvía hacia la nueva perforación.

Mientras se fractura anular con CT, se bombeará una pequeña cantidad de fluido en el CT y el perforador abrasivo. El objetivo principal de hacer esto es aplicar presión interna para que la presión anular no colapse el CT durante el fracturamiento. Esta columna de fluido tiene una velocidad de bombeo suficientemente baja para proporcionar capacidades precisas de monitoreo de presión en el fondo del pozo, debido a que la naturaleza estática de este fluido no tiene las pérdidas de fricción que se observan en las altas tasas del anular. Estos datos de presión de fondo de pozo pueden ayudar a detectar y prevenir arenamientos.

✓ Fracturamiento usando camisa de fractura activadas por *coiled tubing*. Cuando se usan camisas activadas por *coiled tubing*, el ensamblaje de fondo se usa para encontrar y abrir las camisas de fractura. El CCL encuentra la camisa utilizando los collares del *casing* como guía, como se había explicado anteriormente. Las camisas tendrán juntas cortas de revestimiento en la parte superior e inferior de estas, para dar una mejor identificación de su posición. Esto se logra gracias a que cada junta del *casing* mide aproximadamente 40 pies de largo, pero las juntas cortas en las camisas son de solo de 6 pies. Cuando el CCL golpea otro collar del *casing* después de sólo 6 pies, es obvio que el conjunto está en la camisa. Las juntas cortas del *casing* y las camisas de fracturamiento se muestran en la figura 51;

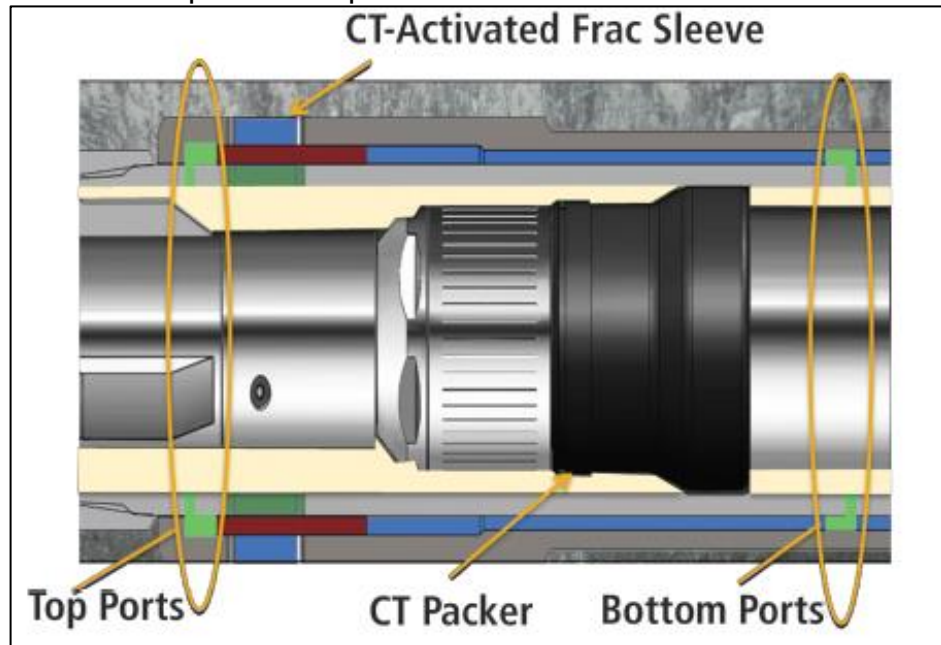
Figura 51. Camisa de fractura activada por *coiled tubing*.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 536.

Cuando el ensamblaje de fondo alcanza la profundidad deseada, la camisa se abrirá. si esta es de tipo mecánico, el CT se engancha en la camisa y se aplicará una fuerza mecánica para abrirla. Por otra parte, si se trata de una camisa de presión equilibrada, el empaque de CT aísla los puertos superior e inferior de la camisa. Al aplicar presión en el anular hacia arriba del empaque, el puerto superior tendría presión mientras el inferior no; lo que causaría un desequilibrio de presión que abrirá la camisa. Ya que las otras camisas en la sarta de completamiento no están aisladas, la presión en los puertos permanece equilibrada y por ende esas camisas continúan cerradas. este proceso se muestra en la figura 52;

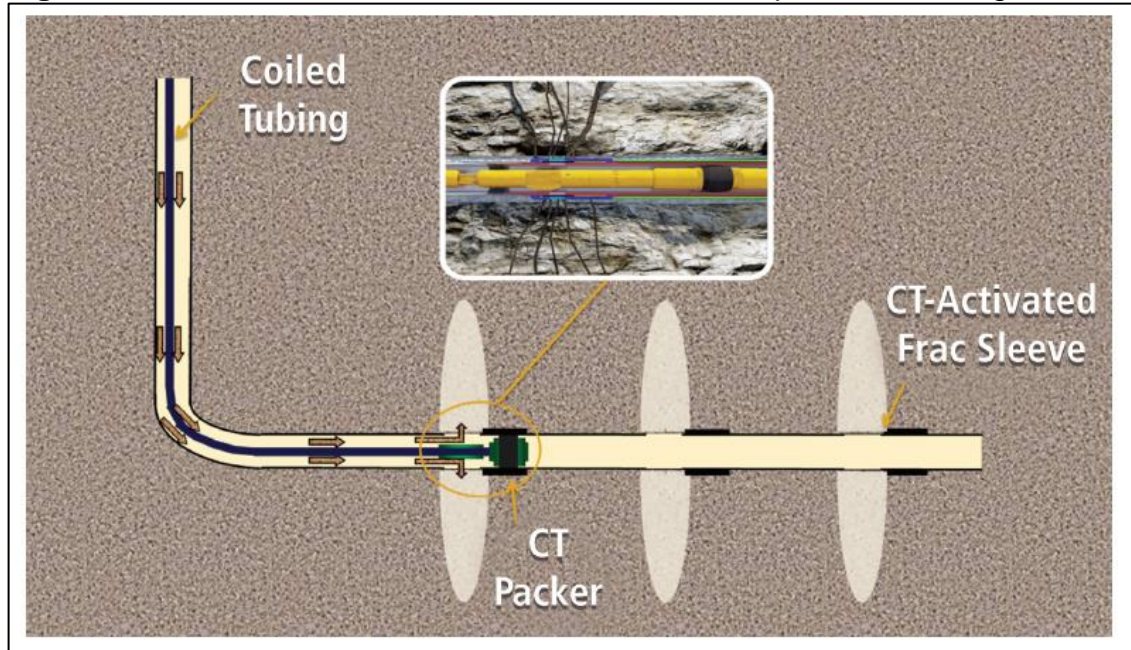
Figura 52. Camisa de presión equilibrada con el empaque de CT aislando los puertos de presión.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 536.

Cuando se abre la camisa, comienza el fracturamiento, utilizando el empaque de CT para aislar desde abajo y desviar el fluido hacia la apertura de la camisa. Cuando finaliza esta etapa, se deja de bombear, se aplica tensión al empaque para liberarlo y el ensamblaje se mueve a la siguiente camisa. El proceso se repite hasta que todas las etapas estén fracturadas. Este tipo de completamiento se ilustra en la figura 53;

Figura 53. Fracturamiento usando camisas activadas por *coiled tubing*.



Fuente: BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 537.

A pesar de que se deja de bombear entre etapas, el proceso sigue siendo eficiente. El empaque de CT necesitará tiempo para contraerse. Una vez esto sucede, el BHA se mueve hacia a la siguiente etapa, y poder moverse instantáneamente tiene beneficios. Gracias a esto existe un control directo de la cantidad de fluido que se desplazó en cada etapa, por lo que se puede evitar el uso de excesivo fluido. Si se sabe cómo crecerá la fractura en esa formación, controlar el volumen de fluido dará un control indirecto de la altura y la duración de la fractura. Esto se puede usar para evitar fracturas en zonas de agua o pozos cercanos. Otro escenario en el que esto sería útil es al usar monitoreo microsísmico en tiempo real. Si la monitorización microsísmica muestra que el fracturamiento se está convirtiendo en una zona no productiva o acuosa, este se puede cerrar y pasar a la etapa siguiente para ahorrar tiempo y dinero evitando esta zona.

3. ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS

Los yacimientos no convencionales de shale, debido a sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) necesitan la implementación en la mayoría de los casos de perforaciones horizontales que abarquen un área mayor en la formación de interés, donde se realizará una estimulación hidráulica generando canales de flujo para los hidrocarburos presentes.

En este capítulo se realizará la descripción de la historia de las estimulaciones hidráulicas y la definición de las mismas, analizando cómo es el proceso, cuáles son los fluidos que se utilizan, los factores operativos que las afectan y cuáles son los riesgos ambientales asociados.

3.1 HISTORIA DE LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS

La industria de petróleo y gas siempre ha buscado nuevas maneras de aumentar la productividad de los pozos. Existen diferentes métodos para estimular las formaciones y así tener mayores producciones. Uno de los mejores métodos para aumentar la productividad de un pozo, es el método de estimulación hidráulica, ya que aumenta la permeabilidad de la formación drásticamente. Es por esto por lo que se pensó que era posible su implementación en formaciones de bajas permeabilidades, como las lutitas, que sin un aumento de la permeabilidad sería imposible producir los hidrocarburos almacenados en éstas.

La búsqueda de mejorar la productividad en los pozos llevó a que en 1890 se realizara el primer intento de fracturar las formaciones con el fin de mejorar la productividad. Este intento de fracturamiento no fue propiamente hidráulico; se implementó el uso de explosivos de alta potencia para romper la roca y así crear “canales de flujo” que irían desde el reservorio hasta el pozo. Según Economides y Martin¹²⁴ para finales de la década de 1930 el proceso de acidificación era bastante aceptado en el desarrollo de pozos. Varios practicantes de la técnica observaron que cuando se sobrepasaba la presión de fractura de la formación la inyectividad aumentaba dramáticamente. Es probable que este aumento en la inyectividad fuese gracias a fracturas ácidas. En la década de 1940 Torrey reconoció que la presión podía inducir fracturas en la formación. Sus observaciones se basaron en operaciones de cementación remedial. presentó datos que demostraban que las presiones utilizadas para este tipo de operación podían romper la roca a través de los planos de estratificación u otras líneas de estratificación sedimentaria.

En 1947 se llevó a cabo el primer proceso intencional de estimulación hidráulica en el pozo Klepper Gas Unit No. 1 del campo Hugoton en el oeste de Kansas, Estados Unidos. El pozo fue completado en 4 secciones de caliza de las cuales una fue

¹²⁴ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 93.

previamente tratada con ácido, se utilizaron empaques primitivos para aislar las zonas y el fluido de fracturamiento utilizado fue napalm (sustancia a base de gasolina en estado de gel y altamente inflamable), por lo que la operación fue muy peligrosa. A pesar de que las pruebas realizadas al pozo posteriores a la estimulación mostraran un aumento en la productividad de algunas de las zonas estimuladas, la capacidad de entrega global del pozo no aumentó, por lo que se concluyó en su momento que la estimulación hidráulica no reemplazaría a los procesos de acidificación en este tipo de formaciones. No obstante, a mediados de la década de 1960, el fracturamiento hidráulico había reemplazado a la acidificación como el método principal de estimulación en el Campo Hugoton.

La estimulación hidráulica se siguió implementando en pozos verticales aumentando la productividad de estos en diferentes tipos de reservorios. Para 1991 Mitchell Energy perforó un pozo horizontal en Barnett shale (no convencional) para evaluar la aplicación de la técnica en formaciones de lutitas. Después de una fractura inducida de gel, el pozo resultó no ser comercial, sin embargo, el equipo de trabajo en 1997 volvió intentar inducir fracturas en la formación mediante un pozo horizontal perpendicular a la dirección de las fracturas inducidas. Logrando así que el pozo fuera comercial.

3.2 DEFINICIÓN DE LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS

Las estimulaciones hidráulicas son “un tratamiento a la formación de interés o productora de un pozo a través del uso de un fluido de estimulación con el objetivo de mejorar su productividad. Esta estimulación se realiza a través del bombeo de un fluido compuesto por agua, químicos y propante a una alta presión con el fin de inducir fracturas en la formación”¹²⁵. Este proceso de generación de fracturas consiste en inducir energía a la formación mediante la inyección de un fluido a altas presiones desde superficie a fondo con la capacidad de desplazarse a través de la roca.

En un yacimiento convencional esta operación se realiza con un pozo vertical de una o máximo dos etapas de fracturas donde se bombea el fluido a través de la formación permeable generando un diferencial de presión entre la presión del pozo y la presión original del yacimiento, donde a medida que aumenta el flujo de inyección aumenta el diferencial de presión generando mayor esfuerzo en las paredes del pozo y mientras siga aumentando la tasa a la cual el fluido es bombeado este diferencial de presión logrará exceder el esfuerzo necesario para fracturar la formación.

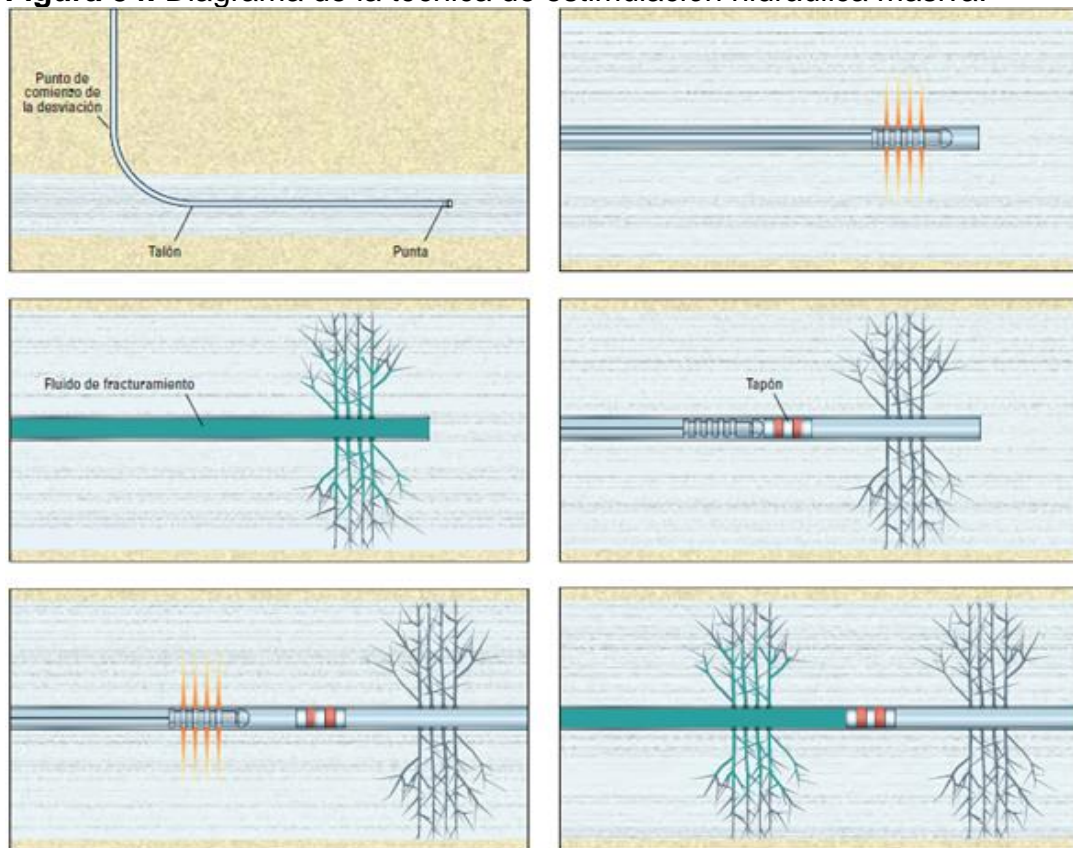
En yacimientos no convencionales de *shale* el principio de las estimulaciones hidráulicas es el mismo solo que se realiza generalmente con pozos horizontales (a veces superando los 6500 ft de extensión) de más de diez etapas de fracturas (que

¹²⁵ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341. 2012. p. 3.

crecen de forma horizontal aproximadamente 800 ft) para que el proyecto sea económicamente rentable.

3.2.1 Estimulaciones hidráulicas masivas. Es la forma de explotación de los yacimientos no convencionales de shale la cual, según Shale en Argentina¹²⁶ se realiza a más de 8000 ft de la superficie y de los eventuales acuíferos de agua y empieza con un disparo dentro del revestimiento al inicio de la sección horizontal (primera etapa), donde se generan orificios de menos de un 0.1 ft de diámetro para inyectar el fluido de fractura. Al finalizar cada etapa se coloca un tapón que aísla la zona ya fracturada y se repite el procedimiento las etapas necesarias dependiendo del diseño del pozo, como se muestra en la figura 54;

Figura 54. Diagrama de la técnica de estimulación hidráulica masiva.



Fuente: KRAEMER, Chad, et al. Revelación del potencial de los yacimientos no convencionales. En: OILFIELD REVIEW. vol. 26, no. 2, p. 4-17

Al momento de remover los tapones generalmente cerca del 20% del fluido inyectado regresa a la superficie, que es llamada agua de retorno "flowback", contiene altos niveles de sales, cloruros y carbonatos y debe ser tratada para ser

¹²⁶ SHALE EN ARGENTINA. El Fracking [en línea], 30 de marzo de 2018. Disponible en internet: <http://www.shaleenargentina.com.ar/el-fracking>

reutilizada en nuevas operaciones de estimulación hidráulica reduciendo el requerimiento de agua fresca.

3.3 PROCESO DE LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS

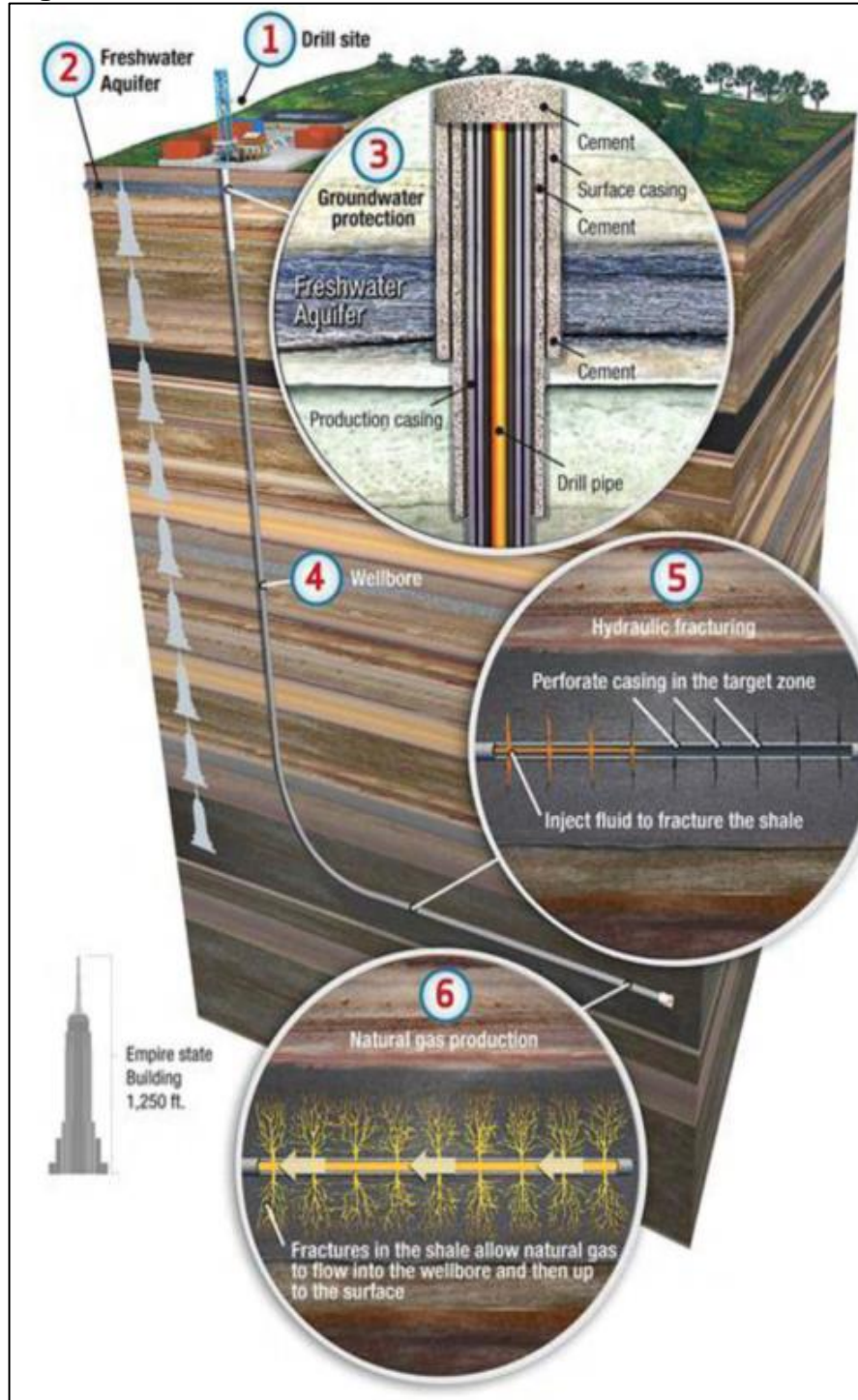
Para realizar un proceso de estimulación hidráulica, según la Asociación Colombiana del Petróleo¹²⁷, se deben realizar las pruebas necesarias para verificar la integridad del pozo durante la estimulación (resistencia a altas presiones). Después de esto, se perfora un pozo vertical (igual que el de un yacimiento convencional), donde la broca desciende según la zona de exploración y la capa objetivo, y una vez encontrada la capa objetivo se continúa con una perforación horizontal. Se utiliza entonces una tubería de revestimiento para aislar y proteger los acuíferos someros que proporciona la barrera principal de aislamiento de lodos de perforación, el fluido de estimulación y los hidrocarburos a extraer.

Una vez se realiza la perforación, como se explicaba anteriormente, se realizan disparos en la capa objetivo para atravesar el *casing*, el espacio anular y la formación para abrir canales de flujo. Se inyecta un fluido (fluido pad) a altas presiones (98% agua, 1% agente apuntalante y 1% químicos) que crea microfracturas en las formaciones rocosas que permitirán la liberación del crudo o gas a través del pozo. Este proceso se repite en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal y al momento en que la operación es completada, parte del fluido inyectado asciende a superficie (*flowback*) seguido de los hidrocarburos a extraer. En la fractura generada se queda el agente apuntalante y algunos inhibidores de hinchamientos de arcilla.

La figura 55 representa el proceso de las estimulaciones hidráulicas;

¹²⁷ COLOMBIA. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales. p. 1.

Figura 55. Proceso estimulaciónes hidráulicas.



Fuente: MÉXICO, DISTRITO FEDERAL. SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas. 2015. p. 25.

3.4 TIPOS DE FLUIDOS PARA LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS

La selección del tipo de fluido es un componente importante para un tratamiento exitoso de estimulación hidráulica masiva porque de esto depende la eficiencia de las fracturas hidráulicas a crear y por ende la producción de los pozos. Es importante tener en cuenta que además de los aspectos técnicos también se encuentran los aspectos ambientales que son los que determinan el tipo de aditivos químicos a utilizar.

3.4.1 Fluidos base agua. Son los fluidos comúnmente utilizados para los tratamientos de estimulación hidráulica masiva en los yacimientos no convencionales de shale.

3.4.1.1 Slickwater fracturing. El fluido de fracturamiento, como explica Speight¹²⁸, está compuesto principalmente de arena y agua lo que equivale al 98% y se agregan productos químicos adicionales para reducir la fricción, la corrosión y el crecimiento bacteriano. En este caso, la concentración de agente apuntalante es lo suficientemente baja (aproximadamente 1%).

Las aguas utilizadas para este tipo de fluido, según Fink¹²⁹, son aguas residuales que se caracterizan por tener un bajo costo, una mayor posibilidad de crear redes de fracturas complejas, un menor daño a la formación y una mejor limpieza. La dinámica de la fase del agua, tanto dentro de las fracturas hidráulicas creadas como de las fracturas normales reactivadas, tiene un impacto significativo en la efectividad del tratamiento y está controlada por la permeabilidad relativa, la presión capilar, la segregación gravitacional y la conductividad de la fractura.

Según Speight¹³⁰ las fracturas generadas generalmente encuentran la fractura primaria que está conectada con múltiples fracturas ortogonales (secundarias) y paralelas (terciarias) que junto con el completamiento de fracturas multietapas y los múltiples pozos (*pad-drilling*) producen redes de fracturas complejas con un alto grado de contacto con el yacimiento.

El aditivo químico más crítico para la realización de fracturas por *slickwater*, según Speight¹³¹, es el reductor de fricción debido a que las altas tasas de bombeo de aguas residuales requieren reducir la presión de fricción hasta un 70% para moderar la presión de bombeo a un nivel manejable durante la inyección del agente

¹²⁸ SPEIGHT, James G. Handbook of Hydraulic Fracturing. New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2016. p. 175.

¹²⁹ FINK, Johannes Karl. Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology. Gulf Professional Publishing, 2013. p. 12.

¹³⁰ SPEIGHT. Op. cit., p. 175.

¹³¹ Ibid., 176.

apuntalante. Como aditivos adicionales se encuentran los biocidas, surfactantes e inhibidores de incrustaciones.

Las ventajas principales de estos fluidos son su alta conductividad debido a la ausencia de retorta de filtración, sensibilidad reducida a salinidad y contaminantes en agua de mezcla y su número reducido de aditivos. Las desventajas incluyen grandes volúmenes requeridos para el diseño de fracturas, mayor requerimiento de potencia para mantener altas velocidades de bombeo, ancho de fractura limitado debido a su baja concentración de agente apuntalante, reducción en la recuperación del porcentaje de flujo de agua residual por la pérdida de fluido en la red de fracturas complejas y la limitación a los agentes apuntalantes de malla final debido a la capacidad reducida de fluidos no viscosos.

3.4.1.2 Linear gel. Algunos tratamientos de estimulación hidráulica masiva según Martin *et al*¹³², requieren de estos fluidos de alta viscosidad que son producidos por la adición de diferentes tipos de polímeros en agua donde los polímeros son polvos secos que se hinchan cuando se mezclan con una solución acuosa y forman un gel viscoso. Los polímeros comúnmente utilizados son almidón, guar, hidroxipropil guar (HPG), carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC), xanthan y derivados de xanthan.

Según Speight¹³³ en las formaciones de baja permeabilidad estos fluidos controlan la pérdida de fluidos y a su vez tienden a formar retortas gruesas en las caras de formación lo que afecta la conductividad de fractura, y en formaciones de permeabilidad relativamente alta la pérdida de fluidos puede llegar a ser excesiva y no forman retortas en las paredes de la formación.

3.4.1.3 Fluidos Cross-linked. Según Martin *et al*¹³⁴, dependiendo de las condiciones del yacimiento, los requisitos de diseño del tratamiento y las limitaciones técnicas, en los tratamientos de estimulación hidráulica masiva se pueden requerir fluidos más viscosos, donde la viscosidad es generada con la adición de polímeros. El guar hidratado y sus derivados crean geles lineales que no alcanzan la viscosidad requerida para el transporte del agente apuntalante a temperaturas elevadas y es aquí donde se añaden agentes *crosslinking* a los fluidos *linear gel*.

La forma más rentable de aumentar la viscosidad del fluido es el *crosslinking* que permite la unión química de las cadenas de polímeros a condiciones de pH alto o bajo. Para esto se debe cumplir que el gel base debe estar estabilizado a un pH que permita que el producto químico *crosslinking* funcione donde por lo general es un

¹³² MARTIN, Tony, *et al*. Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 551.

¹³³ SPEIGHT. Op. cit., p. 176.

¹³⁴ MARTIN. Op. cit., p. 551.

pH diferente al óptimo para la hidratación del polímero, y que el radical de *crosslinking* debe estar presente a una concentración suficiente.

Estos fluidos se dividen en dos categorías: boratos y metálicos. Los fluidos *cross-linked* con borato utilizan iones de boratos que son más adecuados para tratamientos a temperaturas inferiores a 300°F y son preferidos por su reversibilidad al corte mecánico, sus propiedades ambientales favorables y su tolerancia a los problemas relacionados con los problemas relacionados con la calidad del agua, y los fluidos *cross-linked* con ion metálico utilizan zirconio (más utilizados), aluminio, titanio y cromo que se utilizan a temperaturas superiores a 300°F.

3.4.1.4 Fluidos de Gel-Surfactantes Viscoelásticos. Fueron descritos en los años ochenta como fluidos para reducción de fricción y fluidos de tratamiento de pozos. Según Speight¹³⁵ estos fluidos usan surfactantes en combinación con sales inorgánicas para crear estructuras ordenadas, que resultan en mayor viscosidad y elasticidad.

Los fluidos de Gel-Surfactantes Viscoelásticos presentan una viscosidad de cizallamiento generalmente alta y pueden transportar el agente apuntalante con menor carga y sin los requisitos de viscosidad de los fluidos convencionales, y a su vez no requieren ningún biocida porque no contienen ningún biopolímero ni requieren tensioactivos de reflujo porque tienen una tensión superficial e interfacial inherentemente baja y no son necesarios aditivos de control de arcilla.

3.4.2 Fluidos espumados. Según Speight¹³⁶ estos fluidos requieren generalmente bajo consumo de agua causando un mejor daño en formaciones sensibles al agua por lo cual hay menos líquido para recuperar y manejar después del tratamiento de estimulación hidráulica.

Las espumas son únicas y versátiles debido a sus características de baja densidad y alta viscosidad. La viscosidad de éstas depende fuertemente de la calidad de la espuma (fracción de gas en la mezcla total de gas y líquido) y de la espuma (cantidad de burbujas en el volumen de la unidad de mezcla).

La formación de espumas en un fluido de estimulación hidráulica masiva, según Martin *et al*¹³⁷, mejora las propiedades reológicas del fluido y proporciona una mayor energía para mejorar la limpieza y el retorno del mismo después del tratamiento generalmente en yacimientos no convencionales de *shale gas* bajo presión. Las espumas comunes contienen dióxido de carbono o nitrógeno y un agente espumógeno químico (surfactante).

¹³⁵ SPEIGHT. Op. cit., p. 177.

¹³⁶ Ibid., p. 184.

¹³⁷ MARTIN. Op. cit., p. 551.

3.4.3 Fluidos base aceite. Fueron los primeros fluidos utilizados en los tratamientos de estimulación hidráulica masiva por su compatibilidad con la mayoría de los tipos de formaciones. El fluido base aceite generalmente utilizado según Speight¹³⁸ es el gas licuado del petróleo (GLP) que provee una viscosidad consistente y no requiere el uso del dióxido de carbono o nitrógeno ni algún enfriamiento o ventilación especial del equipo que lo contiene. Es un subproducto abundante de la industria del gas natural y es almacenado a temperatura ambiente.

Debido a que la mayoría de las lutitas son sensibles al agua, el uso del GLP puede evitarlo y entre sus propiedades incluye baja tensión superficial, baja viscosidad y baja densidad. Estas propiedades tienen la capacidad de distribuir de manera uniforme el agente apuntalante y promueven generalmente longitudes de fracturas más efectivas y por lo tanto permiten una mayor producción del pozo.

3.4.4 Fluidos base ácido. En estos fluidos, según Speight¹³⁹, los ácidos son usados para crear canales en el yacimiento que comprenden las paredes de la fractura, en este caso la roca debe ser parcialmente soluble en ácido.

En las formaciones de shale el contenido de carbonatos no siempre es una fase continua, aunque muchas tienen una cantidad significativa de carbonato y piedra caliza disolubles, por lo tanto, es difícil usar este tipo de fluidos. Sin una fase continua de carbonato y piedra caliza, es difícil crear el canal continuo requerido y además el *flowback* necesitará administrar la disposición de volúmenes significativos de carbonato y piedra caliza que se disuelven en el ácido y salen a superficie con el ácido usado.

3.4.5 Fluidos base alcohol. Las formaciones a las que se les aplica el tratamiento de estimulación hidráulica masiva con este tipo de fluidos generalmente son, según Speight¹⁴⁰ de baja permeabilidad con alto contenido de arcilla, baja presión de fondo y recuperación de fluido de carga mínima.

Estos fluidos deben usarse selectivamente con consideraciones especiales de seguridad debido a la inflamabilidad del metanol y debe evitarse el contacto con oxígeno por tanto se usa una capa de vapor de dióxido de carbono para separar el vapor de metanol de cualquier fuente de oxígeno. Las ventajas de estos fluidos incluyen bajo punto de congelación, baja tensión superficial, alta solubilidad en agua, alta presión de vapor y buena compatibilidad con la formación.

¹³⁸ SPEIGHT. Op. cit., p.179.

¹³⁹ Ibid., p. 179.

¹⁴⁰ Ibid., p. 180.

3.5 ADITIVOS DEL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA MASIVA

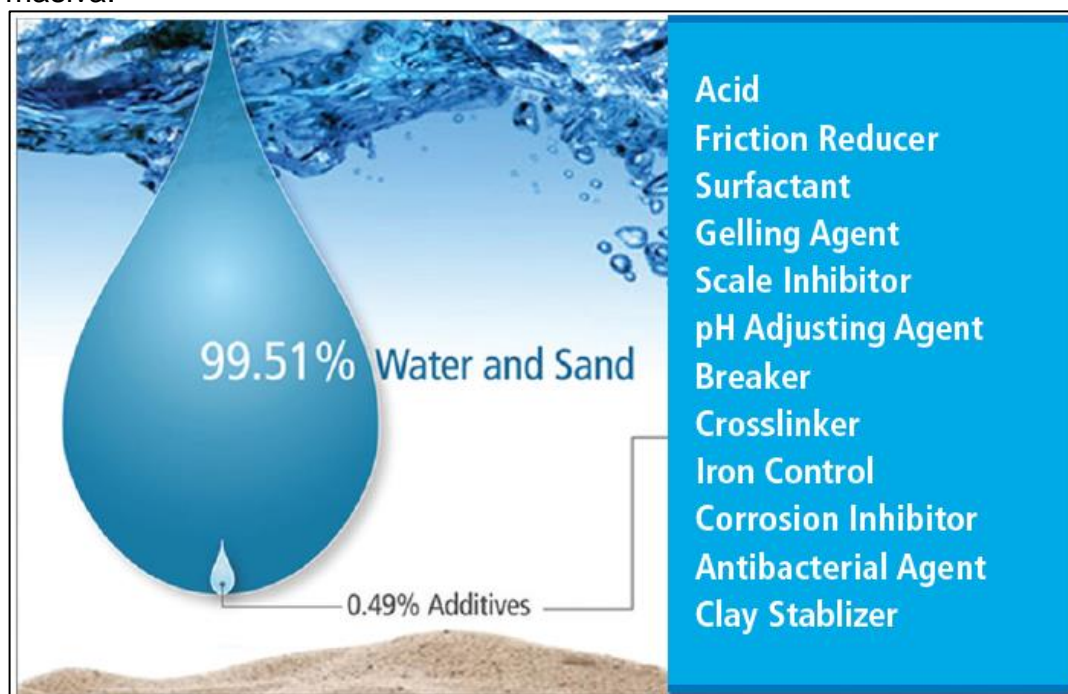
La selección de químicos y el diseño, de acuerdo a Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁴¹, es un aspecto importante para el diseño de las fracturas hidráulicas debido a que la percepción pública es que la mayoría de los químicos utilizados son tóxicos cuando se bombean en el pozo. La industria ha realizado un enorme trabajo con los químicos utilizados en los tratamientos de estimulación hidráulica masiva haciendo que sean ambientalmente amigables y no afectan a la salud y seguridad pública. Dependiendo del tipo de fluido y sus características específicas, según Martin *et al*¹⁴² hay una variedad de aditivos utilizados en la preparación de estos fluidos para tratamientos de estimulación hidráulica masiva. No existe una fórmula única para los volúmenes de cada aditivo por lo tanto la aplicación y concentración de químicos puede variar según el objetivo del tratamiento y las condiciones específicas del yacimiento.

Los aditivos generalmente presentan un porcentaje menor al 0.5% del volumen total del fluido como se muestra en la figura 56;

¹⁴¹ BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 125.

¹⁴² MARTIN. Op. cit., p. 550.

Figura 56. Aditivos comunes de los fluidos de estimulación hidráulica masiva.



Fuente: MARTIN, Tony, *et al.* Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 551.

3.5.1 Reductor de fricción. De acuerdo a Speight¹⁴³ para optimizar los tratamientos de estimulación hidráulica masiva los fluidos deben bombearse a velocidad máxima e inyectarse a presión máxima. Al aumentar entonces las velocidades y las presiones de flujo se puede conducir a niveles indeseables de fricción dentro del pozo de inyección y así mismo dentro de la fractura.

Es el aditivo químico más importante para los fluidos de estimulación hidráulica masiva y según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁴⁴ son un tipo de polímero usado para reducir la fricción significativamente dentro de tubería con el fin de bombear con éxito el trabajo bajo la máxima presión de tratamiento de superficie admisible. Este aditivo reduce la fricción entre los fluidos de fracturación y tubulares.

Las concentraciones de reductores de fricción utilizadas generalmente varían entre 0,5 GPT a 2,0 GPT dependiendo de su calidad y del agua (si se usa agua dulce se necesitarán bajas concentraciones y si se usa agua reutilizada se necesitarán

¹⁴³ SPEIGHT. Op. cit., p. 186.

¹⁴⁴ BELYADI. Op. cit., p. 126.

concentraciones altas). El reductor de fricción más utilizado es la poliacrilamida, en polvo seco o en forma líquida con base de aceite mineral.

3.5.2 Biocidas/Bactericidas. Uno de los problemas del diseño de los tratamientos de estimulación hidráulica masiva según Speight¹⁴⁵ surge cuando se usan polímeros orgánicos en los fluidos lo que genera el crecimiento bacteriano dentro de los mismos por la presencia de constituyentes orgánicos. A medida que las bacterias crecen, secretan enzimas que descomponen el agente gelificante, lo que reduce la viscosidad del fluido, esto se traduce en un mal asentamiento del agente apuntalante y un rendimiento de estimulación deficiente.

Este aditivo según Berry y Montgomery¹⁴⁶ se agrega para minimizar el ataque enzimático de los polímeros usados para gelificar el fluido de estimulación debido a la presencia de bacterias aeróbicas en el agua base. Si no se controla, el crecimiento de microorganismos degradará rápidamente el polímero a un nivel no funcional.

Las consecuencias de no añadir este químico, según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁴⁷, radican en la creación de H₂S en la formación, corrosión influenciada microbiológicamente y la restricción de la producción debido al crecimiento microbiano.

En los tratamientos de estimulación hidráulica masiva se pueden utilizar dos tipos de biocidas/bactericidas, aunque el que más se usa es el glutaraldehído, donde su concentración varía entre 0,1 GPT y 0,3 GPT (esta concentración se determina bajo la realización de una prueba de agua previa al tratamiento para medir las bacterias preexistentes en el agua).

✓ Biocida/bactericida oxidante: causa un daño celular irreversible en la bacteria, lo que indica que la quema. Entre estos están cloro, bromo, ozono y dióxido de cloro.

✓ Biocida/bactericida no oxidante: altera la permeabilidad de la pared celular, lo que interfiere con los procesos biológicos. Este tipo de biocida esencialmente le da cáncer a las células bacterianas, lo que puede provocar que las bacterias mueran o sobrevivan. Los ejemplos son aldehídos, bronopol, DPNPA y acroleína.

3.5.3 Inhibidor de incrustaciones. Estos aditivos tienen concentraciones entre 0,1 GPT y 0,25 GPT, el más usado es etilenglicol, y generalmente son utilizados, según

¹⁴⁵ SPEIGHT. Op. cit., p. 186.

¹⁴⁶ BERRY SMITH, Michael y MONTGOMERY, Carl T. Hydraulic Fracturing. Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering. Taylor & Francis Group, 2015. p. 412.

¹⁴⁷ BELYADI. Op. cit., p. 126.

Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁴⁸, para mejorar la permeabilidad previniendo acumulaciones de hierro e incrustaciones en la formación y en el pozo.

3.5.4 Agentes gelificantes. Estos aditivos son utilizados para mejorar la viscosidad. Según Berry y Montgomery¹⁴⁹ incrementan el ancho de la fractura por lo tanto pueden aceptar grandes cantidades de agente apuntalante, reducir la pérdida de fluido para mejorar la eficiencia, mejorar el transporte del agente apuntalante y reducir la presión de fricción.

Los agentes gelificantes usados comúnmente son guar y sus derivados (hidroxipropil-guar, carboximetil-guar y carboximetil-hidroxipropil-guar). Además otros tipos de estos aditivos son los hidroxietil-celulosa, carboximetil-hidroxietil-celulosa.

3.5.5 Rompedores de geles. Los tratamientos de estimulación hidráulica masiva deben tener, según según Speight¹⁵⁰, la capacidad de disminuir la viscosidad después de asentar el agente apuntalante lo que ayuda a mejorar la recuperación de fluidos post-fracturantes o *flowback*.

Estos aditivos son bombeados junto con los agentes gelificantes mezclados con el fluido de estimulación, según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁵¹, por ende, el gel se va a romper a ciertas temperaturas a condiciones de fondo y se posicionará dentro de la formación lo que produce que se reduzca la viscosidad del gel en la formación.

Existe una variedad de tipos de rompedores de geles, según Speight¹⁵², incluidos los de liberación de tiempo y los dependientes de temperatura. Éstos son típicamente ácidos, oxidantes o enzimas, aunque pueden contener constituyentes peligrosos como el persulfato de amonio, sulfato de amonio, compuestos de cobre, etilenglicol y éteres de glicol.

“Los rompedores se agregan al fluido de estimulación para reducir el peso molecular de los diversos polímeros utilizados. Esto reduce la viscosidad y facilita el retroceso del polímero residual, lo que permite la limpieza del paquete de agente apuntalante. El uso inadecuado o rompedores ineficaces pueden causar daños importantes en el paquete de agente apuntalante. Idealmente, estos materiales estarían totalmente inactivos durante el tratamiento y luego actuarían instantáneamente cuando se detuviera el bombeo, rompiendo rápidamente el fluido a una baja viscosidad, preparando la fractura y la formación de flujo. Esto es muy difícil de lograr ya que la

¹⁴⁸ BELYADI. Op. cit., p. 126.

¹⁴⁹ BERRY. Op. cit., p. 396.

¹⁵⁰ SPEIGHT. Op. cit., p. 184.

¹⁵¹ BELYADI. Op. cit., p. 135.

¹⁵² SPEIGHT. Op. cit., p. 184.

actividad del interruptor depende mucho de la temperatura del fluido, que varía con el tiempo.”

3.5.6 Buffer o controladores de pH. De acuerdo a Speight¹⁵³, el pH del fluido afecta las propiedades del fluido de estimulación, incluyendo la tasa de gelificación inicial del polímero, características *cross-linking*, propiedades de rompedores de gel, control de bacterias y estabilidad de viscosidad.

El rango de pH típico es de 3 a 10 y existen dos tipos de estos aditivos utilizados, el primero se conoce como *buffer* ácido que se utiliza para acelerar el tiempo de hidratación del gel y el segundo se denomina *buffer* básico y se usa con fluido *cross-linked* para crear enlaces cruzados diferidos.

Los criterios de selección son compatibilidad ambiental y de seguridad, compatibilidad con la formación y aditivos, preparación simple y control de calidad, baja presión de bombeo, viscosidad apropiada baja pérdida de fluido, reflujo y limpieza (para alta conductividad) y economía.

3.5.7 Cross-linker. Estos aditivos según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁵⁴, son químicos usados para crear el tipo de fluido *cross-linked*. Estos aumentan la viscosidad de los agentes gelificantes al unir los polímeros de gel separados y aumentan el peso molecular sin polímeros adicionales.

En general los *cross-linkers* mejoran la capacidad del fluido para llevar el agente apuntalante y crear viscosidad para una geometría de fractura más amplia aunque su mayor desventaja es el aumento del potencial de la presión de fricción.

3.5.8 Surfactantes. La principal aplicación de estos aditivos es reducir la tensión interfacial del fluido. Conforme a lo que Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁵⁵ dicen, la selección depende de estos depende del objetivo deseado y los que comúnmente usados en los tratamientos de estimulación hidráulica masiva son:

- ✓ Microemulsiones: cambian el ángulo de contacto reduciendo la tensión interfacial dando como resultado una recuperación más rápida durante el *flowback*.
- ✓ No-emulsionantes: minimizan o previenen la formación de emulsiones y se usa típicamente en formaciones con petróleo o condensado.
- ✓ Espumantes: crean una espuma estable y permiten el transporte eficaz del agente apuntalante.

¹⁵³ SPEIGHT. Op. cit., p. 186.

¹⁵⁴ BELYADI. Op. cit., p. 135.

¹⁵⁵ Ibid., p. 138.

3.5.9 Estabilizadores de arcilla. Según Sepeight¹⁵⁶, los minerales de arcilla plantean desafíos, ya que son bien conocidos por la hinchazón en presencia de agua. Dentro de las capas cristalinas, los minerales de arcilla contienen cationes (normalmente sodio y potasio) que ocupan posiciones o sitios de intercambio de bases. Al contacto con el agua, estos cationes se solubilizan dando como resultado la inestabilidad de la arcilla que puede manifestarse en hinchamiento. Cuando la arcilla se hincha, la capacidad de la formación que contiene arcilla para permitir el paso de líquidos y fluidos de perforación o estimulación, así como hidrocarburos, se ve disminuida y puede impedir seriamente la producción de petróleo crudo y / o gas.

Los estabilizadores de arcilla reducen la hinchazón de la arcilla y su función a través del intercambio iónico, donde proporciona un catión para reemplazar el catión de arcilla nativa y solubilizada, como el sodio. El cloruro de potasio (KCl) se usa comúnmente para reducir la hinchazón de la arcilla, donde el ion de potasio es eficaz para prevenir la hinchazón. A menudo se usa en niveles altos (2-4% p / p) y requiere manipulación en el sitio para preparar una solución. Además, el cloruro de potasio puede ser incompatible con otros materiales, lo que afecta negativamente a otros aspectos de los fluidos de fracturamiento como la gelificación.

En términos de tratamientos de estimulación hidráulica masiva, los estabilizadores de arcilla son aditivos que se utilizan para mejorar la compatibilidad entre la formación y el fluido de fracturación. La mayoría de las formaciones contienen minerales de arcilla que son susceptibles de hincharse y migrar, y el daño de la arcilla es extremadamente importante en depósitos de baja permeabilidad y baja presión, ya que afecta las presiones capilares.

3.6 AGENTES APUNTALANTES

“Los agentes apuntalantes son materiales sólidos, típicamente arena, arena tratada, o materiales cerámicos manufacturados”¹⁵⁷ Estos, según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁵⁸ son usados para mantener las fracturas abiertas después de que el trabajo de fracturamiento es completado. Los agentes apuntalantes suministran canales de alta conductividad para que los hidrocarburos fluyan del yacimiento al pozo, y evitan que las fracturas se cierren debido a la presión de sobrecarga. Sin embargo, las fracturas sin material apuntalante podrían cerrarse y perder su conectividad con el tiempo. Aunque, Bombear solo agua sin apuntalante puede resultar en una buena producción inicial; la producción disminuirá drásticamente y el pozo no será económico a largo plazo debido a la ausencia de apuntalante que mantenga las fracturas abiertas.

¹⁵⁶ SPEIGHT. Op. cit., p. 183 – 184.

¹⁵⁷ Ibid., p. 195.

¹⁵⁸ BELYADI. Op. cit., p. 73.

3.6.1 Tipos de agentes apuntalantes. Uno de los más importantes factores en cualquier trabajo de fracturamiento es el tipo de apuntalante usado. Hay varios tipos de apuntalante utilizados en el fracturamiento hidráulico; que serán descritos a continuación.

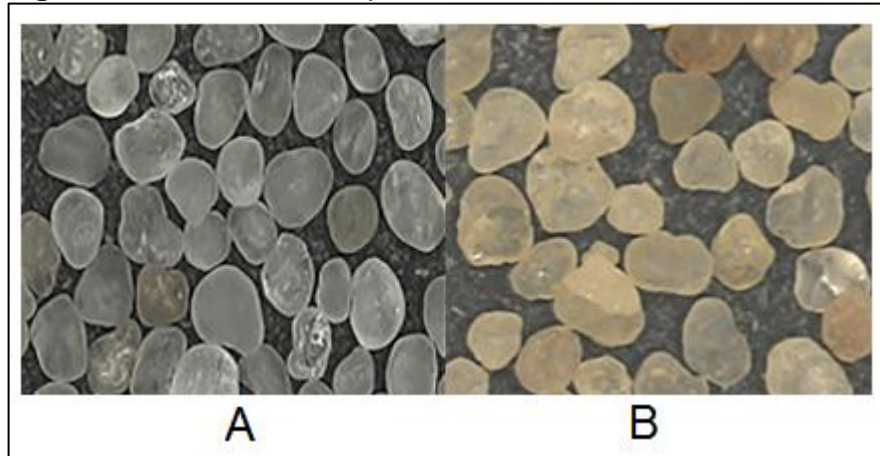
3.6.1.1 Arena. Según Speight¹⁵⁹, cuando se usa el término arena para referirse a los apuntalantes, este hace referencia a muchos tipos de minerales triturados y puede no ser verdadera arena de sílice, pero puede estar compuesta de sílice y otros minerales. De hecho, hay muchas variedades de arena en el mundo, cada una con su propia composición y propiedades únicas. Por ejemplo, están las arenas blancas de muchas playas que pueden consistir principalmente de piedra caliza (CaCO₃), y también hay arenas negras que pueden consistir de magnetita (Fe₃O₄ o FeO.Fe₂O₃) o ser de origen volcánico, mientras que las arenas amarillas pueden tener un alto contenido niveles de hierro. El tipo de arena utilizada como apuntalante es la arena de sílice, que es el tipo más común de apuntalante y es un recurso natural más que un producto manufacturado.

Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁶⁰ la arena es el apuntalante de menor resistencia y está altamente disponible, además, es el más económico. La arena generalmente puede manejar una presión de cierre de hasta 6000 psi (la presión de cierre es la presión a la que se cierra la fractura). Dos de las arenas más importantes utilizadas en el fracturamiento hidráulico se conocen como arena Ottawa y Brady. La arena de Ottawa (también conocida como Jordan, White y Northern) es el tipo de apuntalante utilizado en muchos *shale plays* a lo largo de los Estados Unidos y proviene del norte del país (depósitos en Jordan). Este tipo de apuntalante es arena blanca de alta calidad con granos monocristalinos. Por otro lado, la arena Brady, que proviene de Brady, Texas y extraída de los afloramientos de la formación Hickory, también es arena de alta calidad utilizada para el fracturamiento hidráulico. Este tipo de arena se denomina "arena marrón" debido a su color y es típicamente más barata que la arena de Ottawa debido a que contiene más impurezas y tiene una forma más angular que la arena de Ottawa. La calidad de la arena Brady es menor en comparación con la arena de Ottawa. En la figura 57 se observa una muestra de arena de Ottawa "blanca" (A) y una muestra de arena de Brady "marrón" (B).

¹⁵⁹ SPEIGHT. Op. cit., p. 196.

¹⁶⁰ BELYADI. Op. cit., p. 73 – 74.

Figura 57. Muestras de apuntalante de arena natural.



Fuente: MARTIN, Tony, *et al.* Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 558.

3.6.1.2 Apuntalante recubierto de resina. Según Speight¹⁶¹, este apuntalante es típicamente arena recubierta con resina, que tiene dos funciones principales: (i) Extiende la carga de presión de manera más uniforme que mejora la resistencia de las partículas de arena al aplastamiento y (ii) evitar la migración de finos que se generaron a causa del alto esfuerzo de la presión de cierre de la fractura y la temperatura de fondo del pozo. Además, evita que estos finos lleguen a superficie durante la producción del flujo de retorno. Esta es arena de sílice seca que ha sido revestida con resina líquida, después de lo cual se pasa a través de una cámara de calentamiento para completar el curado. El uso de resina líquida proporciona un recubrimiento uniforme en los granos de arena, dándole mejor rendimiento como material apuntalante.

Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁶², la arena revestida con resina se considera un apuntalante de resistencia intermedia y es más costosa que la arena regular, por lo tanto, se debe realizar un análisis económico para determinar la viabilidad económica del uso de este tipo de apuntalante.

Según Speight¹⁶³, hay dos tipos de arenas revestidas con resina; las precuradas y las curables. La tecnología de la arena revestida de resina precurada, consiste en aplicar la resina sobre los granos de arena, después la resina se cura completamente antes de que se bombee en las fracturas. “Este tipo de arena se usa en formaciones con una presión de cierre de entre 6000 y 8000 psi. El costo de

¹⁶¹ SPEIGHT. Op. cit., p. 197.

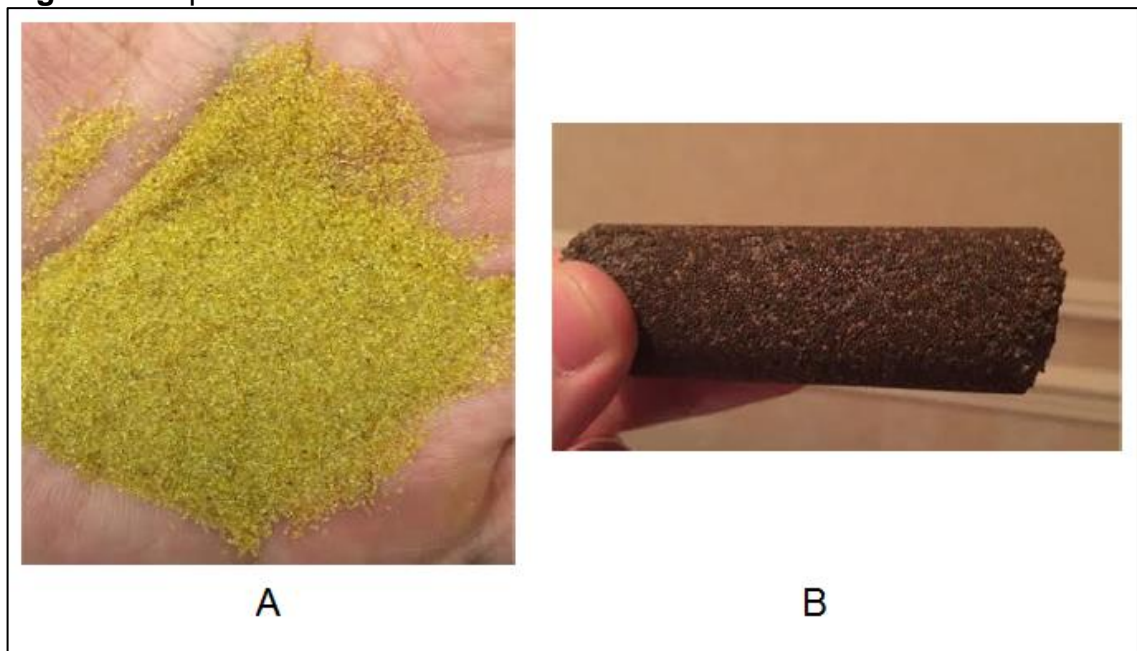
¹⁶² BELYADI. Op. cit., p. 74.

¹⁶³ SPEIGHT. Op. cit., p. 199.

esta arena revestida de resina podría ser una de las principales razones por las cuales no se utilice en algunas formaciones con presiones de cierre superiores a 6000 psi.”¹⁶⁴

Según Speight¹⁶⁵, la tecnología más reciente del apuntalante revestido de resina curable implica un curado incompleto de la resina antes de su uso, y cuando el apuntalante se bombea al fondo del pozo, el curado se completa en las fracturas como resultado de la presión y la temperatura de fondo de pozo. Al igual que los anteriores, estos apuntalantes resisten presiones de cierre de fractura en el rango de 6000 a 8000 psi. La ventaja de utilizar este tipo de apuntalante recubierto con resina es que los granos de arena individuales se pueden unir entre sí en la fractura, lo que hace que los granos de arena revestidos se unan uniformemente cuando la temperatura y la presión alcanzan los niveles adecuados. Esta unión de los granos evita que salgan de la fractura, lo que posteriormente disminuiría la producción del pozo. El apuntalante curable a condiciones estándar (A) y a condiciones de yacimiento (B), se muestran en la figura 58;

Figura 58. Apuntalante recubierto de resina curable.



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

3.6.1.3 Apuntalante de alta resistencia. “Un ejemplo de apuntalante de alta resistencia es la bauxita sinterizada, que es el tipo de apuntalante más fuerte

¹⁶⁴ BELYADI. Op. cit., p. 74.

¹⁶⁵ SPEIGHT. Op. cit., p. 199.

utilizado en la industria. Puede manejar una presión de cierre de hasta 20,000 psi y se usa en formaciones profundas de alta presión donde la presión de cierre excede 10,000 psi. Este tipo de apuntalante tiene corindón, que es uno de los materiales más duros conocidos y se utiliza en entornos de alta presión y alta temperatura. La bauxita sinterizada de alta resistencia y resistencia intermedia se produce utilizando el mismo proceso de fabricación. La principal diferencia entre los dos es la materia prima utilizada.¹⁶⁶ usualmente la bauxita sinterizada cuenta con una gravedad específica de 3,4 o mayor. En la figura 59 se observan granos de bauxita sinterizada.

Figura 59. Bauxita sinterizada.



Fuente: MARTIN, Tony, *et al.* Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 559.

3.6.1.4 Apuntalante de resistencia intermedia. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁶⁷ el apuntalante cerámico tiene una calidad superior a la arena recubierta con resina ya que cuenta con un tamaño y forma uniformes y es térmicamente resistente. “Un ejemplo de apuntalante de resistencia intermedia es el apuntalante cerámico fundido de baja densidad. El apuntalante de resistencia intermedia puede soportar una presión de cierre de entre 8000 y 12000 psi. La gravedad específica del apuntalante de resistencia intermedia es de 2.9 a 3.3 (podría ser menor

¹⁶⁶ BELYADI. Op. cit., p. 76 – 77.

¹⁶⁷ Ibid., p. 76.

dependiendo del fabricante y esta variación se debe a las fuentes de materia prima utilizadas por diferentes fabricantes de apuntalante)¹⁶⁸

Según Martin *et.al*¹⁶⁹, debido a su menor costo, menor densidad, resistencia y conductividad, los apuntalantes cerámicos de resistencia intermedia brindan una alternativa rentable a los apuntalantes de bauxita. Estos también son menos abrasivos para el equipo de fracturamiento y las líneas de superficie. Su densidad es menor que la de las bauxitas, lo que mejora el transporte del apuntalante y reduce el riesgo de arenamiento, a la vez que proporciona una excelente resistencia a altas presiones de cierre. Los apuntalantes de resistencia intermedia están disponibles comercialmente en tamaños que varían de 16 a 70 mesh. De forma similar a las bauxitas, estos exhiben muy buena redondez y esfericidad como se muestra en la figura 60;

¹⁶⁸ ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production, Citado por BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 76.

¹⁶⁹ MARTIN. Op. cit., p. 559.

Figura 60. Granos de apuntalante cerámico de resistencia intermedia.



Fuente: MARTIN, Tony, *et al.* Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 560.

3.6.1.5 Apuntalante de cerámica ligero. Según Martin *et al.*¹⁷⁰, el transporte de propante en fluidos de baja viscosidad presenta múltiples desafíos. Estos apuntalantes reducen la velocidad de asentamiento, lo que resulta en el transporte del apuntalante más adentro de la fractura, generando una mejor conductividad de la fractura. Si bien los apuntalantes de cerámica ligeros no son tan resistentes como los apuntalantes de resistencia intermedia o los de alta resistencia, ofrecen una conductividad mucho más alta que la arena natural de alta calidad debido a la mayor resistencia, mayor esfericidad y una distribución de tamaño más uniforme. Estos son adecuados para las operaciones en las cuales la presión de cierre de las fracturas supera la resistencia de la arena natural (6.000 a 10.000 psi). Debido a que superan en conductividad a la arena natural, estos apuntalantes también podrían usarse con menores presiones de cierre, pero en aplicaciones donde se requiere la conductividad más alta posible, como en pozos de alto rendimiento que tienen características de flujo multifásico. Los apuntalante de cerámica livianos de silicato de alúmina tienen una gravedad específica de aproximadamente 2.6 a 2.8 y

¹⁷⁰ Ibid., p. 559.

cuentan con tamaños comerciales que van desde 12 a 70 *mesh*. En la figura 61 se observan granos de apuntalante de cerámica ligero.

Figura 61. Apuntalante de cerámica ligero.



Fuente: MARTIN, Tony, *et al.* Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 560.

3.6.2 Tamaño del apuntalante. Una de las propiedades más importantes de los materiales apuntalantes es su tamaño. Este es determinado por la granulometría o el número de malla (*mesh*); que es una medida del tamaño de grano en función del número de aperturas presentes en una pulgada lineal en un tamiz. entre mayor sea el número de malla más aperturas abran en una pulgada, por lo que estas serán más pequeñas y a su vez los sólidos que pueden pasar a través de ellas. Para los apuntalantes usados en yacimientos no convencionales de shale los tamaños comúnmente utilizados son; 100, 40/70, 30/50 y 20/40. Cabe aclarar que para estos últimos tamaños, por ejemplo 40/70, los tamices utilizados en la prueba para determinar el tamaño de grano son los que se encuentran en ese rango estipulado, en este caso 40 a 70. Una tabla que representa las aperturas estándares de las mallas se muestra en la figura 62;

Figura 62. Tamaños estándares de las aperturas de las mallas.

US Series Mesh	Sieve Opening (in)	US Series Mesh	Sieve Opening (in)
4	0.187	25	0.0280
6	0.132	30	0.0232
8	0.0937	35	0.0197
10	0.0787	40	0.0165
12	0.0661	60	0.0098
14	0.0555	70	0.0083
16	0.0469	100	0.0059
18	0.0394	170	0.0035
20	0.0331		

Fuente: BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 82.

3.6.2.1 Malla 100. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷¹, los apuntalantes de este tamaño son similares al polvo para bebés ya que el tamaño del *mesh* de la malla es muy pequeño. Estos están diseñados para posicionarse en fisuras muy delgadas de la formación. Usualmente este es el primer apuntalante bombeado en los trabajos de fractura y es utilizado para sellar las microfracturas presentes. Aunque los apuntalantes de este tamaño no están diseñados para generar conductividad, son muy utilizados, sobre todo en formaciones naturalmente fracturadas. Dado que estos proporcionan un conducto para los próximos apuntalantes bombeados, porque cubren las grietas microscópicas y erosionan las perforaciones; lo que facilita el movimiento de los apuntalantes a través de las fracturas.

Los apuntalantes de tamaño de malla 100 son los más pequeños utilizados en los trabajos de fracturamiento, e incluso, algunos ingenieros consideran que los apuntalantes con este tamaño, son parte del fluido pad. un ejemplo de apuntalante con este tamaño se muestra en la figura 63;

¹⁷¹ BELYADI. Op. cit., p. 78.

Figura 63. Arena de tamaño de malla 100.



Fuente: BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 78.

3.6.2.2 Malla 40/70. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷² los apuntalantes con este tamaño son usualmente usados después de los malla 100. El bombeo de este tipo de apuntalante en el fondo de pozo crea la longitud de fractura requerida para obtener la máxima superficie y algo de conductividad en las fracturas. Combinaciones de los tamaños malla 100 y 40/70 son típicamente los más comunes usados en la mayoría de los yacimientos no convencionales de *shale*.

Es un hecho conocido que los tamaños de malla más pequeños tendrán una mayor resistencia al aplastamiento en comparación con el mismo tipo de material en una malla más grande. Esto se debe a que, en un ancho de fractura fijo, hay más granos que pueden soportar esta presión. En otras palabras, el esfuerzo se distribuye de manera más uniforme a través de más granos de apuntalante con tamaños más pequeños. por ende, es crucial tener en cuenta este concepto al escoger el tamaño del apuntalante al momento de diseñar un trabajo de fracturamiento.

3.6.2.3 Malla 30/50. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷³ los apuntalantes de tamaño de malla 30/50 son más grandes que los de 40/70, por lo que logran una mayor

¹⁷² Ibid., p. 78.

¹⁷³ Ibid., p. 79.

conductividad proporcionando rutas de flujo más grandes para un flujo multifásico. Algunas compañías no utilizan el tamaño de malla 40/70. En cambio, el apuntalante de malla 30/50 es bombeado justo después del que cuenta con tamaño de malla 100 para una mejor conductividad de la fractura, especialmente en zonas de gas condensado y petróleo. Otros prefieren bombear apuntalante de tamaño 30/50 después de 40/70 para una mejor transición después del apuntalante de tamaño de malla 100.

3.6.2.4 Malla 20/40. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷⁴ este es el tamaño de apuntalante más grande utilizado, comparado con todos los otros tamaños antes mencionados. Algunos operadores bombean este tamaño de apuntalante al final, para maximizar la conductividad de la fractura cerca al pozo. Sin embargo, otros operadores ni siquiera consideran este tamaño de malla y bombean de último los tamaños de malla 40/70 o 30/50. El rendimiento de la producción debe ser, en última instancia, el factor decisivo sobre qué tamaño de arena usar. Dependiendo de la formación y el diseño del trabajo de fracturamiento, cada etapa de fracturamiento se requiere entre 200,000 y 700,000 lb de de apuntalante.

3.6.3 Propiedades. Los apuntalantes son utilizados para mantener abiertas las fracturas generadas en un trabajo de fracturamiento, lo que ayuda al flujo y la eventual extracción de hidrocarburos. Es por esto que las propiedades de los apuntalantes son cruciales para optimizar la productividad de los pozos en yacimientos no convencionales de *shale*. “Es importante tener un conocimiento básico de las características del apuntalante, y la razón por la cual algunos tipos de apuntalante como la resina y la cerámica son mucho más caros en comparación con la arena regular. Algunas características del apuntalante que son importantes para comprender y monitorear son redondez, esfericidad, la resistencia al aplastamiento, la gravedad específica, la densidad aparente, la solubilidad del ácido, el tamaño del tamiz.”¹⁷⁵

3.6.3.1 Redondez. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷⁶, la redondez es la medida relativa de la agudeza de las esquinas de un grano. Una mayor redondez del apuntalante da como resultado una distribución más uniforme del esfuerzo y mejora potencialmente la porosidad del paquete de apuntalante posicionado en la formación.

3.6.3.2 Esfericidad. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷⁷ la esfericidad es la medida de cuan cerca se aproxima un grano a la forma de una esfera. El American Petroleum Institute (API) y el International Organization for Standardization (ISO), recomiendan que la redondez y la esfericidad para la arena debe ser mayor a 0,7 y

¹⁷⁴ Ibid., p. 80.

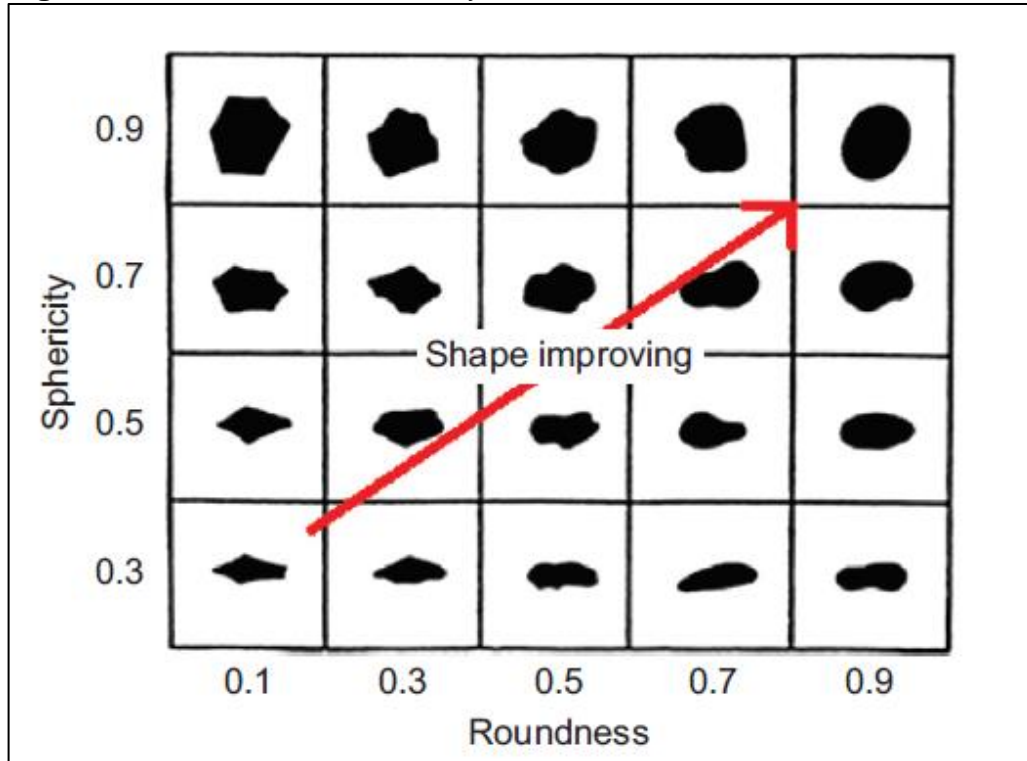
¹⁷⁵ Ibid., p. 81.

¹⁷⁶ Ibid., p. 81.

¹⁷⁷ Ibid., p. 81.

mayor a 0,9 para apuntalantes artificiales. EL cuadro de redondez y esfericidad se muestra en la figura 64;

Figura 64. Cuadro de redondez y esfericidad.



Fuente: BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 81.

3.6.3.3 Resistencia al aplastamiento. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁷⁸ la resistencia al aplastamiento mide los finos creados bajo una carga determinada (exposición a esfuerzos). esto se logra en el laboratorio aplicando diferentes presiones como 3000, 4000, 5000 psi entre otras. La prueba del valor K se puede realizar en varios tipos y tamaños de apuntalante para determinar el porcentaje de finos generados bajo cada presión específica. El valor K es el esfuerzo de cierre por debajo del cual el 10% del apuntalante se triturará y se volverá fino o estará fuera del tamaño de malla estándar.

3.6.3.4 Gravedad específica. “Es la medición de la densidad absoluta del apuntalante individual dividido por la densidad absoluta del agua. La gravedad específica máxima recomendada por API es 2.65 para arena”.¹⁷⁹

¹⁷⁸ Ibid., p. 81

¹⁷⁹ Ibid., p. 82.

3.6.3.5 Densidad aparente. “Es el volumen ocupado por una masa dada de apuntalante. El máximo recomendado por API para el apuntalante es de 105 lb / ft³.”

3.6.3.6 Solubilidad al ácido. Según Belyadi, Fathi y Belyadi¹⁸⁰, la solubilidad al ácido se refiere a que tan soluble es el apuntalante en una solución de ácido clorhídrico (HCl) al 12% o una de ácido fluorhídrico (HF) al 3%. esta, indica la cantidad de contaminantes presentes en el apuntalante, además de la estabilidad relativa del apuntalante en el ácido. API recomienda que la solubilidad máxima para arenas (30/50) grandes es de 2% y para arenas más pequeñas (40/70) el porcentaje de solubilidad recomendado es de 3%.

3.6.3.7 Tamaño del tamiz. El análisis de tamices es una prueba necesaria que se realiza al apuntalante a lo largo del trabajo de fracturamiento para garantizar el tamaño adecuado de este, así como para tener un control de calidad del mismo. En este análisis, el 90% de la muestra de apuntalante debe estar dentro del tamaño del tamiz previamente estipulado. No más del 0,1% debe ser más grande que el primer tamaño de tamiz y no más del 1% debe ser más pequeño que el último tamaño de tamiz. Por ejemplo, como se muestra en la figura 62 si se prueba una malla 40/70, no más del 0,1% del tamaño de la muestra debe ser mayor a 0,0165, y no más del 1% debe ser menor que 0,0083.

3.7 FACTORES QUE AFECTAN LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS

La perforación horizontal y el tratamiento de estimulación hidráulica se han convertido en las tecnologías más utilizadas para el desarrollo de yacimientos no convencionales de *shale* en donde los parámetros o factores que son claves para el diseño se van a especificar en este capítulo.

3.7.1 Ubicación del pozo y longitud lateral horizontal. Estos dos factores, se determinan por la geología, el régimen de esfuerzos in situ, las tasas de producción y las reservas que desarrollará cada pozo individual, los requisitos futuros de intervención de pozos, el impacto ambiental y la logística de superficie.

A través de los años, según Saldungaray, Palisch y Shelley¹⁸¹, la tendencia en los yacimientos no convencionales de *shale* ha sido perforar laterales más largos para aumentar el contacto con el yacimiento y maximizar las reservas desarrolladas por cada pozo. Esta tendencia ha tenido un impacto favorable en la economía de los desarrollos de campos y ha reducido el impacto ambiental.

¹⁸⁰ Ibid., p. 82.

¹⁸¹ SALDUNGARAY, Pedro, PALISCH, Terry y SHELLEY, Robert. Hydraulic Fracturing Critical Design Parameters in Unconventional Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 2.

Estas longitudes laterales en esta actividad por lo general van desde 1.000 pies a 10.000 pies y dependerán de la capacidad en tecnologías y equipos para la intervención actual y futura de los pozos, incluyendo el aislamiento de etapas fracturadas.

3.7.2 Etapas de fractura. La idea general de las estimulaciones hidráulicas es maximizar el contacto con los *sweet spots* en la formación de shale. Sin embargo, para minimizar el costo de las fracturas a realizar, se deben investigar los escenarios de estimulación que logren la misma productividad con un costo mínimo basado en la predicción de la tendencia de producción con un número creciente de fracturas.

Según Jahandideh y Jafarpour¹⁸², las fracturas que se colocan cerca una de la otra puede inferir y competir entre sí, lo que resulta en una productividad reducida por lo que, además de las ubicaciones y longitudes de fractura, se desconoce el número óptimo de etapas de fractura. Aquí, se optimiza la ubicación y el número de fracturas con una longitud fija. Para optimizar el número de fracturas, se considera por lo general un enfoque de optimización secuencial donde se resuelven varios subproblemas de optimización. En cada subproblema se resuelve con ejercicios de prueba y error.

3.7.3 Diseño de la operación de fracturamiento. Como es bien sabido, la clave del buen desarrollo de este tipo de yacimientos es contactar la mayor área posible de estos, es por eso que al momento de diseñar un tratamiento de fractura se busca generar una red de fractura muy compleja. Sin embargo, si la conductividad de esta red de fracturas no es suficiente, la productividad del pozo no será la mejor. Es por esto por lo que al momento de diseñar la operación de fracturamiento se debe tener en cuenta parámetros como: el espaciamiento entre fracturas, la conductividad de fracturas y la longitud efectiva de fractura.

3.7.3.1 Complejidad de las fracturas. Según Cipolla *et. al.*¹⁸³, en muchos yacimientos, la interacción de la fractura hidráulica con fracturas naturales y otras heterogeneidades geológicas genera un crecimiento complejo de las fracturas.

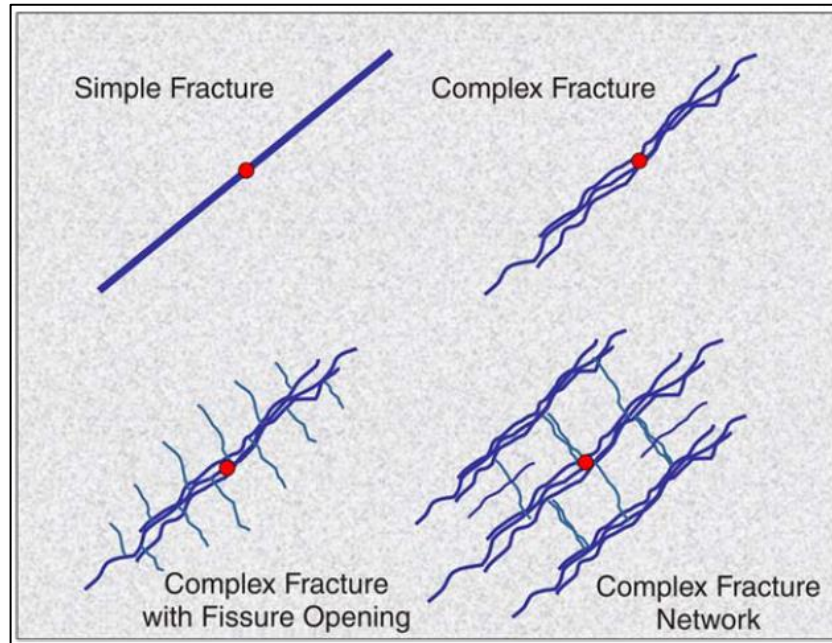
En la mayoría de los casos, la complejidad de la fractura se considera perjudicial ya que se puede presentar la fuga excesiva de fluidos y/o la reducción del ancho de la fractura que puede dar como resultado arenamientos tempranos. Sin embargo, en algunos yacimientos el objetivo del diseño de la operación es maximizar la complejidad de las fracturas con el fin de aumentar el volumen de yacimiento estimulado.

¹⁸² JAHANDIDEH, Atefeh y JAFARPOUR, Behnam. Optimization of Hydraulic Fracturing Design under Spatially Variable Shale Fracability. Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 7.

¹⁸³ CIPOLLA, C.L. *et. al.* The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design. Society of Petroleum Engineers, 2008. p. 1.

Según Cipolla *et. al.*¹⁸⁴, la caracterización de las operaciones de fracturamiento hidráulico se ha venido realizando con la utilización de microsísmicas y tecnología de mapeo de fracturas con inclinómetros. Estas mediciones han demostrado que existe una sorprendente diversidad en el crecimiento de las fracturas hidráulicas, que van desde simples fracturas planas hasta un sistema de fracturas muy complejo. Los niveles de complejidad de las fracturas hidráulicas se muestran en la figura 65;

Figura 65. Niveles esquemáticos de complejidad de las fracturas hidráulicas.



Fuente: FISHER, Kevin y WARPINSKI, Norm. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. Society of Petroleum Engineers, 2011. p. 8.

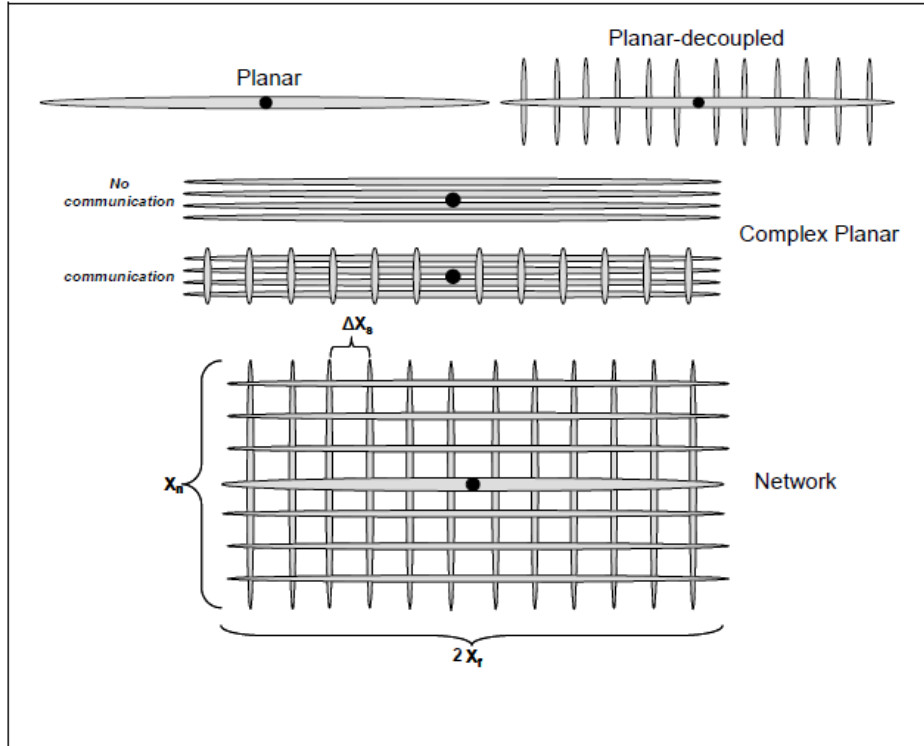
El crecimiento de la fractura hidráulica puede ser dividido en 4 categorías:

- ✓ Planar acoplado
- ✓ Crecimiento planar desacoplado (apertura de fisuras)
- ✓ Crecimiento complejo
 - No comunicante
 - Comunicante
- ✓ Crecimiento de red

Los tipos de crecimiento de fractura se muestran en la figura 66;

¹⁸⁴ Ibid., p. 2.

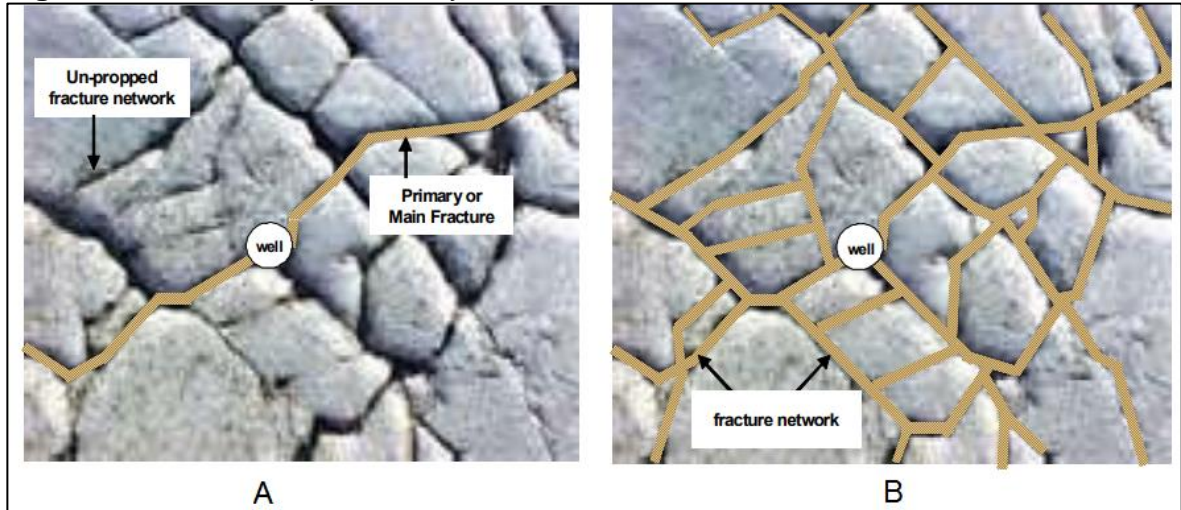
Figura 66. Tipos de crecimiento de fracturas.



Fuente: CIPOLLA, C.L. *et. al.* The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design. Society of Petroleum Engineers, 2008. p. 2.

En la red de fractura las fracturas generadas mediante potencia hidráulica a través de las perforaciones en el pozo son llamadas fracturas principales o primarias y las que se generan gracias al contacto de estas fracturas primarias con las heterogeneidades geológicas son llamadas fracturas secundarias o de red. Los tipos de fracturas se muestran en la figura 67. La figura A resalta la fractura primaria y la figura B resalta las fracturas secundarias;

Figura 67. Fracturas primarias y secundarias en una red de fracturas.

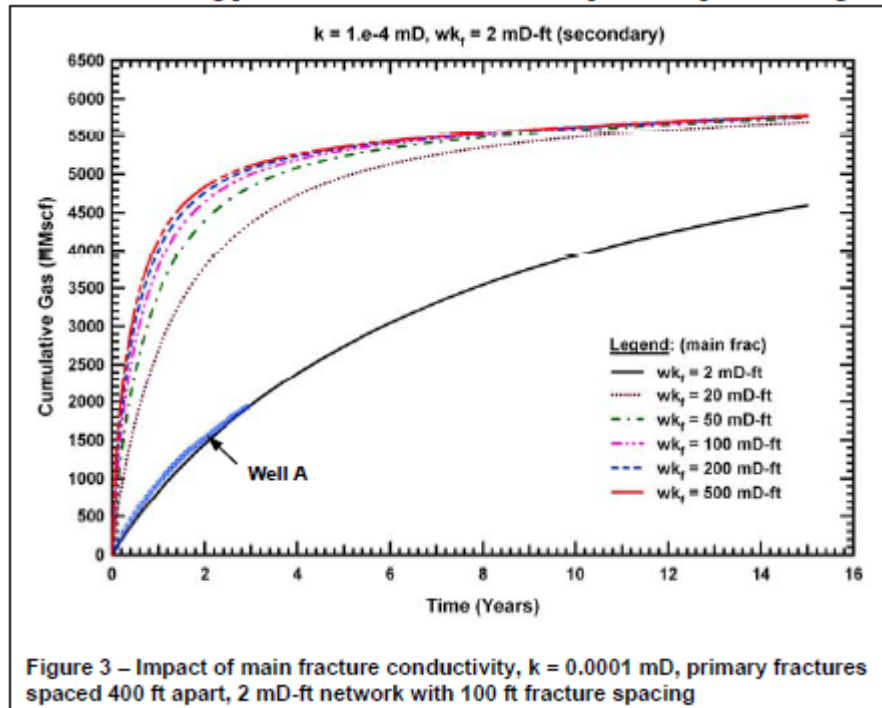


Fuente: Modificado de CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 3.

3.7.3.2 Conductividad de la fractura principal. En el trabajo realizado por Cipolla *et. al*¹⁸⁵ se hicieron una serie de simulaciones, considerando un yacimiento de gas seco, en las que se varió la conectividad de fracturas principales (2-500 mD-ft), dejando constante el espaciamento entre fracturas principales (400 ft), la conectividad de las fracturas secundarias dispuestas paralela y perpendicular mente a las fracturas principales (2 mD-ft) y el espaciamento entre fracturas secundarias (100 ft). Estas simulaciones arrojaron que para las mayores conductividades de fracturas principales (20-200 mD-ft) las tasas iniciales de producción podrían ser significativamente altas y se podría tener un mejor recobro de gas a largo plazo.

¹⁸⁵ CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 2 – 3.

Figura 68. Impacto de la conductividad de las fracturas principales.



Fuente: CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 3.

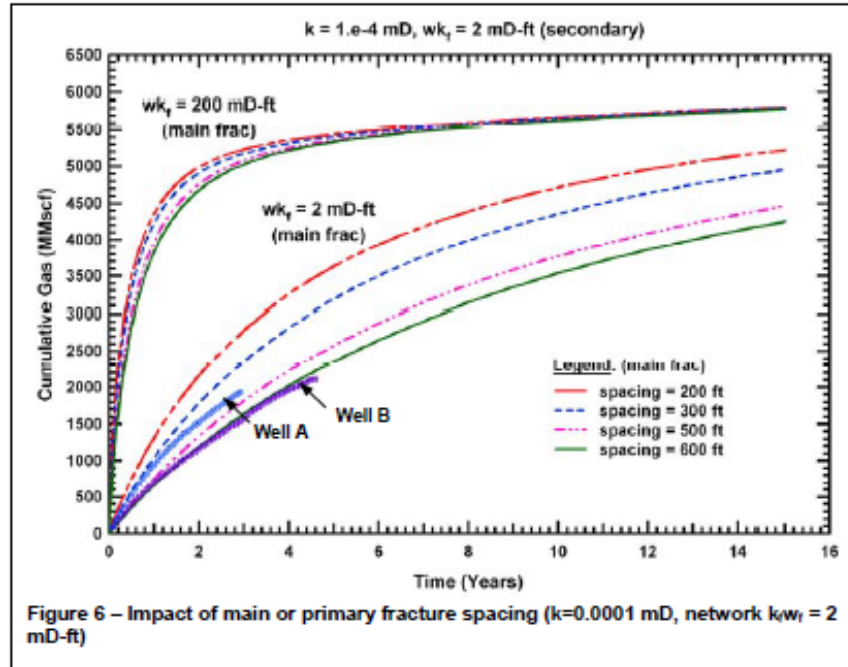
En la figura 68, se muestra un gráfico de la producción acumulada del gas versus el tiempo en años, donde además de las simulaciones se graficó el comportamiento de un pozo horizontal de Barnett shale, con características muy similares a las expuestas anteriormente. Como se puede observar, la gráfica del pozo A de Barnett shale se ajusta a la curva de simulación con una conductividad de 2 mD-ft indicando que la conductividad en las fracturas principales en algunos yacimientos no convencionales es de 2 mD-ft. Como fue mencionado anteriormente, una mejor conductividad de las fracturas mejora significativamente la recuperación de hidrocarburos.

3.7.3.3 Espaciamiento de las fracturas principales. En el trabajo realizado por Cipolla *et. al.*¹⁸⁶ para este parámetro se realizaron corridas de la simulación variando el espaciamiento entre fracturas principales (200 ft, 300 ft, 500 ft y 600ft). Para todas las corridas la conductividad de la fractura principal fue de 200 mD-ft y 2 mD-ft, además, para la red de fractura la conductividad fue de 2 mD-ft como en la anterior simulación. Se espera que al reducir el espaciamiento entre las fracturas principales

¹⁸⁶ Ibid., p. 3 – 4.

la pequeña producción de gas se incrementa. Una gráfica de la producción acumulada de gas versus el tiempo en años se muestra en la figura 69;

Figura 69. Impacto del espaciado de las fracturas principales.



Fuente: CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 4.

La figura 69 también muestra la producción acumulada para dos pozos horizontales de Barnett shale. El pozo A con un espaciado entre fracturas de 700 ft y el B con un espaciado de 500 ft. En la figura se muestra que ambos pozos siguen el comportamiento de pozos con baja conductividad. La producción acumulada del pozo B se encuentra un poco por debajo de la curva que corresponde a la corrida con espaciado de 600 ft (2 mD-ft), lo que es consistente con el espaciado actual. Sin embargo, para el pozo A la producción se encuentra entre las curvas de 300 ft y 500 ft (2mD-ft) lo que es menos que el espaciado actual de 700 ft, pero todavía indica una baja conductividad de las fracturas primarias.

Los resultados de la simulación muestran que crear altas conductividades en las fracturas principales podría resultar en una producción inicial de gas significativamente alta, además de un mejor drenaje del yacimiento. Adicional a esto, si se puede generar una buena conductividad en las fracturas primarias, el espaciado entre estas no afectará mucho a la recuperación de hidrocarburos,

sin embargo, si la conductividad de las fracturas no es muy buena el impacto del espaciamiento sobre la productividad aumenta.

3.7.3.4 Conductividad de las fracturas secundarias. En este caso, en el trabajo realizado por Cipolla *et. al.*¹⁸⁷ las corridas se realizaron con conductividades de fractura primaria de 200 mD-ft y 2mD-ft, también con un espaciamiento de 300ft para las fracturas principales y de 100 ft para las fracturas secundarias. La conductividad de la red de fractura o fracturas secundarias fue variada (0,1- 0,5- 1 y 2 mD-ft).

La simulación arrojó que entre mayor sea la conductividad de las fracturas secundarias, las tasas de producción y las producciones acumuladas serán mayores. Además, si se tienen altas conductividades en las fracturas primarias, la conductividad en la red de fractura no afecta significativamente la productividad del pozo. Por el contrario, si se tienen conductividades bajas en las fracturas principales, habrá un impacto significativo en la productividad del pozo. A pesar de esto, la conductividad de la red de fracturas no tiene tanto impacto como lo tiene la fractura principal. Un gráfico de producción acumulada de gas vs tiempo que ayuda a ilustrar lo anteriormente mencionado se muestra en la figura 70;

Figura 70. Impacto de la conductividad de las fracturas secundarias.

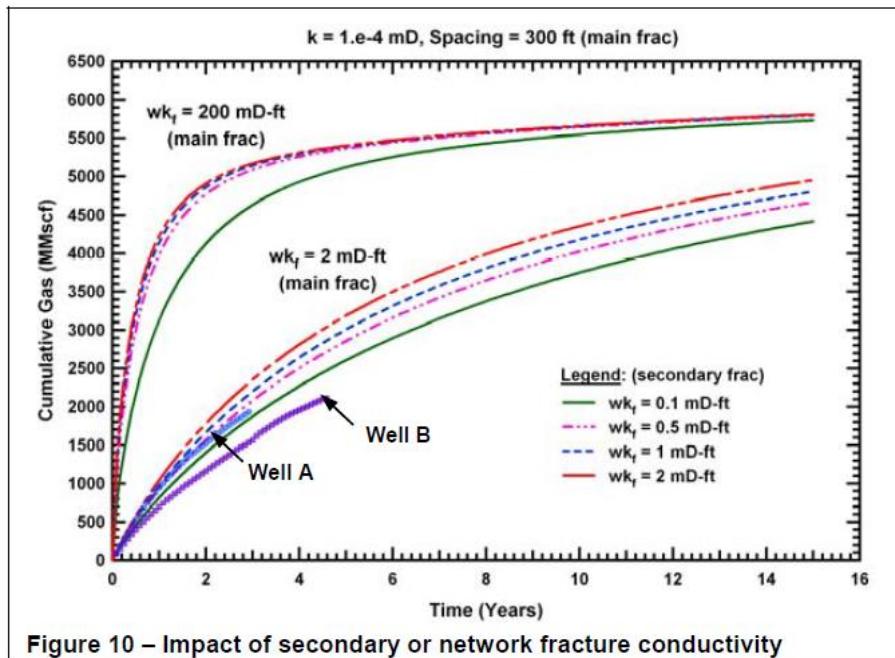


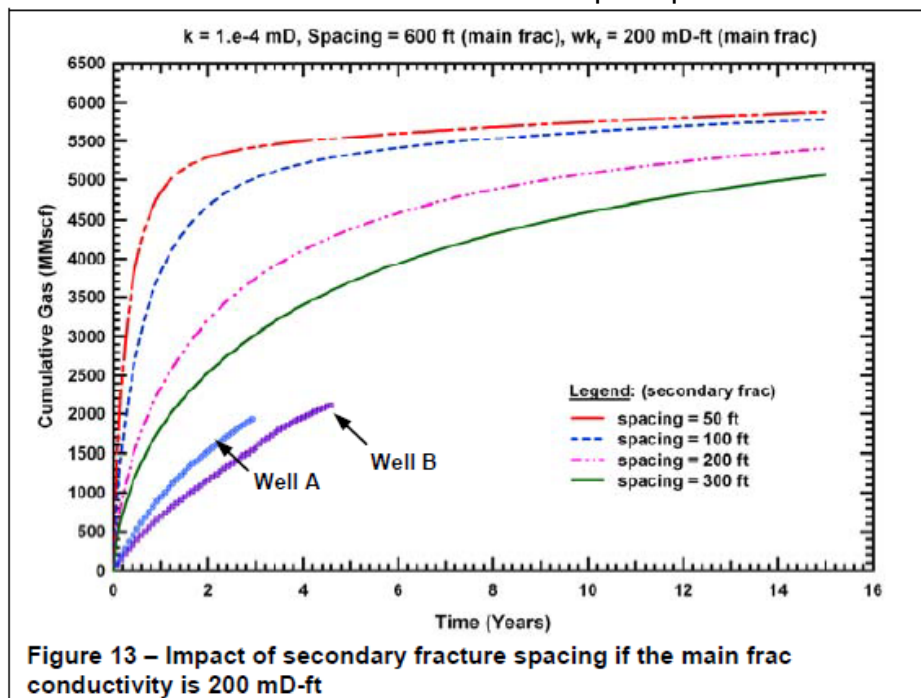
Figure 10 – Impact of secondary or network fracture conductivity

Fuente: CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 6.

¹⁸⁷ Ibid., p. 5.

3.7.3.5 Espaciamiento de las fracturas secundarias. En el trabajo desarrollado por Cipolla *et. al.*¹⁸⁸, para este parámetro la simulación se realizó con un espaciamiento de las fracturas principales de 600 ft y con una conductividad de 200 mD-ft y 2mD- ft y para las fracturas secundarias la conductividad fue de 2 mD-ft mientras que el espaciamiento entre estas fue variado (300, 200, 100 y 50 ft). En las corridas en las que la conductividad de las fracturas principales fue relativamente alta (200 mD-ft) el recobro de gas es mucho más rápido comparado con las corridas en que las fracturas principales tenían conductividades relativamente bajas (2mD-ft). “Por ejemplo, si la conductividad de las fracturas principales es de 200 mD-ft y el espaciado de la red de fractura es de 50 a 100 ft, el 75% al 90% de la producción acumulada de 15 años se produce en los primeros dos años”¹⁸⁹, lo que se muestra en la figura 71. “En contraste, cuando la conductividad primaria de la fractura es igual a la conductividad de la red de fractura de 2 mD-ft, solo el 30% de la producción acumulada de 15 años se produce en los primeros dos años como se muestra en la figura 72. Además, la recuperación de gas a 15 años también es menor cuando la conductividad de las fracturas principales es de 2 mD-ft.”¹⁹⁰

Figura 71. Espaciamiento de las fracturas secundarias con una conductividad de 200 mD-ft de la fractura principal.



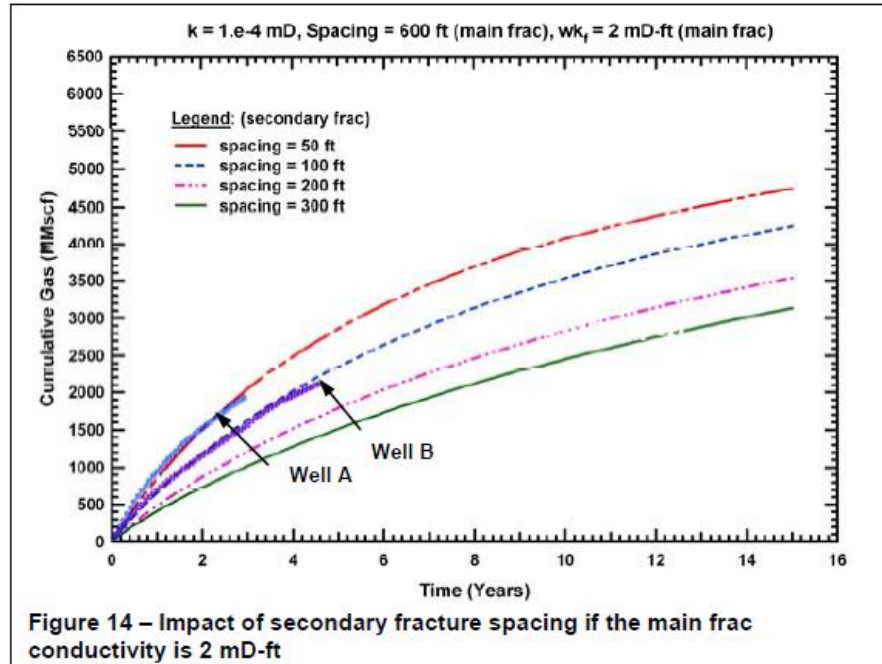
Fuente: CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 9.

¹⁸⁸ Ibid., p. 4.

¹⁸⁹ Ibid., p. 6.

¹⁹⁰ Ibid., p. 6.

Figura 72. Espaciamiento de las fracturas secundarias con una conductividad de 2 mD-ft de la fractura principal.



Fuente: CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 9.

“El espaciado de la fractura en la red de fractura desempeña un papel importante en la productividad del pozo y la recuperación del gas, con un espaciado menor que da como resultado tasas más altas y una recuperación mejorada. Si el espaciado de la fractura es de 50 pies, entonces el efecto de la permeabilidad de la matriz en la producción se reduce significativamente. Sin embargo, la presencia de una fractura primaria de conductividad relativa alta reduce el impacto del espaciado de la red de fractura”.¹⁹¹

3.7.4 Cambios en los esfuerzos. En las operaciones de estimulación hidráulica, las fracturas realizadas hacen que los esfuerzos (mínimo horizontal, máximo horizontal y cortante) cambien por lo tanto las nuevas fracturas se verán afectadas como lo explica Cheng¹⁹²:

3.7.4.1 Cambio en el esfuerzo mínimo horizontal. Dentro de las extensiones laterales de la fractura realizada, el esfuerzo mínimo horizontal aumenta en un amplio rango (por ejemplo, en la dirección normal a las fracturas) y para las regiones

¹⁹¹ Ibid., p. 9.

¹⁹² CHENG, Y. Mechanical Interaction of Multiple Fractures-Exploring Impacts of the Selection of the Spacing/Number of Perforation Clusters on Horizontal Shale-Gas Wells. Society of Petroleum Engineers Journal, 2012. p. 995.

cercanas y más allá de las puntas de las fracturas, este esfuerzo se reduce en gran medida, lo que es causado por el esfuerzo tensil que actúa contra el esfuerzo de compresión.

3.7.4.2 Cambio en el esfuerzo máximo horizontal. En las regiones entre las fracturas y alrededor de las fracturas, este esfuerzo aumenta y disminuye cerca de las puntas. Esta característica es importante porque las fracturas secundarias ortogonales cerca de las puntas de las fracturas pueden formarse al momento en que dos esfuerzos horizontales principales están próximos entre sí. En otras palabras, cuando esta reducción hace que el esfuerzo máximo horizontal caiga por debajo de la presión de poro de la fractura, se podrían iniciar nuevas fracturas perpendiculares a la dirección del esfuerzo original.

3.7.4.3 Cambio en el esfuerzo cortante. Aunque el esfuerzo constante se especifica como cero en condiciones iniciales/originales de yacimiento, las fracturas realizadas en los tratamientos de estimulación hidráulica inducen este tipo de esfuerzos. En particular este esfuerzo puede alcanzar hasta 300 psi o más. La distribución del esfuerzo cortante sugiere que se pueden inducir nuevas fracturas perpendiculares a las fracturas principales en la proximidad de las puntas debido al deslizamiento cortante. El esfuerzo cortante elevado sirve como fuerza impulsora para deslizar planos débiles, como fracturas naturales curadas preexistentes y otros defectos iniciales de roca. Este mecanismo tendría un efecto reutilizable sobre la generación de redes de fracturas complejas.

4. RIESGOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS

Sarlingo¹⁹³ dice que los mal llamados recursos no convencionales tienen un riesgo menor prospectivo a nivel económico frente a los recursos convencionales, aunque esta incertidumbre va acompañada de mayores riesgos técnicos y ambientales por lo cual a nivel mundial la explotación de los yacimientos no convencionales de *shale* ha generado una controversia por las diferentes opiniones que suscita el tema en términos sociales, económicos y ambientales.

La identificación de los riesgos ambientales asociados a las estimulaciones hidráulicas masivas se basa en el procedimiento que se lleva a cabo para la evaluación de impactos ambientales en Colombia teniendo en cuenta como principal riesgo el uso del agua.

4.1 EFECTOS DE AIRE Y SUPERFICIE (EMISIONES CH₄ Y CO₂)

Con respecto a lo que dice Meehan¹⁹⁴, las emisiones de gases de efecto invernadero de los procesos de construcción y producción de pozos son comparables a las de la producción convencional de petróleo y gas y más pequeñas que las del GNL. El uso de gas que se extrae de los yacimientos no convencionales de *shale* produce menos de la mitad de los gases de efecto invernadero de los carbones típicos para la generación de energía eléctrica.

Según Lyon¹⁹⁵, las emisiones de metano ocurren en toda la cadena de suministro de gas natural. El sector de producción incluye el desarrollo a corto plazo de nuevos pozos y la operación a largo plazo de pozos productores. El sector recolección es un sistema de tuberías y estaciones de compresión que transporta el gas desde los *well-pads* hasta las plantas de procesamiento. El sector de procesamiento incluye plantas que tratan los estándares de calidad de gas a tubería. El sector de transporte y almacenamiento es un sistema de tuberías de alta presión y estaciones de compresión que transporta el gas de los sistemas de recolección y las plantas de procesamiento a los clientes de gran demanda como las centrales eléctricas y las puertas de las ciudades de distribución local.

Las emisiones de metano entonces se pueden agrupar en tres clasificaciones de fuentes básicas: emisiones ventiladas que son emisiones intencionales

¹⁹³ SARLINGO, Marcelo. Impactos Socioambientales del *Fracking*. Opacidad, Política Ambiental y Explotación de Hidrocarburos No Convencionales. En: Atek Na. 2013. Vol. 3. p. 240.

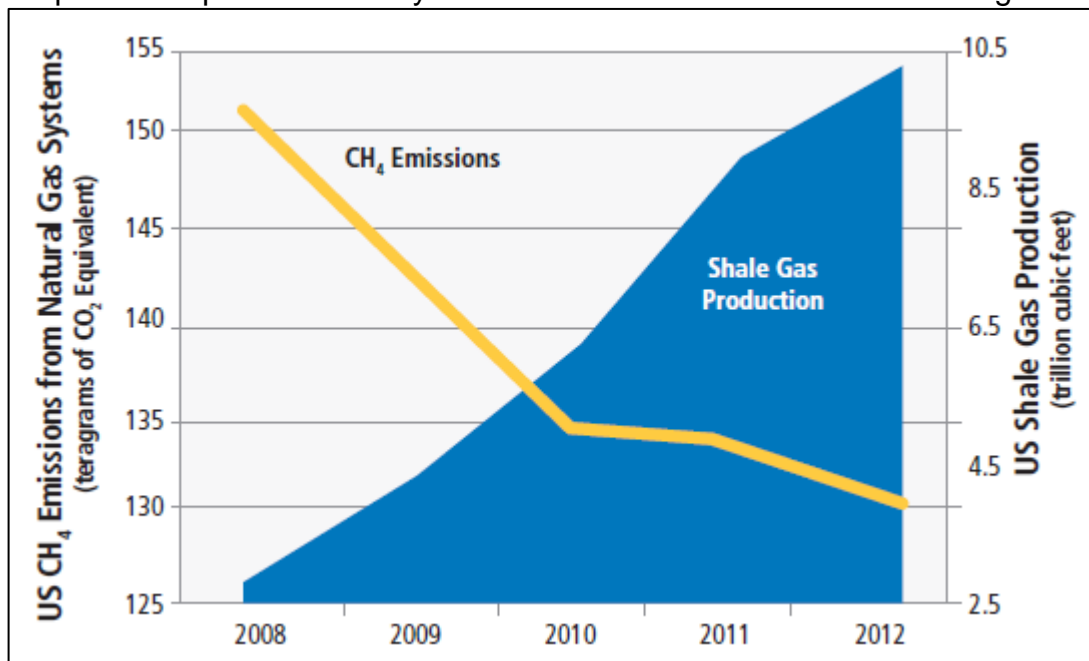
¹⁹⁴ MEEHAN, Nathan. Environmental Issues in Unconventional Oil and Gas Resource Development. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 768.

¹⁹⁵ LYON, David Richard. Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain. En: KADEN, Debra y ROSE, Tracie. Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. 2016. p. 34 – 35.

relacionadas con operaciones normales o procedimientos de seguridad, emisiones fugitivas que son involuntarias de fugas de equipos y emisiones de combustión incompletas que son el deslizamiento del combustible en el escape de las fuentes de combustión de gas natural.

Meehan¹⁹⁶ explica que las emisiones fugitivas y el venteo de metano tienen un impacto potencial más serio, ya que se cree que el metano tiene un mayor impacto en el cambio climático que los volúmenes comparables de CO². La ventilación de metano junto con la producción de petróleo debe minimizarse con el objetivo de hacer que la ventilación del metano sea tan baja como sea razonablemente posible. Las terminaciones de emisiones reducidas deberían convertirse en una práctica estándar. Sin embargo, las estimaciones de la EPA de las emisiones de metano se han reducido drásticamente de las estimaciones anteriores. A pesar de los dramáticos aumentos en la producción de petróleo y gas natural y la extracción de petróleo, las emisiones de metano han disminuido sustancialmente, como se muestra en la figura 73;

Figura 73. Tendencias de emisión de metano en Estados Unidos con respecto a la producción de yacimientos no convencionales de shale gas.



Fuente: MEEHAN, Nathan. Environmental Issues in Unconventional Oil and Gas Resource Development. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 769.

¹⁹⁶ MEEHAN. Op. cit., p. 768.

En la industria petrolera, las mejores prácticas deben incluir la minimización de la huella superficial por lo cual como se ha nombrado anteriormente, las nuevas prácticas incluyen la perforación de múltiples pozos desde *pads* individuales, pozos de operación para minimizar el impacto en la comunidad y la eliminación de pozos innecesarios y etapas de fracturamiento.

De acuerdo a Meehan¹⁹⁷, la eliminación de los derrames superficiales es otra práctica que se puede mejorar mediante prácticas adecuadas de manejo de fluidos y un tratamiento eficaz contra la corrosión. La innovadora "química verde" permite inhibidores de la corrosión mucho más aceptables desde el punto de vista ambiental que también reducen las demandas químicas generales. Las prácticas correctas de manejo de fluidos también se simplifican mediante la perforación y producción de *pads*.

4.1.1 Transporte de Agua. Después que la fuente de agua, que se va a utilizar en las operaciones de fracturamiento hidráulica, fue identificada se hace necesario transportar el agua desde la fuente hasta el campo, así como también se puede hacer necesario transportar aguas residuales, lo cual se lleva a cabo por camiones cisterna o por tuberías.

De acuerdo a Luna¹⁹⁸, el transporte por camiones involucra el uso de caminos y carreteras que pueden deteriorarse debido a la intensa actividad de transporte, así como también aumenta la contaminación (polvo y emisión de gases), y el transporte por tuberías se ve afectado debido a costos de construcción, aunque es la opción más segura y menos contaminante.

4.2 ACTIVIDAD SÍSMICA

Algunas personas a través de los años han señalado que hay presencia de actividad sísmica cerca de los desarrollos de yacimientos no convencionales de *shale* para dar la alarma sobre el aumento de "terremotos" con el potencial de daños a la superficie como resultado de la actividad ingenieril.

Según Meehan¹⁹⁹, el término "terremoto" se usa generalmente para describir el deslizamiento repentino de una falla y el temblor de tierra resultante y los resultados de la energía sísmica radiada. La mayoría de estos deslizamientos de fallas resultan en energía superficial por debajo de los niveles de detección; sin embargo, los eventos grandes van desde vibraciones notables hasta daños importantes y/o fatalidades a la propiedad. La frecuencia actual del terremoto (clasificada por

¹⁹⁷ Ibid., p. 769.

¹⁹⁸ LUNA GARCÍA, Carlos. Manejo de Agua en un Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos No Convencionales de Lutitas. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleo. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2014. p. 58.

¹⁹⁹ Ibid., p. 770.

intensidad) ha cambiado muy poco con el tiempo, incluso con la mayor dependencia de la industria en los métodos de producción de fracturamiento hidráulico durante la última década.

Esta actividad sísmica se genera “durante los tratamientos de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales de *shale*” teniendo en cuenta que las fallas tensiles de las fracturas hidráulicas producen muy poca energía sísmica; sin embargo, se pueden medir por medio de la escala de magnitud de Richter los eventos de cizallamiento cerca de la fractura creada. La gran mayoría de los eventos microsísmicos medidos van desde menos de -3.0 a -1.0.

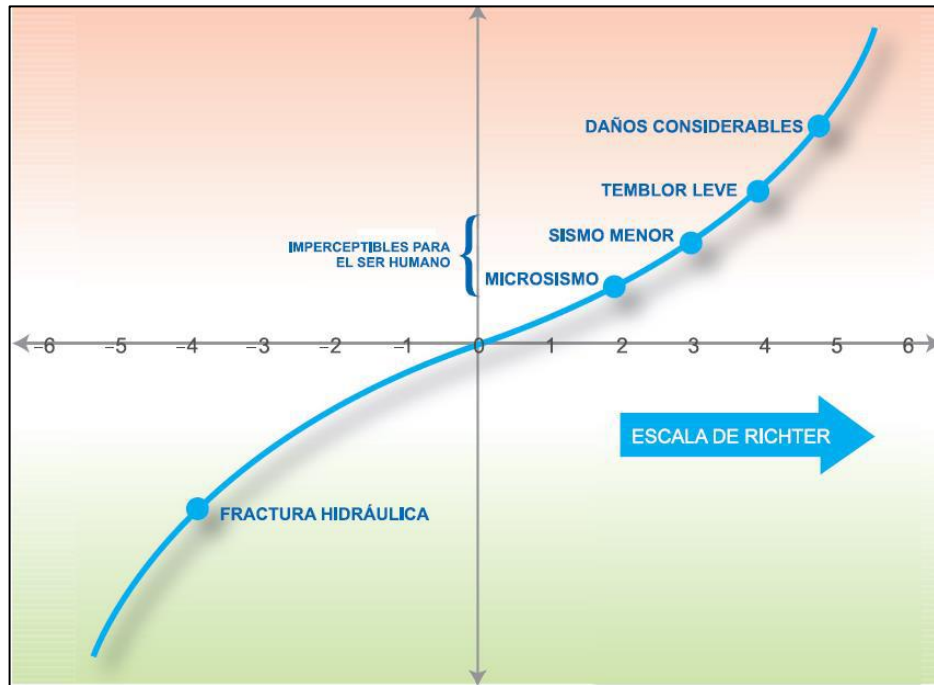
La escala de Richter “es una escala logarítmica arbitraria que asigna un número para cuantificar la energía liberada en un sismo”²⁰⁰. Richter “asignó arbitrariamente la magnitud 0 a un sismo que produjera un desplazamiento horizontal máximo de 1 μm en un sismograma trazado por un sismómetro de torsión Wood-Anderson localizado a 100 km de distancia del epicentro.”²⁰¹ Debido a que los sismómetros modernos pueden detectar movimientos sísmicos más pequeños se asigna un valor negativo en esta escala.

Los pequeños microsismos que se originan, como se decía anteriormente, no son de magnitud significativa pues estas vibraciones son aproximadamente 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos por lo tanto mucho menores que las que podrían producir algún daño como se muestra en la figura 74;

²⁰⁰ ECURED. Conocimiento con todos y para todos. Escala de Richter [en línea], 14 de junio de 2018. Disponible en internet: https://www.ecured.cu/Escala_de_Richter

²⁰¹ SABER CURIOSO. Terremotos con valores negativos en la escala Richter [en línea], 14 de junio de 2018. Disponible en internet: <http://www.sabercurioso.es/2009/09/15/terremotos-con-valores-negativos-en-la-escala-richter/>

Figura 74. Microsismo de estimulación hidráulica ubicado en la escala de Richter.



Fuente: LUNA GARCÍA, Carlos. Manejo de Agua en un Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos No Convencionales de Lutitas. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleo. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2014. p. 32.

4.3 UTILIZACIÓN DE QUÍMICOS

Según Rester y Warner²⁰², el proceso de estimulación hidráulica utiliza una gran variedad de productos químicos, a menudo llamados fluidos de fracturación hidráulica, para optimizar el proceso de recuperación de petróleo. Los volúmenes y componentes químicos varían según la región, el estado y el sitio según la geografía, la disponibilidad, el precio y las preferencias.

El fluido de fracturación hidráulica generalmente consta de tres partes:

1. El fluido base, que es el constituyente más grande en volumen y típicamente es agua (generalmente 98% o más del volumen total de fluido inyectado);
2. Los aditivos, que pueden ser un solo producto químico o una mezcla de productos químicos;

²⁰² RESTER, Elyse y WARNER, Scott D. A Review of Drinking Water Contamination Associated with Hydraulic Fracturing. En: KADEN, Debra y ROSE, Tracie. Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. 2016. p. 52 – 53.

3. El apuntalante, material sólido (generalmente arena) diseñado para mantener las fracturas hidráulicas abiertas.

Determinar la dosis y mezcla químicas óptimas para lograr resultados específicos (por ejemplo, ajustar el pH, aumentar la viscosidad, limitar el crecimiento bacteriano), al tiempo que se maximiza la capacidad del pozo para producir gas, requiere conocimiento, habilidad y experiencia.

Los posibles efectos de los químicos concentrados en los fluidos de estimulación sobre la salud humana incluyen cáncer, efectos del sistema inmunitario, cambios en el peso corporal, cambios en la química sanguínea, cardiotoxicidad, neurotoxicidad, toxicidad hepática y renal y toxicidad reproductiva y del desarrollo (EPA, 2015). Sin embargo, los productos químicos en estos fluidos están altamente diluidos y por esto los estudios tendrían que realizarse caso por caso para determinar si la dosis y la cantidad de exposición de una mezcla química particular en un pozo en particular en un momento determinado podría causar algún impacto en la salud.

Los derrames o fugas de fluidos de los tratamientos de estimulación hidráulica se deben a fallas en los equipos o contenedores, errores humanos, clima y vandalismo, entre otros. Si se produce un derrame, debe llegar a una fuente de agua superficial o subterránea para tener el potencial de afectar directamente la calidad del agua potable.

4.4 CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS SUBTERRÁNEOS

Por lo general, la contaminación de acuíferos subterráneos se relaciona con la propagación de fracturas creadas en los tratamientos de estimulación hidráulica, las cuales van más allá de la formación de shale u objetivo, aunque su probabilidad se reduce cuando hay un diseño, planeación y ejecución de un trabajo de estimulación.

Como dice De La Cruz²⁰³, los fallos en el cemento o del revestimiento del pozo presentan un riesgo mucho mayor para los suministros de agua subterránea. Cuando la cementación es deficiente y no hay un buen sello en el anular, el gas natural, los fluidos de fracturamiento y el agua de la formación (que contiene altas concentraciones de sólidos disueltos) pueden transmitirse directamente a través de la formación objetivo, acuíferos y estratificaciones de roca que encuentren a su paso.

²⁰³ De La CRUZ SÁNCHEZ, Alba. Identificación de los Riesgos Ambientales y Sanitarios de la Producción de Gas Mediante Fracturación Hidráulica y Bases para una Propuesta Metodológica de Estimación de Vulnerabilidad de las Aguas Subterráneas. Trabajo de grado Ingeniería Geológica. España: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. 2013. p. 56 – 57.

4.5 USO DEL AGUA

Según el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente²⁰⁴, los valores de agua necesarios son muy variables y, dependiendo de las características de cada pozo, por lo general están comprendidos entre 2'000.000 gal y 4'000.000 gal aunque se pueden llegar a necesitar entre 8'000.000 gal y 20'000.000 gal por estimulación para un pozo.

Por lo general, según Price y Adams²⁰⁵, se necesitan entre 100.000 gal a 1'000.000 gal para perforar el pozo horizontal y entre 2'000.000 gal a 4'000.000 gal para completar las actividades de estimulación hidráulica.

Un estudio realizado por la EPA describe que se utilizaron entre 70.000 y 140.000 millones de galones de agua en Estados Unidos para los tratamientos de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales de *shale* en 2010 lo que representa menos del 1% del uso y consumo de agua.

Cuando se completa el fracturamiento hidráulico y se libera la presión, entre el 10% y el 60% del agua inyectada en el pozo durante el proceso de fracturación hidráulica puede retornar del pozo a superficie (conocido como *flow-back*) en las primeras horas o semanas. El agua continuará produciéndose (agua producida) durante la vida del pozo y puede representar aproximadamente el 30-70% del volumen de los fluidos de fracturación inyectados.

4.5.1 Fuentes de Agua. Este es uno de los factores claves para la realización de un tratamiento de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales de *shale* debido a que el principal tipo de fluido utilizado en esta explotación es base agua.

El agua, entonces según Price y Adams²⁰⁶, puede provenir de aguas superficiales, aguas subterráneas o afluentes de aguas residuales tratadas. También pueden provenir de fuentes alternativas como agua tratadas de minería, agua de enfriamiento de las plantas de energía eléctrica y agua de lluvia de las cuencas de control de aguas pluviales.

Entre las aguas superficiales están los ríos, lagos, lagunas y en general los cuerpos de agua que se encuentran en la superficie del suelo. Para poder aprovechar estas,

²⁰⁴ ESPAÑA. MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE. Recomendaciones Ambientales en Relación con las Medidas Preventivas y Correctoras a Considerar en Proyectos Relacionados con la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Mediante Técnicas de Fractura Hidráulica. Enero, 2014. p. 61.

²⁰⁵ PRICE, Daniel J. y ADAMS, Carl Jr. Water Use and Wastewater Management: Interrelated Issues with Unique Problems and Solutions. En: KADEN, Debra y ROSE, Tracie. Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. 2016. p. 62.

²⁰⁶ Ibid., p. 62 – 63.

se deben tener en cuenta ciertas consideraciones (volúmenes de agua requeridos y disponibles, afectaciones al abastecimiento público, impacto ambiental) para asegurar el suministro de agua durante la estimulación.

Las aguas subterráneas por lo general tienen diferentes restricciones de órganos reguladores en especial si son aguas dulces (utilizadas para el abastecimiento de la población). Éstas pueden evitar la competencia del recurso, pero requieren de tratamiento debido a su mayor salinidad y representan el 90% del agua suministrada para los tratamientos de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales de *shale*.

El agua residual industrial, el agua del alcantarillado local, el agua de flujo de retorno y agua producida de los pozos puede ser tratada y utilizada para formular los fluidos de fracturamiento necesarios. Para esta opción de fuente de agua se deben considerar las características del agua (ya sea industria, de alcantarillado, de flujo de retorno o producida) y determinar si el tratamiento es técnicamente posible para obtener agua para uso como fluido de fracturamiento, además se debe analizar el costo del tratamiento y asegurar la rentabilidad del proyecto.

Por lo general, según Price y Adams²⁰⁷, la mayoría de los pozos hidráulicamente fracturados en yacimientos no convencionales de *shale* se encuentran en regiones donde la demanda hídrica es alta o extremadamente alta. Esto significa que más del 80% de las aguas superficiales y subterráneas ya están asignadas para usos municipales, industriales y/o agrícolas.

4.5.2 Manejo de agua producida. Después de un tratamiento de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales de *shale*, según la EPA²⁰⁸, el agua inyectada, que puede regresar del pozo en la producción de petróleo y gas, por lo general (llamado *flow-back*) es en su mayoría fluido de fracturamiento y su química se vuelve similar a la del agua asociada a la formación.

El *flow-back* se envía directamente a un pozo de inyección o se almacena y se acumula en superficie para su eventual gestión mediante inyección en pozos de disposición, transporte o tratamiento de aguas residuales, reciclaje o en algunos casos, disposición en ‘piscinas’ de evaporación o descarga directa permitida.

4.5.2.1 Volumen del agua producida (*flow-back*). De acuerdo a la EPA²⁰⁹ la cantidad de agua producida depende principalmente de:

²⁰⁷ Ibid., p. 62 – 3.

²⁰⁸ U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Oficina de Investigación y Desarrollo. Washington: EPA; 2016. p. 357.

²⁰⁹ Ibid., p. 359.

- La producción: fluido inyectado, tipo de hidrocarburo producido y la ubicación dentro la formación.
- La formación: presión de formación, fuerzas capilares y las reacciones dentro del yacimiento.
- Los factores operativos: volumen de la zona de producción fracturada que incluye la longitud de los segmentos del pozo y la altura y el ancho de las fracturas

A su vez se especifica que la posible pérdida de integridad mecánica y la comunicación subsuperficial entre los pozos pueden dar como resultado un aumento inesperado en el *flow-back*.

Las características generales del *flow-back* de los pozos en yacimientos no convencionales de shale se muestran en la figura 75;

Figura 75. Rangos de *flow-back*.

Resource type	Well type	Fracturing fluid (million gal)			Flowback (percent of fracturing fluid returned)		
		Weighted average	Range	Data points	Weighted average	Range	Data points
Shale	Horizontal	4.2	0.091–24	80,388	7%	0%–580%	7,377
	Directional	1.4	0.037–20	340	33%	1%–57%	36
	Vertical	1.1	0.015–19	5,197	96%	2%–581%	57

Fuente: U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Oficina de Investigación y Desarrollo. Washington: EPA; 2016. p. 362.

Donde:

- *Weighted average*: es el promedio generado por cada uno de los fluidos en cada tipo de pozo.
- *Range*: es el rango que se tiene para cada uno de los fluidos en cada tipo de pozo.
- *Data points*: es el número de pozos tomados en cuenta para el estudio de los fluidos.

4.5.2.2 Composición química de agua producida. Según la EPA²¹⁰ la composición química del agua producida pasa de ser similar al fluido de fracturamiento hidráulico inyectado a reflejar una mezcla fluidos de fracturamiento hidráulico, hidrocarburos naturales y agua de formación. Los datos de agua producidos inicialmente muestran cambios continuos en la composición química y reflejan procesos que ocurren en la formación.

²¹⁰ Ibid., p. 365.

Los datos presentados sobre el agua producida a más largo plazo representan agua que se asocia principalmente con la formación, en lugar del fluido de fracturación hidráulica. A diferencia del fluido de fracturación hidráulica, cuya composición puede describirse, los datos de composición del agua producida provienen del análisis de laboratorio de las muestras.

4.6 CUANTIFICACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Para hacer la valoración del impacto ambiental de un pozo con fracturamiento hidráulico masivo se analizan individualmente las tres actividades con variables cualitativas cada una con su calificación cuantitativa. Las tres etapas a las que se hace referencia son la construcción de locaciones, la etapa de perforación y la etapa de estimulación hidráulica como lo indica Núñez²¹¹:

4.6.1 Construcción de locaciones. La zona donde se encuentra el hidrocarburo se debe despejar para instalar el equipo que va a realizar la operación donde se necesita por lo general tanques de almacenamiento de fluidos, mezclador, unidad alimentadora de agente apuntalante o propante, colector, bombas, unidad de monitoreo y líneas de alta y de baja presión. En la tabla 6 se muestra las actividades realizadas en esta etapa con los riesgos que se pueden presentar.

4.6.2 Etapa de perforación. Para la perforación en un proyecto de estimulación hidráulica se necesitan fluidos o lodos de perforación que son mezclas preparadas con una gran cantidad de agua y aditivos. Las funciones principales de los fluidos o lodos de perforación son lubricar la broca y la tubería de perforación, transportar recortes a superficie, etc. En la tabla 7 se muestra las actividades realizadas en esta etapa con los riesgos que se pueden presentar.

4.6.3 Etapa de estimulación hidráulica. Al tener la estructura del pozo lista, se puede proceder a crear las fracturas que permiten la conductividad de los fluidos de la formación al pozo. Estos canales se desarrollan con actividades que pueden causar riesgos al ambiente y se evaluarán teniendo en cuenta los casos que se han presentado en Estados Unidos como se muestra en la tabla 8.

Todos los posibles riesgos mencionados a continuación dependen, según Núñez²¹², de ciertos factores y no se generalizan debido a que cada proyecto realizado varía ya sea por las complejidades geológicas, las propiedades químicas y mecánicas del yacimiento, el factor humano, el clima, los equipos disponibles para la perforación, los aditivos disponibles para la fractura, entre otros.

²¹¹ NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 80 – 81.

²¹² Ibid., p. 90.

Tabla 6. Riesgos en la construcción de locaciones.

AREA	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
COSTRUCIÓN DE LOCACIÓN	Aperturas de vías de acceso	Desmantelamiento de la capa vegetal	Desplazamiento de fauna presente en el área		X	10	5	5	1	5	5	31	1	Revegetación con plantas autóctonas
			Perdida de la biodiversidad		X	5	10	10	5	5	5	40	1	Muros temporales de sonido
			Alteración del hábitat		X	10	10	5	1	5	5	36	1	Reforestación del área
		Excavación de tierra	Ruido		X	10	5	5	5	1	1	27	0	Muros temporales de sonido
			Arrastre de material a fuentes hídricas aledañas a la zona.		X	5	5	5	5	5	5	30	0	construcción de cunetas
			Contaminación al aire por material particulado		X	10	5	5	5	5	10	40	1	Riegos periódicos
		Construcción de terraplén	Estabilidad del terreno	X		10	10	5	1	5	5	36	1	Rellenos compensados y compactados
			Restitución del suelo removido	X		10	10	5	1	10	5	41	1	

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 82.

Tabla 6. Continuación.

COSTRUCIÓN DE LOCALIZACIÓN	Aperturas de vías de acceso	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
Desmante y despalme de las superficies requeridas para la construcción de la plataforma.	Remoción de la cobertura vegetal	Afectación de la selvicultura		X	10	10	10	1	10	5	46	1	Restauración de bosques	
		Desplazamiento de la fauna		X	10	10	5	1	5	5	36	1	Revegetación con plantas autóctonas	
		Alteración del hábitat		X	10	10	5	1	5	5	36	1	Reforestación del área	
	Excavación de tierra	Destrucción del habita de los microorganismos que se encuentran en el suelo.		X	10	10	10	1	10	10	51	1	Colocar el terreno extraído en zona verde cercana al área para evitar el daño	
		Contaminación del aire por material particulado.		X	10	5	5	5	5	5	35	1	Riegos periódicos	
		Estabilidad del suelo.		X	5	10	5	1	5	5	31	1	Relleno del suelo con material similar a este	

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Grado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 83.

Tabla 6. Continuación.

COSTRUCCIÓN DE LOCACIÓN	Aperturas de vías de acceso	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
Movilización y armado de equipos en la locación.	Transporte de maquinaria, equipos e insumos.	Ruido.		X	10	5	5	5	5	5	5	35	1	Muros temporales de sonido
		Contaminación de aguas superficiales aledañas a la zona por derrame de químicos.		X	5	10	10	5	5	10		45	1	Estudios hidrológicos que indiquen los efectos sobre la dinámica del agua y las medidas para corregir los efectos sobre ellos.
		Levantamiento de material particulado.		X	10	5	5	1	5	5		31	1	Riegos periódicos

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 84.

Tabla 6. Continuación.

COSTRUCIÓN DE LOCACIÓN	Movilización y armado de equipos en la locación.	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS					VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL	
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad				Importancia
			Ruido.		X	10	5	5	5	5	5	35	1	Muros temporales de sonido
		Montaje de la torre de perforación, containers, piscinas de residuos y tanques de almacenamiento de fluidos.	Desplazamiento de fauna		X	10	10	10	1	10	10	51	1	Revegetación con plantas autóctonas
			Generación de residuos sólidos.		X	10	5	1	1	1	1	19	0	Transportar los materiales preferentemente a instalaciones de recuperación y reciclaje de inertes.

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 85.

Tabla 7. Riesgos en la etapa de perforación.

AREA	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
PERFORACIÓN	Perforación de pozos	Remoción de arena	Inestabilidad del subsuelo		X	5	5	5	5	10	5	35	1	Estructuras de contención
			Ruido		X	10	5	5	5	5	5	35	1	Muro temporales de sonido
			Desplazamiento de fauna		X	10	10	10	1	5	10	46	1	Revegetación
		Consumo de agua	Presión sobre el recurso hídrico, aumento del índice de escasez		X	10	10	5	5	5	5	40	1	Reutilización de aguas residuales urbanas con un previo tratamiento.
		Inyección de lodo	Contaminación de fuentes hídricas y suelo		X	5	5	5	5	5	5	30	0	Construcción de cunetas
	Disposición de cortes de perforación y aguas residuales	Generación de partículas solidas	Contaminación del suelo		X	5	5	5	5	5	5	30	0	Monitoreo del volumen del fluido contenido en las piscinas
		Generación de agua residual con contenido químico	Contaminación del recurso		X	5	10	5	5	5	10	40	1	Implementación de químicos más amigables con el ambiente

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 86.

Tabla 7. Continuación.

PERFORACIÓN	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
Tubería de revestimiento y cementación de las paredes de pozo	Escape del gas	Contaminación del aire		X	10	10	5	5	5	5	40	1	Registros para confirmar la adherencia del cemento (CBL).	
		Contaminación de aguas subterráneas		X	5	10	10	1	5	10	41	1	Cemento de alta calidad entre las paredes del pozo y la tubería	

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 87.

Tabla 8. Riesgos en la etapa de estimulación hidráulica.

AREA	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	Inyección de agua mezclada con químicos	Consumo de agua	Presión sobre el recurso hídrico, aumento del índice de escasez		X	10	10	5	5	5	5	40	1	Reutilización de aguas residuales urbanas con un previo tratamiento.
		Presencia de sustancias químicas	Contaminación del recurso hídrico		X	10	5	5	1	5	5	31	1	Plantas de tratamiento
	Retorno del fluido de fractura	Generación de metales pesados y materiales radioactivos de origen natural	Contaminación del recurso hídrico subterráneo		X	5	5	5	5	5	10	35	1	Pruebas de integridad de tuberías, cemento y adherencia del cemento a la formación
		Filtración del fluido con sustancias químicas	Contaminación del aire y del agua		X	5	5	5	5	5	5	30	0	Registros para confirmar la adherencia del cemento (CBL).

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 88.

Tabla 8. Continuación.

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ASPECTO	DESCRIPCIÓN IMPACTOS	SIGNO		EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS						VALORACIÓN IMPACTO	SIGNIFICANCIA	MEDIDAS DE CONTROL
				+	-	Probabilidad	Duración	Magnitud	Área de influencia	Recuperabilidad	Importancia			
Disposición de residuos en piscinas y tanques	Generación de aguas residuales contaminadas con sustancias químicas	Contaminación del recurso hídrico		X	10	5	5	1	5	5	31	1	Plantas de tratamiento	
	Desbordamiento del fluido residual	Contaminación del suelo y fuentes hídricas aledañas al área		X	5	10	10	5	10	5	45	1	Monitoreo del volumen del fluido contenido en las piscinas	
	Evaporación de los componentes livianos presentes en el fluido	Contaminación del aire		X	10	10	5	5	10	10	50	1	Red de control de emisiones de gases	
		Contaminación de aguas superficiales		X	5	10	10	5	10	5	45	1	Construcción de cunetas	

Fuente: NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 89.

5. EVALUACIÓN CONCEPTUAL

En este capítulo se muestra la evaluación conceptual de la potencial aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en yacimientos no convencionales de Shale en Colombia, que se basará en una comparación geoquímica y petrofísica de los *shale plays* de estudio (Barnett shale, Eagle Ford shale, Marcellus shale y la Formación Vaca Muerta) con la Formación La Luna, en la cuenca Valle Medio del Magdalena y a su vez, con un diseño de la operación de fracturamiento hidráulico masivo generado a partir de la información recopilada anteriormente.

La potencial aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en la Formación La Luna se realizará con base en el uso del agua, teniendo en cuenta las fuentes de agua salobre cercanas al pozo Infantas-1613 (pozo de estudio para la evaluación conceptual) como lo son algunas plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) y las producciones de agua de algunos campos petroleros adyacentes.

5.1 COMPARACIÓN GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA

Esta sección se enfoca en el análisis comparativo de las propiedades descritas de cada uno de los *shales plays* en el primer capítulo, específicamente TOC, tipo de materia orgánica, porosidad permeabilidad y profundidad promedio de las formaciones. En este caso la madurez termal no se va a tener en cuenta en la comparación debido a la falta de información de la Formación La Luna.

5.1.1 Barnett Shale. En este yacimiento, como se había mencionado anteriormente se presenta un rango de valores de abundancia de materia orgánica que va desde 2 a 6%, que comparado con los miembros de la Formación La Luna se tiene que los miembros Pujamana y Galembó son aquellos que con valores de TOC de 2,7 % cada uno, coinciden con el rango de Barnett Shale.

En cuanto al tipo de materia orgánica, Barnett Shale presenta materia orgánica tipo II y tipo III, lo que indica, que en esta formación se podría encontrar tanto petróleo como gas, dependiendo de la madurez de la materia orgánica. Por otra parte, la Formación La Luna en sus miembros: Salada y Galembó tiene materia orgánica tipo I y tipo II, lo que indica que principalmente contendrían petróleo, además de gas. Sin embargo, el miembro Pujamana, se asemeja más a Barnett Shale con materia orgánica tipo II y tipo III. Aunque este parámetro solo indica el tipo de hidrocarburos que podrían producir las formaciones y por lo tanto contener. En este orden de ideas, todos los miembros de la Formación La Luna, desde el punto de vista de tipo materia orgánica, serían prospectos de yacimientos de shale.

En cuanto a las propiedades petrofísicas, se evidencia que la porosidad de los miembros de la Formación La Luna (Salada 4,8%, Pujamana 4,5%, Galembó 4,2%)

entran en el rango de porosidades de Barnett Shale que va desde un 3% a un 6%. Por otra parte, en Barnett Shale se reportó que las mayores permeabilidades van desde 0,02 hasta 0,1 mD, en comparación con la Formación La Luna, el único miembro que cumple con este rango es Pujamana, con un valor de 0,074 mD.

En la tabla 9 se muestran resumidas las propiedades de Barnett Shale comparadas con la Formación La Luna;

Tabla 9. Comparación Barnett Shale y la Formación La Luna.

	BARNETT SHALE	FORMACIÓN LA LUNA		
		Salada	Pujamana	Galembó
TOC (%)	2 – 6	6,5	2,7	2,7
Materia Orgánica	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II Tipo II-S	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II
Madurez (%)	0,7 – 1,7	–	–	–
Porosidad (%)	3 – 6	4,8	4,5	4,2
Permeabilidad (mD)	0,02 – 0,1 $7 \times 10^{-5} - 5 \times 10^{-4}$	0,577	0,074	0,117

Fuente: Elaboración propia.

5.1.2 Eagle Ford Shale. En cuanto a geoquímica, en este yacimiento se han reportado valores para la abundancia de materia orgánica (TOC) que van de 2 a 12%, que comparado con los valores que poseen los miembros de la Formación La Luna en este parámetro, se evidencia que todos entran en este rango de TOC. En adición, los tipos de materia orgánica que posee Eagle Ford Shale son: tipo I y tipo II, los cuales, concuerdan con los tipos de materia orgánica presentes en los miembros Salada y Galembó; de esto se puede inferir que estos miembros producirían petróleo liviano, así como gas natural. Este comportamiento se puede observar en Eagle Ford shale ya que este produce tanto petróleo como gas.

Por otro lado, las porosidades reportadas en Eagle Ford Shale entran en el rango que va desde 8% hasta 12%, que comparado con los miembros de la formación la Luna se observa que ninguno de éstos cumple con este rango, lo que indica que este parámetro no será importante en la comparación. Adicional a esto, la permeabilidad de Eagle Ford shale se presenta en un rango de 1×10^{-5} a 1×10^{-3} mD y al compararlo con la formación la luna, se tiene que ninguno de sus miembros tiene permeabilidades en este rango, lo cual, hace que la permeabilidad no sea un punto de comparación válido. Sin embargo, las permeabilidades de los miembros de la Formación La Luna son mucho más altas que las de Eagle Ford Shale lo que indica que la producción de hidrocarburos de las primeras sería más fácil.

En la tabla 10 se muestran resumidas las propiedades de Eagle Ford Shale comparadas con la Formación La Luna;

Tabla 10. Comparación Eagle Ford Shale y la Formación La Luna.

	EAGLE FORD SHALE	FORMACIÓN LA LUNA		
		Salada	Pujamana	Galembó
TOC (%)	2 – 12	6,5	2,7	2,7
Materia Orgánica	Tipo I Tipo II	Tipo I Tipo II Tipo II-S	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II
Madurez (%)	0,45 – 1,4	–	–	–
Porosidad (%)	8 – 12	4,8	4,5	4,2
Permeabilidad (mD)	1×10^{-5} – 1×10^{-3}	0,577	0,074	0,117

Fuente: Elaboración propia.

5.1.3 Marcellus Shale. Este *shale play* presenta a nivel de abundancia de materia orgánica (TOC) un rango de valores entre 2% y 10% lo que indica que al comparar con los miembros de la Formación La Luna, Salada, Pujamana y Galembó con TOC de 6,5%, 2,7% y 2,7% respectivamente, coinciden con el rango de Marcellus Shale.

Al hablar del tipo de materia orgánica, que como se ha mencionado es un indicador del tipo de hidrocarburos que pueden producir y contener las formaciones, Marcellus Shale presenta materia orgánica tipo II y tipo III indicando que puede producir petróleo o gas dependiendo de la madurez de la materia orgánica y a su vez puede producir gas seco. En la Formación La Luna, el miembro Pujamana es el que se asemeja con materia orgánica tipo II y tipo III.

Con respecto a las propiedades petrofísicas, la Formación La Luna en sus miembros Salada, Pujamana y Galembó presenta un promedio de porosidades de 4,8%, 4,5% y 4,2% respectivamente, mientras que Marcellus Shale presenta un rango de porosidades entre 6% y 10%. Al ser comparadas mutuamente los valores de la propiedad se puede observar que no se asemejan, por lo tanto, no se convierte en un indicativo importante en la comparación. Por otra parte, cuando se habla de la permeabilidad, el rango que presenta Marcellus Shale es de 2×10^{-4} mD a 0,77 mD y la Formación La Luna en sus miembros Salada, Pujamana y Galembó presenta un promedio de 0,577 mD, 0,074 mD y 0,117 mD respectivamente, indicando la semejanza en esta propiedad.

En la tabla 11 se muestran resumidas las propiedades de Marcellus Shale comparadas con la Formación La Luna;

Tabla 11. Comparación Marcellus Shale y la Formación La Luna.

	MARCELLUS SHALE	FORMACIÓN LA LUNA		
		Salada	Pujamana	Galembó
TOC (%)	2 – 10	6,5	2,7	2,7
Materia Orgánica	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II Tipo II-S	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II
Madurez (%)	0,5 – 1,25	–	–	–
Porosidad (%)	6 – 10	4,8	4,5	4,2
Permeabilidad (mD)	2×10^{-4} – 0,77	0,577	0,074	0,117

Fuente: Elaboración propia.

5.1.4 Formación Vaca Muerta. Esta formación, por parte de las propiedades geoquímicas, empezando con el contenido de materia orgánica presenta un rango entre 3% y 8% que comparado con los valores de los miembros de la Formación La Luna, el único que se asemeja es el miembro Salada con 6,5% de TOC. Seguido de esto, el tipo de materia orgánica de la Formación Vaca Muerta es tipo II-S, que es una materia orgánica rica en azufre, así mismo como el miembro Salada en la Formación La Luna.

La Formación Vaca Muerta presenta un rango promedio de porosidades de 4% a 12% y como se había mencionado anteriormente los promedios de porosidades de los miembros de la Formación La Luna son 4,8%, 4,5% y 4,2% lo que indica que se encuentran en el rango generando una semejanza en esta propiedad. Con respecto a la permeabilidad los rangos presentados por la Formación Vaca Muerta son de 1×10^{-5} mD a 1×10^{-3} y los promedios de la Formación La Luna en sus miembros Salada, Pujamana y Galembó son de 0,577 mD, 0,074 mD y 0,117 mD respectivamente con lo que se observa que no se asemejan.

En la tabla 12 se muestran resumidas las propiedades de la Formación Vaca Muerta comparadas con la Formación La Luna;

Tabla 12. Comparación Formación Vaca Muerta y la Formación La Luna.

	FORMACIÓN VACA MUERTA	FORMACIÓN LA LUNA		
		Salada	Pujamana	Galembo
TOC (%)	3 – 8	6,5	2,7	2,7
Materia Orgánica	Tipo II-S	Tipo I Tipo II Tipo II-S	Tipo II Tipo III	Tipo I Tipo II
Madurez (%)	0,5 – 3	–	–	–
Porosidad (%)	4 – 12	4,8	4,5	4,2
Permeabilidad (mD)	$1 \times 10^{-5} - 1 \times 10^{-3}$	0,577	0,074	0,117

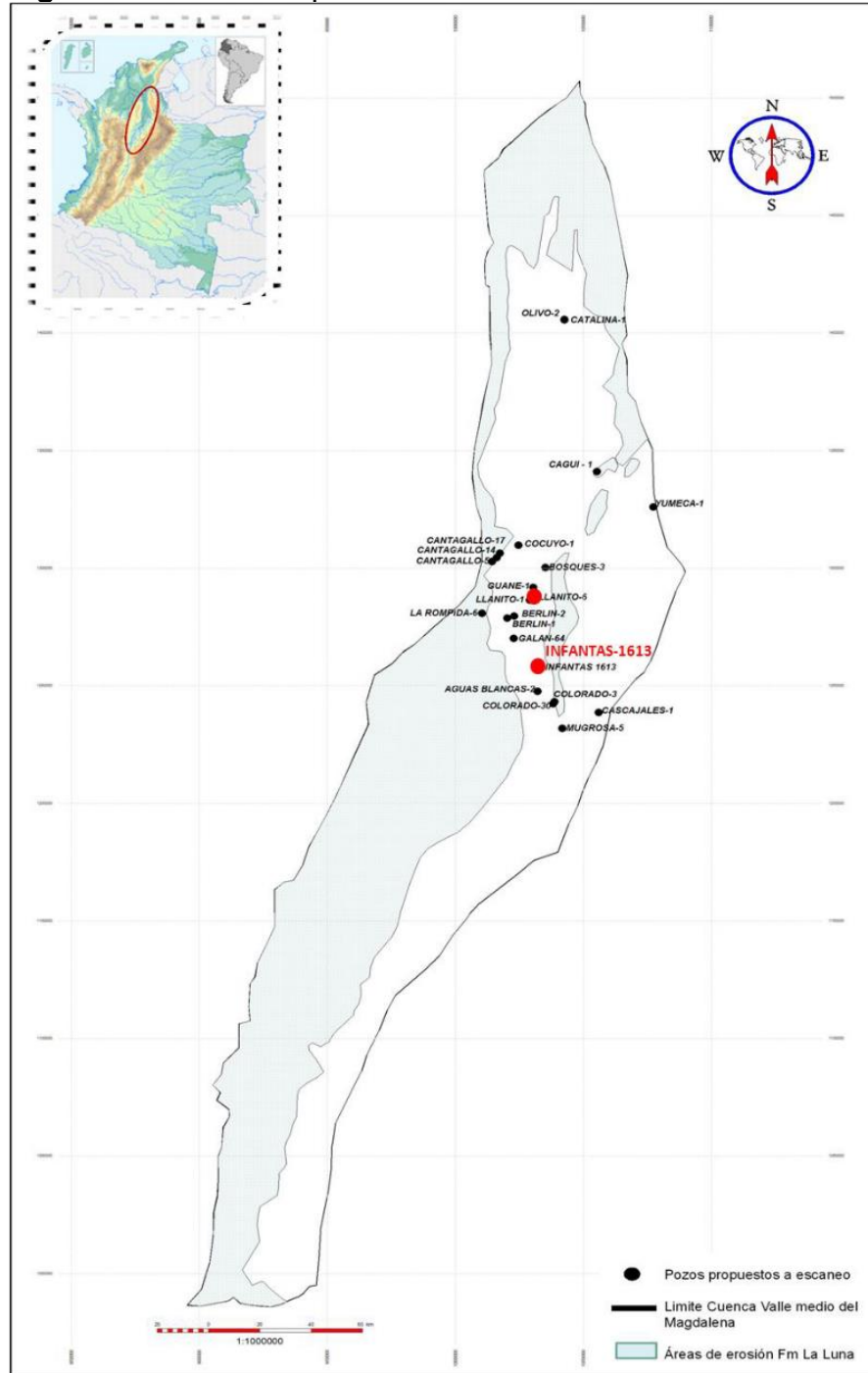
Fuente: Elaboración propia.

5.2 UBICACIÓN POZO INFANTAS-1613

El pozo Infantas-1613 se convierte, en este caso, en el pozo de estudio para la posible aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en Colombia debido a que las propiedades geoquímicas y petrofísicas descritas anteriormente de la Formación La Luna de la Cuenca Valle Medio del Magdalena son determinadas por un estudio realizado para este pozo.

Está ubicado en las cercanías a Barrancabermeja, a 40 km del pozo Llanito-1 y está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena que comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia como se muestra en la figura 76;

Figura 76. Ubicación pozo Infantas-1613.



Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 25 – 26.

La ubicación de este pozo permite, gracias a los pozos cercanos, una buena adquisición de datos con respecto a variaciones en el régimen de esfuerzos, y variaciones regionales en las propiedades del yacimiento para la identificación de *sweet spots*.

5.3 DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La operación de fracturamiento hidráulico masivo o el tratamiento de estimulación hidráulica masiva empieza con el entendimiento del yacimiento (TOC, tipo de materia orgánica, madurez termal, porosidad, permeabilidad y las profundidades), seguido de la operación de perforación del pozo vertical y horizontal, y la selección del completamiento para luego realizar las estimulaciones hidráulicas.

En esta sección se tendrán en cuenta las propiedades geoquímicas y petrofísicas del miembro Salada de la Formación La Luna para desarrollar el diseño de la operación de fracturamiento hidráulico, ya que este miembro fue el que más semejanza tuvo con uno de los yacimientos no convencionales de shale exitosos en el mundo, que en este caso, fue la Formación Vaca Muerta, ubicada en la Cuenca de Neuquén en Argentina. Además, se evaluarán los parámetros operacionales que son usuales en el desarrollo de este tipo de yacimientos, para así, realizar un diseño generalizado debido a la semejanza anteriormente mencionada.

En la tabla se muestran las características operacionales en los *shale plays* escogidos para el desarrollo de este proyecto;

Tabla 13. Características operacionales.

	BARNETT SHALE	EAGLE FORD SHALE	MARCELLUS SHALE	FORMACIÓN VACA MUERTA
Longitud Lateral Horizontal (ft)	1.000 – 5.000 2.500 – 3.000	5.000 – 5.300 6.000 – 7.000	2.000 – 6.000 4.000 – 12.000	1.600 – 5.000
Número de Etapas	–	19	4 – 8	10 – 17
Distancia entre Etapas (ft)	–	–	9 – 11	245 – 300
Concentración de Propante (lbm/bbl)	–	420	126	252
Rata de Inyección (bbl/min)	50 – 100	49 – 90	30 – 100	60
Cantidad de Agua (bbl)	47.600 – 142.850	65.160 – 329.900	95.000	188.700 – 314.500
Propante Utilizado (lbm)	400.000 – 1'000.000	250.000 – 450.000	250.000 – 750.000	450.000 – 600.000

Fuente: Elaboración propia, con base en: BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011., CENTURION, Segio, JUCA-LAPLACE, Jean-Philippe y CADE, Randall. Lessons Learned From an Eagle Ford Shale Completion Evaluation. Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2014., ADDIS, Michael A., *et al.* Role of Geomechanical Engineering in Unconventional Resources Developments. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016., BELVALKAR, R. y OYEWOLE, S. Development of Marcellus Shale in Pennsylvania. Society of Petroleum Engineers. Septiembre, 2010., IZADI, Ghazal, *et al.* Multidisciplinary Study of Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale. American Rock Mechanics Association. Junio, 2014., JOHANIS, P.E. y TRIFFILETII, G.E. Trends in Vaca Muerta Horizontal Wells Stimulation. Society of Petroleum Engineers. Mayo, 2017.

Por parte de la perforación, el pozo hará su fase de sección vertical y la construcción de la curva con un fluido base agua y motores convencionales de desplazamiento positivo. Para la sección horizontal lo más recomendable es utilizar sistemas rotativos direccionales que permiten tener registros en tiempo real (LWD) para tomar decisiones en llevar la dirección del pozo y hacerlo automáticamente, y así mismo se recomienda utilizar fluidos base aceite que van a ayudar a la estabilidad de las arcillas, a la reducción del arrastre y a la estabilidad del pozo.

Para la selección de la broca a utilizar en la perforación de la sección horizontal, lo que se debe tener en cuenta principalmente es que la Formación La Luna es una lutita blanda donde en su gran mayoría presenta intercalaciones de calizas con lodolitas. Las brocas PDC, que cortan mediante cizallamiento y arrastre utilizando cortadores de un compacto de diamante policristalino, son especiales para este tipo de formaciones.

En cuanto al completamiento del pozo, este se realizaría con el sistema Plug and Perforate, ya que tiene muchas ventajas operativas con respecto a los otros sistemas de completamiento. Las principales ventajas de este completamiento son: el máximo número de etapas que puede realizar, el área de flujo de los hidrocarburos, la facilidad de mitigación de problemas en el pozo y la capacidad de agregar o desplazar etapas de fractura con el fin de ubicarlas en los puntos óptimos.

Los fluidos que son utilizados comúnmente en los tratamientos de estimulación hidráulica son los fluidos base agua. En este caso el fluido que se utilizará es el *Slickwater Fracturing* debido a que es el más usado en los campos de la Formación Vaca Muerta y está compuesto por agua junto con arenas especiales y aditivos químicos el cual permite que las fracturas hidráulicas creadas encuentren fracturas naturales y que aunado con el completamiento multietapa se produzcan redes de fracturas complejas.

De acuerdo a los campos en la Formación Vaca Muerta, las secciones horizontales están en un rango de 1.600 ft a 5.000 ft en *shale oil* lo que podría indicar, en este caso, que si la sección llegara a ser más larga se podría encontrar un problema geológico al iniciar la fractura hidráulica. Como bien se había mencionado anteriormente, en general para los *shale oil*, los rangos de las secciones horizontales están entre 7.000 ft a 10.000 ft, por lo tanto, si se quiere, en el miembro Salada de la Formación La Luna, tener un volumen de yacimiento estimulado más grande, esta sección horizontal quizá podría llegar hasta los 10.000 ft con la ayuda de la simulación previa del tratamiento de estimulación hidráulica a realizar.

En el proceso de fracturamiento hidráulico, el número de etapas manejado estará en el rango que va de 10 a 17 etapas de fractura, con un espaciado entre ellas de entre 245 y 330 ft. El número de etapas dependerá principalmente de las propiedades intrínsecas del yacimiento, en este caso el miembro Salada de la Formación La Luna además de la conductividad que se pueda lograr en las

fracturas, ya que si se logra una buena conductividad no es necesario aumentar el número de etapas, logrando así, una operación más económica.

La cantidad de agua utilizada por pozo en el proceso de fracturamiento abarcaría un rango de 188.700 - 314.500 bbl bombeadas a tasas promedio de 60 bbl/min y cantidades de propante por fractura en el rango de 450.000 - 600.000 lbm, ya que son los valores normales utilizados en la Formación Vaca Muerta.

5.4 MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Debido a que las operaciones de fracturamiento hidráulico conllevan a la generación de impactos ambientales si no se llevan a cabo buenas prácticas en los procesos como se mencionó en capítulos anteriores, se van a proponer algunas medidas preventivas.

5.4.1 Emisiones de CH₄ y CO₂.

- Mantenimiento regular de equipos minimizando la posibilidad de emisión sin combustión completa.
- Utilización de equipos garantizando la combustión completa.
- Realización de mediciones pertinentes asegurando el cumplimiento de los niveles permitidos.
- Gestionamiento y disposición responsable de los fluidos de la operación de fracturamiento.
- Cementación de alta calidad en tubería.
- Uso de equipos para capturar y condensar el gas para su comercialización.

5.4.2 Actividad sísmica.

- Identificación de fallas activas antes de iniciar operaciones.
- Registrar actividades microsísmicas con red de sensores.

5.4.3 Utilización de químicos.

- Adquisición de los datos de seguridad de cada compuesto utilizado.
- Almacenamiento de químicos y residuos peligrosos en zonas seguras.

- Manipulación correcta de cada material.
- Realización de planes de transporte de químicos y así mismo del fluido de fractura.

5.4.4 Acuíferos subterráneos.

- Realización de pruebas de integridad a tuberías y cementaciones.
- Elaboración de un estudio hidrogeológico integral.
- Se evidencia que el miembro Salada, al ser el más profundo reduce el riesgo de contactar acuíferos de agua dulce que, como dice Fisher y Warpinski²¹³, se encuentran por lo general a 1.500 ft de profundidad. En la tabla 14 se muestran los rangos de profundidades de los *shale plays*, exitosos a nivel mundial, estudiados junto con las profundidades de los miembros de la Formación La Luna, en donde

Tabla 14. Rango de profundidades de los *shale plays* exitosos a nivel mundial comparados con la Formación La Luna.

		RANGO DE PROFUNDIDAD (ft)
Barnett Shale		4.000 – 8.500
Eagle Ford Shale		5.000 – 12.000
Marcellus Shale		2.000 – 10.000
Formación Vaca Muerta		6.500 – 13.100
Formación La Luna	Salada	9.181 – 9.576
	Pujamana	8.594 – 9.181
	Galembo	7.566 – 8.594

Fuente: Elaboración propia.

5.4.5 Uso del agua.

- Evaluación de la demanda acumulativa de agua en la zona.
- Definición de la fuente de agua teniendo en cuenta la estabilidad del terreno.
- Reutilización de aguas residuales con previo tratamiento.
- Medición del volumen de agua captado y utilizado.
- Mantenimiento a las líneas de flujo para controlar las fugas de agua.

²¹³ FISHER, Kevin y WARPINSKI, Norm. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. Society of Petroleum Engineers. Noviembre, 2011. p. 3.

- Cuidado y protección de fuentes de agua dulce como aguas lluvias, aguas subterráneas (uso de las comunidades), hielo, ríos, lagos, arroyos y manantiales naturales.
- Utilización de aguas de acuíferos a más de 2.500 ft, aguas asociadas a producción, asentamientos humanos y aguas de uso industrial.

Como se mencionó anteriormente el uso del agua es un tema muy importante en el proceso de estimulación hidráulica. Ya que, según la IAPG²¹⁴, ante la posibilidad del desarrollo intensivo de yacimientos no convencionales de shale resulta conveniente contar con lineamientos generales referidos a la gestión del agua necesaria para estas actividades.

“Reconociendo la importancia del agua en la vida del ser humano, la fauna y la flora es que se debe prestar especial atención al gerenciamiento y utilización de esta. De ser posible utilizar fuentes de agua salobres o saladas y evitar aquellas que puedan servir para abastecer tanto al consumo humano como para la agricultura y ganadería.” Por lo tanto se deben determinar las fuentes de agua que serán utilizadas para el desarrollo de esta técnica.

En este caso se analizarán los volúmenes de agua generados a partir de aguas de producción de algunos campos cercanos al pozo Infantas-1613 (Casabe, Yariguí-Cantagallo, Tisquirama, Llanito, La Cira-Infantas y San Roque) y así mismo los volúmenes de agua de las PTAR de Barrancabermeja y Puerto Wilches; aclarando que estos volúmenes de agua tratados son proyecciones de los diseños realizados para estas plantas.

A continuación, se presentan tres casos que se realizaron para analizar la cantidad de agua disponible para poder realizar la operación de fracturamiento hidráulico. Los casos analizados fueron con un consumo del 20%, del 50% y del 100% de los volúmenes de agua generados por los campos y las PTAR. Con este análisis se realizó el cálculo de cuántos pozos se pueden fracturar con 314.500 bbl de agua con 15 días de producción de estas fuentes. Cabe aclarar que estos tres casos se realizaron teniendo en cuenta que en los campos por lo general se presentan o se presentarán procesos de inyección de agua los cuales requieren agua de producción.

Debido a que las aguas de producción de los campos petrolíferos tienen que cumplir unos estándares establecidos, deben pasar por un tratamiento que las deje aptas para su disposición y por lo tanto no se hace necesario un mayor tratamiento para su uso en la formulación de fluidos de fracturamiento hidráulico.

En las tablas 15,16 y 17, se muestra la producción de agua por día de las fuentes antes mencionadas junto con el número de pozos que se podrían fracturar al tener un consumo del 100%, 50% y 20%, respectivamente, del volumen de 15 días de producción.

Tabla 15. Consumo del volumen al 100%.

FUENTES		PRODUCCIÓN AGUA (BPD)
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)	Barrancabermeja	509.746,36
	Puerto Wilches	43.556,69
Aguas de Producción Campos Petrolíferos	Casabe	82.833,73
	Yariguí-Cantagallo	28.953,55
	Tisquirama	22,48
	Llanito	5.967,67
	La Cira-Infantas	56.803,59
	San Roque	353,81
TOTAL 1 DÍA		728.237,88
TOTAL 15 DÍAS		10.923.568,20
POZOS A FRACTURAR		34,73

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16. Consumo del volumen al 50%.

FUENTES		PRODUCCIÓN AGUA (BPD)
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)	Barrancabermeja	254.873,18
	Puerto Wilches	21.778,35
Aguas de Producción Campos Petrolíferos	Casabe	41.416,87
	Yariguí-Cantagallo	14.476,78
	Tisquirama	11,24
	Llanito	2.983,84
	La Cira-Infantas	28.401,80
	San Roque	176,906
TOTAL 1 DÍA		364.118,94
TOTAL 15 DÍAS		5.461.784,12
POZOS A FRACTURAR		17,37

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 17. Consumo del volumen al 20%.

FUENTES		PRODUCCIÓN AGUA (BPD)
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)	Barrancabermeja	101.949,27
	Puerto Wilches	8.711,34
Aguas de Producción Campos Petrolíferos	Casabe	16.566,75
	Yariguí-Cantagallo	5.790,71
	Tisquirama	4,496
	Llanito	1.193,53
	La Cira-Infantas	11.360,72
	San Roque	70,7624
TOTAL 1 DÍA		145.647,58
TOTAL 15 DÍAS		2.184.713,65
POZOS A FRACTURAR		6,95

Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

- Para el desarrollo de los yacimientos no convencionales de shale la caracterización más importante es la geoquímica, debido a que con ésta se evalúa la abundancia de materia orgánica y así mismo, se entiende el comportamiento de la madurez termal para determinar qué tipo de hidrocarburos pueden estar presentes. En la medición de estos parámetros se utilizan las mismas técnicas que en los yacimientos convencionales, pero se debe tener en cuenta que su enfoque será diferente al de la caracterización de una roca generadora de yacimientos convencionales.
- Entre los miembros de la Formación La Luna se observa que el miembro Salada es el que más semejanza tuvo con alguno de los *shale plays* de estudio, en este caso con la Formación Vaca Muerta, dado que, los valores de TOC de la formación vaca muerta están en un rango de 3 a 8% y el reportado para el miembro Salada fue de 6,5%. En cuanto al tipo de materia orgánica, la formación Vaca Muerta presenta tipo II-S, así mismo, el miembro Salada presenta Tipo II-S junto con fracciones de tipo I y tipo II. Por parte de la porosidad, el miembro Salada tiene porosidad de 4,8%, la que entra en el rango de porosidades que presenta la formación Vaca Muerta que es de 4 a 12%. Además, el alto contenido de materia orgánica del miembro Salada (TOC 6,5%) lo hace el candidato más prospectivo de los tres miembros de la formación.
- Generalmente en los yacimientos no convencionales de *shale* se utilizan pozos horizontales que se completan con múltiples etapas de fractura. Se presentaron múltiples estrategias de completamiento en yacimientos no convencionales de *shale*, de las cuales, se considera que la que cuenta con mejores cualidades es el sistema PNP, ya que supera a las demás en diferentes aspectos como el máximo número de etapas que puede realizar, el área de flujo de los hidrocarburos, la facilidad de mitigación de problemas en el pozo y la capacidad de agregar o desplazar etapas de fractura con el fin de ubicarlas en los puntos óptimos.
- La producción de los yacimientos no convencionales de shale requieren tratamientos de estimulación hidráulica lo que permite maximizar el contacto del yacimiento a través de su estimulación efectiva. La permeabilidad es una variable fundamental que afecta la selección del fluido de fractura y el diseño de fractura y así mismo el fluido de formación, la mineralogía y la conductividad.
- Los miembros de la formación la luna tienen permeabilidades mucho más altas que los shale play de estudio, donde la menor permeabilidad la presenta el miembro Pujamana, que es de 0,074 mD, permeabilidad que es hasta 1000 veces mayor que las presentes en los shale plays de estudio. Esto indica que la formación la luna podría ser natural y altamente fracturada. Gracias a esto el

número de etapas se podría reducir e incluso podría ser innecesaria la operación de estimulaciones hidráulicas masivas para lograr la producción de esta formación.

- Solo una parte del fluido de estimulación hidráulica vuelve a la superficie, una parte de este (a veces sustancial) permanece en la formación y nunca se recupera, lo que genera una necesidad de reponer constantemente el suministro de agua para continuar las operaciones de fracturamiento hidráulico. Esta demanda constante de agua, aproximadamente 2 – 7 millones de galones por pozo, puede crear problemas particularmente en áreas áridas de alta demanda hídrica donde los recursos de agua subterránea han disminuido debido al uso agrícola antes del inicio de las actividades.
- Entre los factores que afectan a las estimulaciones hidráulicas, los que están ligados al diseño de la operación afectan directamente a la productividad de los pozos, como la conductividad de la fractura principal, el espaciamiento entre fracturas principales, la conductividad de las fracturas secundarias y el espaciamiento entre fracturas secundarias. De éstos, los que inciden mayormente sobre la productividad son los que tienen que ver con las fracturas principales, ya que la mayor parte del flujo de los hidrocarburos se da a través de ellas.
- Debido a que los acuíferos de agua dulce por lo general se encuentran hasta 1500 ft, el posible contacto de las fracturas hidráulicas con éstos disminuye a medida que la profundidad de la formación de interés aumenta. Por lo tanto, ya que el miembro Salada se encuentra a profundidades entre 9.181 ft a 9.576 ft, el contacto con estos acuíferos de agua dulce es poco probable.
- Para 15 días de recolección de agua, en el caso del consumo de un 20% de volumen, se pueden fracturar 7 pozos. Como este es el caso con menor recolección de agua, se podría decir que con respecto a las necesidades de agua de la tecnología es viable realizarla en esta zona del país. Ahora bien, si se dispone de una recolección mayor de volumen, se podrían realizar fracturamientos en hasta 39 pozos aproximadamente. Aunado a esto, una vez se hayan realizado los pozos, se podría tratar el fluido de retorno o Flow-back, y tomarlo como fuente de agua para estimular más pozos. Teniendo en cuenta que normalmente en los yacimientos de *shale* se manejan porcentajes de fluidos de retorno en el rango de 10% a 60%, se podrían llegar a realizar aproximadamente un 50% más de pozos.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar una simulación de un pozo horizontal con múltiples fracturas hidráulicas teniendo en cuenta parámetros más detallados de los miembros de la Formación La Luna.
- Evaluar qué aditivos se podrían requerir para el fluido de fracturamiento en el posible diseño de tratamiento de estimulación hidráulica realizado de manera que se sigan las regulaciones ambientales.
- Identificar el tipo de apuntalante más apropiado para el diseño propuesto, teniendo en cuenta parámetros como presión de cierre de fractura, conductividad de la fractura y distribución del apuntalante en las fracturas.
- Realizar una descripción detallada de las propiedades geomecánicas de la Formación La Luna.
- Informar al público en general sobre los impactos reales generados por la aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas a nivel mundial y a su vez a nivel del país.
- Elaborar un plan de contingencia ambiental con relación a los impactos ambientales presentados o generados en los *shale plays* de estudio.
- Realizar un análisis completo de las características de la Formación La Luna tomando en cuenta un rango de investigación más amplio con un número mayor de núcleos.

BIBLIOGRAFÍA

ADDIS, Michael A., *et al.* Role of Geomechanical Engineering in Unconventional Resources Developments. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 283.

AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 39.

AL-JUBORI, Ahmed, *et al.* Coalbed Methane: Clean Energy for the World. En: Oilfield Review, Summer 2009. Julio, 2009. Vol. 21, no. 2, p. 8.

ASKENAZI, Andres, *et al.* Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. Society of Petroleum Engineers, 2013.

BECKWITH, Robin. The Marcellus Shale Gas Boom Evolves. Society of Petroleum Engineers. Junio, 2013. p. 36.

BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 81.

BERNAL RODRÍGUEZ, Luis Ángel. Caracterización Estratigráfica y Petrográfica de la Formación La Luan en el Sector de El Tablazo, Valle Medio del Magdalena. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. 2009. p. 2.

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

BOYER, Charles, *et al.* Producción de gas desde su origen. En: Oilfield Review, Winter 2006. Enero, 2006. Vol. 18, no. 3, p. 39.

BREYER, J. A. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1 – Shale Gas Resource Systems. En: Shale Reservoirs – Giant Resources for the 21st Century. p. 73.

BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 42.

BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 31.

BURTON, William. Multistage Completion Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 537

CARDNEAUX, Austin. Mapping of the oil window in the Eagle Ford shale play of southwest Texas using thermal modeling and log overlay analysis. Tesis de Maestría. Luisiana: Agricultural and Mechanical College, Louisiana State University, 2010. 2 p.

CASADIEGO QUINTERO, Efrain. y RIOS REYES, Carlos Alberto. Lithofacies analysis and depositional environment of The Galembo member of La Luna Formation. CT&F (Ciencia, Tecnología y Futuro). 2016. p. 38.

CHALMERS, Gareth R., BUSTIN, R. Marc y POWER, Ian M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units. En: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Junio, 2012. Vol. 96, no. 6, p. 1100.

CHEN, Zhuoheng y JIANG, Chungqing. A revised method for organic porosity estimation in shale reservoirs using Rock-Eval data: Example for Duvernay Formation in the Western Canada sedimentary Basin. En: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Marzo 2016. Vol. 100, no. 3, p. 416.

CHENG, Y. Mechanical Interacton of Multiple Fractures-Exploring Impacts of the Selection of the Spacing/Number of Perforation Clusters on Horizontal Shale-Gas Wells. Society of Petroleum Engineers Journal, 2012. p. 995.

CHOQUETTE, Philip W. y PRAY, Lloyd C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. En: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Febrero, 1970. Vol. 54, no. 2, p. 226 – 238.

CIPOLLA, C.L. *et. al.* Fracture Design Considerations in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2009. p. 9.

CIPOLLA, C.L. *et. al.* The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design. Society of Petroleum Engineers, 2008. p. 2.

COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Caracterización Geoquímica de Rocas y Crudos en las Cuencas de Cesar-Ranchería, Sinú y Jacinto, Chocó y Área de Soápagua (Cuenca Cordillera Oriental. 2007. p. 21.

COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 25 – 26.

COLOMBIA. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales. p. 1.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Decreto Número 3004 del 26 de diciembre de 2013. p. 2.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341. 2012. p. 3.

De La CRUZ SÁNCHEZ, Alba. Identificación de los Riesgos Ambientales y Sanitarios de la Producción de Gas Mediante Fracturación Hidráulica y Bases para una Propuesta Metodológica de Estimación de Vulnerabilidad de las Aguas Subterráneas. Trabajo de grado Ingeniería Geológica. España: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. 2013. p. 56 – 57.

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production, Citado por BELYADI, Hoss, FATHI, Ebrahim y BELYADI, Fatemeh. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis, Gulf Professional Publishing, 2017. p. 76.

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Hydraulic Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. p. 93.

ECURED. Conocimiento con todos y para todos. Escala de Richter [en línea], 14 de junio de 2018. Disponible en internet: https://www.ecured.cu/Escala_de_Richter

EMMOS, William H., *et al.* Geología: principios y procesos. 5 ed. New York: McGraw Hill, 1965.

ENGELDER, T. Structural geology of the Marcellus and other Devonian gas shales: geological conundrums involving joints, layer-parallel shortening strain, and the contemporary tectonic stress field, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 69.

ESPAÑA. MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE. Recomendaciones Ambientales en Relación con las Medidas

Preventivas y Correctoras a Considerar en Proyectos Relacionados con la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Mediante Técnicas de Fractura Hidráulica. Enero, 2014. p. 61.

ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION y ESTADOS UNIDOS. DEPARTMENT OF ENERGY. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Arlington: Advanced Resources International, Inc. 2013. p. 9.

ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION y ESTADOS UNIDOS. DEPARTMENT OF ENERGY. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Arlington: Advanced Resources International, Inc. 2013. p. 219.

ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2016. 2018. [en línea], 28 de marzo de 2018. Disponible en internet: <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>

ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps. 2014. p. 5.

ESTADOS UNIDOS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Weekly Petroleum Report. 2016.

ESTADOS UNIDOS. SERVICIO GEOLOGICO DE LOS ESTADOS UNIDOS, Citado por ZOU, Caineng. Tight Gas and Oil. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 239.

FINK, Johannes Karl. Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology. Gulf Professional Publishing, 2013. p. 12.

FISHER, Kevin y WARPINSKI, Norm. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. Society of Petroleum Engineers, 2011. p. 8.

GEOSCIENCE NEWS AND INFORMATION. Eagle Ford Shale. [en línea], 30 de marzo de 2018. Disponible en internet: <https://geology.com/articles/eagle-ford/>

GONG, Xinglai, *et al.* Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources. Society of Petroleum Engineers. 2013. p. 9.

GUPTA, Ishank, *et al.* Rock Typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford formations. Society of Petroleum Engineers. 2017. p. 3.

GUPTA, Rajdeep, *et al.* Drilling Systems for Unconventionals. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 507.

HENTZ, T. F., y RUPPEL, S. C. Regional lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale: Maverick Basin to East Texas Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. 2010. v. 60, p. 330.

HERRERO, F., MASCHIO, L. y MARIA, S. Production Analysis and Forecasting of Vaca Muerta Shale Wells in Argentina: Case History-Based. Unconventional Resources Technology Conference. p. 2.

HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. y BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA, Zee Y. y HOLDITCH, Stephen A. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. 1. ed. Cranberry Isles, Maine: Robert Bloom Collection, 1998. p. 205.

HILL, D. G., LOMBARDI, T. E. y MARTIN, J. P. Fractured Shale Gas Potential in New York: Northeastern Geology and Environmental Sciences, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 69.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33 p.c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto 1998. 23 p.

JAHANDIDEH, Atefeh y JAFARPOUR, Behnam. Optimization of Hydraulic Fracturing Design under Spatially Variable Shale Fracability. Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 7.

KLEIN, Cornelis y HURLBUT, Cornelius S. Jr. Manual de Mineralogía. Basado en la obra de J. DANA. 4 ed. Barcelona: Editorial Reverté, S. A., 2006. p. 2.

KOSANKE, Tobi H. y WARREN, Anne. Geological Controls on Matrix Permeability of the Eagle Ford Shale (Cretaceous), South Texas, U.S.A. En: BREYER, J. A. The Eagle Ford Shale: A renaissance in U. S. oil production. American Association of Petroleum Geologists. p. 300.

KRAEMER, Chad, et al. Revelación del potencial de los yacimientos no convencionales. En: OILFIELD REVIEW. vol. 26, no. 2, p. 4-17

LEGARRETA, Leonardo y VILLAR, Héctor J. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic – Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics. Unconventional Resources Technology Conference. p. 3.

LEGARRETA, Leonardo y VILLAR, Héctor. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources, Argentina Basins. American Association of Petroleum Geologists, 2011. p. 11.

LOUCKS, R. G. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in Siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale, Citado por ZOU, Caineng. Shale Oil and Gas. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 286.

LUNA GARCÍA, Carlos. Manejo de Agua en un Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos No Convencionales de Lutitas. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleo. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2014. p. 32.

LYON, David Richard. Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain. En: KADEN, Debra y ROSE, Tracie. Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. 2016. p. 34 – 35.

MARTIN, Ron, *et al.* Understanding Production from Eagle Ford-Austin Chalk System. Society of Petroleum Engineers. 2011. p. 8.

MARTIN, Tony, *et al.* Stimulation of Unconventional Reservoirs. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 560.

McLEDON, T. R. Y BARTKE, T. C. Tar Sand Technology Status Report. U. S. Department of Energy. p. 3.

MEEHAN, Nathan. Environmental Issues in Unconventional Oil and Gas Resource Development. En: AHMED, Usman y MEEHAN, Nathan D. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. 6000 Broken Sound Parkway, Taylor & Francis Group, 2016. p. 769

MÉXICO, DISTRITO FEDERAL. SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas. 2015. p. 25.

MICELI ROMERO, Andrea A., NGUYEN, Thanh y PHILIP, R. Paul. Organic geochemistry of the Eagle Ford Group in Texas. AAPG Bulletin 2017. p. 51.

MONTGOMERY, Scott L., *et al.* Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential, Citado por SMOSNA, Richard y BRUNER, Kathy R. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 18.

MULLEN, J., LOWRY, J. C. y NWABOUKU, K.C. Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale. Society of Petroleum Engineers. 2010. p. 1.

NUÑEZ MOLINARES, María Isabela. Estimación de las Variables de Riesgo y Manejo Ambiental Involucradas en la Planeación y Ejecución de Proyectos de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos no Convencionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 89.

ORANGI, A., *et al.* Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures. Society of Petroleum Engineers. 2011.

PEREZ MILLAN, Rodrigo Amaury. Optimización de los Sistemas de Perforación y Terminación de Pozos en Yacimientos de Shale Gas. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. México, D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. p. 28.

POLLASTRO, R. M., *et al.* Assessing undiscovered resources of the Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend Arch-Fort Worth basin province, Texas, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 27.

PRICE, Daniel J. y ADAMS, Carl Jr. Water Use and Wastewater Management: Interrelated Issues with Unique Problems and Solutions. En: KADEN, Debra y ROSE, Tracie. Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. 2016. p. 62.

RAHMAN, Mohammad, *et al.* Organic Facies and Reservoir Characterization of Eagle Ford Shale as Determined by Stratigraphy, Source Rocks, and Oil Geochemistry. American Association of Petroleum Geologists. 2017. p. 12.

RESTER, Elyse y WARNER, Scott D. A Review of Drinking Water Contamination Associated with Hydraulic Fracturing. En: KADEN, Debra y ROSE, Tracie. Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. 2016. p. 52 – 53.

ROMERO SARMIENTO, María Fernanda, *et al.* Geochemical and petrophysical source rock characterization of the Vaca Muerta Formation, Argentina: Implications for unconventional petroleum resource estimations. *International Journal of Coal Geology*. p. 29.

SABER CURIOSO. Terremotos con valores negativos en la escala Richter [en línea], 14 de junio de 2018. Disponible en internet: <http://www.sabercurioso.es/2009/09/15/terremotos-con-valores-negativos-en-la-escala-richter/>

SALDUNGARAY, Pedro, PALISCH, Terry y SHELLEY, Robert. Hydraulic Fracturing Critical Design Parameters in Unconventional Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2013. p. 2.

SARLINGO, Marcelo. Impactos Socioambientales del *Fracking*. Opacidad, Política Ambiental y Explotación de Hidrocarburos No Convencionales. En: *Atek Na*. 2013. Vol. 3. p. 240.

SCHLUMBERGER. Porosidad (Gas de lutitas). *Oilfield Glossary* [en línea], 27 de febrero de 2018. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

SHALE EN ARGENTINA. El Fracking [en línea], 30 de marzo de 2018. Disponible en internet: <http://www.shaleenargentina.com.ar/el-fracking>

SHALE EN ARGENTINA. Vaca Muerta [en línea], 28 de marzo de 2018. Disponible en internet: <http://www.shaleenargentina.com.ar/vaca-muerta>

SING, K. S. W, *et al.* Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity. En: *Pure & Appl. Chem.* 1985. Vol. 57, no. 4, p. 606

SOEDER, D. J. y KAPPEL, W. M. Water resources and natural gas production from the Marcellus Shale. En: *U. S. Geological Survey Fact Sheet*. 2009 Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. *A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*. U.S. Department of Energy, 2011. p. 71.

SPEIGHT, James G. *Handbook of Hydraulic Fracturing*. New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2016. p. 175.

STEWART, Dan B. George P. Mitchell and the Barnett Shale. En: *Journal of Petroleum Technology*. Noviembre, 2013. Vol. 65, no. 11, p. 60

STINCO, Luis y BARREDO, Silvia. Vaca Muerta Formation: An Example of Shale Heterogeneities Controlling Hydrocarbon's Accumulations. Unconventional Resources Technology Conference. 2014. p. 1.

SUN, Tie, *et al.* Advanced Petrophysical, Geological, Geophysical and Geomechanical Reservoir Characterization – Key to the Successful Implementation of a Geo-Engineered Completion Optimization Program in the Eagle Ford Shale. Unconventional Resources Technology Conference. 2015.

TORRES, E., *et al.* Characterization of the Cretaceous La Luna Formation as a shale gas system, Middle Magdalena Basin, Colombia. Conoco Phillips School of Geology & Geophysics.

TORRES, Emilio, *et al.* Unconventional Resources Assesment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. American Association of petroleum Geologists. 2015. p. 7.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Oficina de Investigación y Desarrollo. Washington: EPA; 2016. p. 362.

VENTURA, Jeff, *et al.* The Discovery of the Marcellus Shale Play, An Operator's Experience. Unconventional Resources Technology Conference. 2013. p. 2 – 4.

VILLAR, Héctor, *et al.* Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. En: Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (6: Noviembre, 2005: Mar del Plata, Argentina). Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. p. 6 – 7.

ZAGORSKI, William A., WRIGHTSTONE, Gregory R. y BOWMAN, Douglas C. The Appalachian Basin Marcellus Gas Play: Its History of Development, Geologic Controls on Production, and Future Potential as a World-class Reservoir. En: BREYER, J. A. Shale Reservoirs – Giant Resources for the 21st Century. American Association of Petroleum Geologists. 2012. p. 172 – 173.

ZEE MA, Y. y HOLDITCH, Stephen A. Preface. En: Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. 1. ed. Cranberry Isles, Maine: Robert Bloom Collection, 1998

ZIELINSKI, R. E. y NANCE, S. W. Physical and chemical characterization of Devonian gas shale, quarterly status report, Citado por BRUNER, Kathy R. y SMOSNA, Richard. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011. p. 69.

ZOU, Caineng, *et al.* Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China, Citado por ZOU, Caineng. Shale Oil and Gas. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 285.

ZOU, Caineng. Natural Shale Oil and Gas. En: Unconventional Petroleum Geology. República Popular de China: Beijing, 2017. p. 391.

ANEXOS

ANEXO A. FORMA 9SH DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DEL CAMPO SAN ROQUE.

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

1/2

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

Campo: SAN ROQUE
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 5 - 2010

Baterías: BAT_SANROQUE

Pozo	Municipio	Método	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
Area: SAN ROQUE						52583,48	7201272,36		13326,00	2803490,10		10614,26	175827,70	16,80	19,06	253,43		
Formación: LISAMA						35462,18	2054506,76		9427,56	370507,16		9595,63	102999,00	21,30	18,40	266,85		
SRQ0008	20770	BP	30,83	813,33	62,60	1930,16	197804,38	0,97911	35,50	1064,53	32065,28	126,99	3915,39	40817,47	64,87	24,53	567,07	ACT
SRQ0009	20770	BP	0,00	321,33	0,00	0,00	10481,96	0,00000	0,00	0,00	687,60	0,00	0,00	47,34	0,00	0,00	0,00	INAC
SRQ0010	20770	BP	30,42	1633,89	62,71	1907,39	216099,29	0,97905	17,16	521,97	27819,46	0,03	1,04	1847,16	0,06	16,10	273,66	ACT
SRQ0011	20770	BP	31,00	868,34	5,38	166,86	26667,48	0,97928	16,04	497,16	16348,48	0,01	0,37	100,61	0,22	23,30	2979,68	ACT
SRQ0012	20770	BP	30,92	831,89	69,58	2151,26	67281,43	0,97904	24,36	752,99	19602,13	0,14	4,40	172,66	0,20	26,04	360,02	ACT
SRQ0013	20770	ESP	31,00	1466,01	164,00	5084,05	245621,41	0,97907	25,26	762,92	38979,71	41,13	1274,90	7706,94	19,76	13,67	154,00	ACT
SRQ0014	20770	BP	0,00	896,01	0,00	0,00	75506,62	0,00000	0,00	0,00	17253,06	0,00	0,00	2856,00	0,00	0,00	0,00	INAC
SRQ0016	20770	BP	26,00	1286,72	196,86	6118,39	316424,73	0,97814	48,78	1294,30	60618,35	0,21	5,57	569,89	0,11	24,36	262,87	ACT
SRQ0017	20770	ESP	30,87	994,89	160,04	4940,95	97299,21	0,97904	23,54	726,65	20087,75	113,08	3491,28	20615,62	40,41	13,40	147,07	ACT
SRQ0018	20770	ESP	30,21	1610,27	59,32	1792,00	314852,00	0,97910	28,34	866,18	36915,63	0,00	0,08	565,33	0,00	17,38	477,78	ACT
SRQ0019	20770	BP	0,00	649,93	0,00	0,00	69487,89	0,00000	0,00	0,00	12371,29	0,00	0,00	17388,34	0,00	0,00	0,00	INAC
SRQ0020	20770	BP	30,83	722,24	65,53	2020,57	47067,02	0,97856	14,13	435,79	9710,63	6,92	213,40	1114,62	8,71	16,17	216,69	ACT
SRQ0021	20770	BP	31,00	493,04	3,56	110,45	5300,70	0,97943	3,07	95,16	4862,41	0,06	1,77	1408,20	1,57	15,34	861,57	ACT
SRQ0022	20770	BP	30,88	782,14	69,64	2150,00	90814,69	0,97941	25,05	773,27	15610,97	19,83	612,35	5623,93	21,77	23,46	369,66	ACT
SRQ0023	20770	BP	0,00	66,00	0,00	0,00	4542,96	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,74	0,00	0,00	0,00	INAC
SRQ0024	20770	BP	0,00	7,50	0,00	0,00	36,89	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,31	0,00	0,00	0,00	INAC
SRQ0035	20770	ESP	30,77	409,99	72,72	2237,61	20561,08	0,97896	32,14	988,90	8956,64	2,37	72,99	1804,03	3,15	12,48	441,94	ACT
SRQ0036	20770	BP	31,00	1203,41	188,79	5852,51	248136,01	0,97906	19,80	607,74	40718,77	0,07	2,09	327,01	0,04	23,24	103,84	ACT
Formación: LISAMA B						6116,37	1644166,88		1333,26	246693,61		1008,40	21203,61	14,20	22,77	217,98		
SRQ0003	20770	BP	30,85	3600,86	179,83	5648,64	1310574,54	0,97898	30,03	926,48	142727,67	29,66	915,15	19819,96	14,01	22,59	166,97	ACT
SRQ0005	20770	BP	31,00	3396,25	18,31	567,73	332662,35	0,97932	13,12	406,78	103965,94	3,01	90,26	1383,65	11,80	24,55	716,50	ACT
Formación: LISAMA EC						7336,96	3216035,19		1622,96	2119009,20		7,75	49924,50	0,10	16,43	221,20		
SRQ0001	20770	BP	31,00	6598,41	5,23	162,03	2393903,41	0,97915	13,65	423,11	1898194,17	0,00	0,02	1030,84	0,01	24,72	261,31	ACT
SRQ0004	20770	BP	30,94	3123,86	139,68	4320,95	441857,02	0,97908	18,89	609,24	57670,88	0,06	1,87	1584,00	0,04	16,63	141,00	ACT
SRQ0007	20770	BP	0,00	1448,57	0,00	0,00	213644,69	0,00000	0,00	0,00	106486,14	0,00	0,00	46755,95	0,00	0,00	0,00	INAC

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS

2/2

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

Campo: SAN ROQUE
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 5 - 2018

Baterías: BAT_SNRROQUE

Pozo	Municipio	Método	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
SROQ0015	20770	BP	30,83	1598,16	92,56	2853,98	165630,07	0,97903	19,15	590,61	56858,02	0,19	5,86	553,71	0,20	15,66	206,94	ACT
Formación: LISAMA C						3667,87	267543,53			942,22	67280,13		2,46	1700,59	0,10	24,51	256,88	
SROQ0006	20770	BP	31,00	2415,65	118,32	3667,87	267543,53	0,97506	30,39	942,22	67280,13	0,08	2,46	1700,59	0,07	24,51	256,88	ACT
Total						52583,85	7201272,36			13326,00	2803490,16		10614,86	75627,70	16,800	19,083	253,426	


Juan Carlos Díaz Muñoz - (Tp No. 02566
CPIP)
Representante de Operador


Representante Agencia Nacional de Hidrocarburos - (Tp No.
CPIP)

ANEXO B. FORMA 9SH DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DEL CAMPO TISQUIRAMA.

1/2

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
EOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA CDP DE MARES

Campo: TISQUIRAMA
Mediudad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 5 - 2018

Yaterias: BAT_TISQUI

Fozo	Munif pio	Meto do	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Día	Misa	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGF	Estad o	
Area: TISQUIRAMA						26553,88	8119659,58			21928,00	1742191,51		674,33	73361,35	2,50	20,02	825,79		
Formación: LISAMA						0,00	83269,90			0,00	20161,82		0,00	4119,80	0,00	0,00	0,00		
TISQ0012	20770	BP	0,00	951,27	0,00	0,00	63269,90	0,00000	0,00	0,00	20161,82	0,00	0,00	4119,80	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
Formación: LISAMA (ND)						446,00	2060539,25			1708,96	101757,63		0,36	1275,89	0,10	24,12	3831,75		
CAMD0032	20770	BP	0,00	5874,80	0,00	0,00	647253,98	0,00000	0,00	0,00	36744,04	0,00	0,00	330,68	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
TISQ0008	20770	BP	31,00	8950,42	14,39	446,00	1413285,29	1,01276	55,13	1708,96	65012,89	0,01	0,36	745,22	0,08	24,12	3831,75	ACT	
Formación: LISAMA AINC						7971,36	3229770,03			4714,77	203714,75		658,68	64935,92	7,80	15,79	581,46		
TISQ0002	20770	BP	0,00	3187,06	0,00	0,00	2100799,86	0,00000	0,00	0,00	2114,56	0,00	0,00	1188,43	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
TISQ0008	20770	BP	33,92	3266,84	64,76	2002,16	546647,58	1,01256	63,31	1957,22	70258,13	0,32	28,41	10961,03	1,40	17,22	977,55	ACT	
TISQ0009	20770	ESP	36,94	3120,18	102,94	5869,20	582322,06	1,01230	85,13	2757,55	131342,06	20,32	628,57	52916,45	9,32	15,31	461,06	ACT	
Formación: LISAMA BC						13110,54	2138531,30			9015,10	1065791,51		15,34	6094,53	0,10	21,30	756,26		
TISQ0008	20770	BP	30,82	3362,15	67,28	2080,07	528464,58	1,01152	45,83	1416,94	107245,62	0,05	1,86	1083,74	0,08	24,21	681,20	ACT	
TISQ0007	20770	BP	30,04	3580,62	47,96	1484,23	380382,97	1,01279	45,58	1410,45	194160,93	0,01	0,38	762,91	0,02	21,06	950,29	ACT	
TISQ0010	20770	BP	30,62	2910,97	61,94	1914,94	247792,36	1,01526	65,33	2019,66	97152,50	0,01	0,22	1079,30	0,01	9,30	1054,89	ACT	
TISQ0012	20770	BP	30,71	2690,13	138,97	4267,98	608881,26	1,01263	104,63	3213,44	502448,07	0,03	0,85	1362,00	0,02	20,36	752,32	ACT	
TISQ0013	20770	BP	36,81	2632,24	106,54	3282,04	336798,27	1,01043	27,71	853,77	135951,78	0,36	1,94	1336,55	0,06	21,37	260,00	ACT	
TISQ0017	20770	BP	11,52	987,60	7,00	80,68	18211,87	1,02921	86,88	1006,93	28832,60	0,89	10,29	449,03	10,27	17,31	12406,17	ACT	
Formación: LISAMA BCE						2946,99	273757,90			1448,52	240635,80		1,10	740,05	0,00	23,88	491,87		
TISQ0014	20770	BP	31,00	2868,67	86,00	2946,99	273757,90	1,01273	46,76	1449,52	240635,80	0,04	1,10	740,05	0,04	23,88	491,86	ACT	
Formación: LISAMA C						2078,99	952771,12			4139,56	110129,70		0,55	1194,92	0,00	21,86	1991,14		
TISQ0011	20770	BP	31,00	2732,66	7,23	224,18	95395,04	1,01214	38,02	1178,75	50556,50	0,00	0,02	171,51	0,01	21,16	5258,05	ACT	
TISQ0016	20770	BP	31,00	816,64	31,93	989,75	33500,94	1,01009	31,18	966,50	1761,70	0,52	0,51	165,26	0,05	21,88	976,51	ACT	
TISQ0018	20770	BP	31,00	2841,26	27,91	865,06	223875,14	1,01228	64,33	1984,91	57011,50	0,00	0,02	858,14	0,00	22,01	2305,40	ACT	
Formación: UMIR						0,00	820,06			0,00	0,00		0,00	0,24	0,00	0,00	0,00		
TISQ0006	20770	BP	0,00	36,92	0,00	0,00	929,66	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	INACT	
TISQ0007	20770	BP	0,00	2,46	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLIO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

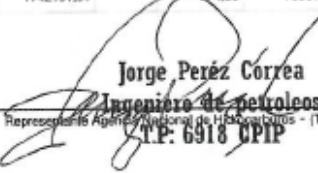
Campo: TISQUERAMA
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 5 - 2016

Baterías: BAT_TISQUI

Pozo	Municipi pio	Meto do	Días			Petróleo (BLS)			Factor Correc:	Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			Estad o
			Mez	Acum	Día	Mez	Acum	Día		Mez	Acum	Día	Mez	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP		
Total						26553.88	8116559.58			21928.00	1742191.51		674.33	78361.35	2.500	20,023	825.793		


Juan Carlos Plata Muñoz - (Tp No. 02568
CPIP)
Representante de Operador


Jorge Pérez Correa
Ingeniero de Petróleos -
Representante Agencia Nacional de Hidrocarburos - (Tp No. CPIP)
C.I.P. 6318 CPIP

ANEXO C. FORMA 9SH DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DEL CAMPO LLANITO.

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

40
ACT

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

1/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA COP DE MARES

Campo: LLANITO
Localidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION 03 LLANITO

Pozo	Municipio	Metodo	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado	
Area: 00						50382,55	45482764,10		20061,88	22892506,93		179030,12	62289380,67	78,00	21,09	368,19			
Formación:						0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
LLAN0001A	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0001N	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
LLAN0002A	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0002N	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0005	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0005	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
LLAN0014	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0022	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0074	68081	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
LLAN0082	68081	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
LLAN0083	68081	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
Formación: COLORADO (A)						0,00	1068595,77		0,00	481744,70		0,00	4807709,79	0,00	0,00	0,00	0,00		
LLAN0005	68081	BP	0,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	10070,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC	
LLAN0010	68081	BP	0,00	10038,48	0,00	0,00	988140,81	0,00000	0,00	0,00	409618,20	0,00	0,00	4633603,22	0,00	0,00	0,00	ABA	
LLAN0057	68081	BP	0,00	1361,84	0,00	0,00	80454,95	0,00000	0,00	0,00	62058,50	0,00	0,00	174106,57	0,00	0,00	0,00	INAC	
Formación: EL TORO SHALE						1099,73	260189,30		281,57	127983,69		845,27	54264,96	43,50	21,27	256,04			
LLAN0097	68081	BP	17,62	3559,87	62,40	1099,73	207681,27	0,99486	15,98	281,57	97085,24	47,96	845,27	53252,29	39,84	21,27	256,04	ACT	
LLAN0114	68081	BP	0,00	217,71	0,00	0,00	52537,04	0,00000	0,00	0,00	30498,45	0,00	0,00	1012,66	0,00	0,00	0,00	INAC	
Formación: EL TORO SHALE-ESMERALDAS-LA						0,00	381,59		0,00	398,34		0,00	309,68	0,00	0,00	0,00	0,00		
LLAN0117	68081	BP	0,00	19,00	0,00	0,00	381,59	0,00000	0,00	0,00	398,34	0,00	0,00	309,68	0,00	0,00	0,00	INAC	
Formación: EL TORO SHALE-MUGROSA						2676,99	437288,82		618,82	174552,40		1468,85	102853,85	35,40	19,20	231,16			
LLAN0107	68081	BP	30,00	3678,20	89,23	2676,99	437288,82	0,99949	20,53	618,82	174552,40	48,96	1468,85	102853,85	35,05	19,20	231,16	ACT	
Formación: ESMERALDA-MUGROSA						0,00	80905,32		0,00	14242,77		0,00	37341,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
LLAN0112	68081	BP	0,00	393,17	0,00	0,00	80905,32	0,00000	0,00	0,00	14242,77	0,00	0,00	37341,67	0,00	0,00	0,00	INAC	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA						5054,17	2848717,37		365,43	1415025,86		36325,22	6101392,99	87,80	18,10	72,50			

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

2/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLED Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA COP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION 03 LLANITO

Pozo	Municipi pio	Meto do	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
LLAN0001	68081	BP	0,00	1040,00	0,00	0,00	8713,00	0,00000	0,00	0,00	623,00	0,00	0,00	184564,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0009	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0016	68081	INE	0,00	5800,00	0,00	0,00	349452,00	0,00000	0,00	0,00	109657,00	0,00	0,00	256489,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0017	68081	NF	0,00	842,00	0,00	0,00	24259,00	0,00000	0,00	0,00	2643,00	0,00	0,00	161963,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0020	68081	BP	0,00	8563,88	0,00	0,00	850215,03	0,00000	0,00	0,00	308859,16	0,00	0,00	4260651,55	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0039	68081	INE	0,00	2526,00	0,00	0,00	109189,00	0,00000	0,00	0,00	117789,00	0,00	0,00	38022,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0076	68081	BP	0,00	1576,00	0,00	0,00	72139,00	0,00000	0,00	0,00	89306,00	0,00	0,00	138504,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0079	68081	BP	0,00	255,00	0,00	0,00	21269,00	0,00000	0,00	0,00	6381,00	0,00	0,00	12748,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0080	68081	BP	0,00	148,00	0,00	0,00	22425,00	0,00000	0,00	0,00	4823,00	0,00	0,00	516,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0081	68081	BP	0,00	10831,36	0,00	0,00	490644,85	0,00000	0,00	0,00	345355,83	0,00	0,00	248895,86	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0085	68081	NA	0,00	679,00	0,00	0,00	17771,00	0,00000	0,00	0,00	6390,00	0,00	0,00	1698,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0095	68081	NA	0,00	4967,64	0,00	0,00	383993,31	0,00000	0,00	0,00	213548,97	0,00	0,00	111879,09	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0100	68081	BP	0,00	2562,63	0,00	0,00	105416,15	0,00000	0,00	0,00	91453,86	0,00	0,00	153390,20	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0112	68081	PCP	29,29	3174,70	172,55	5054,17	364226,03	1,08368	12,51	366,43	118216,04	1240,12	36325,22	532093,29	87,70	18,10	72,50	ACT
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA						0,00	408786,65			647,89	2013245,86		9545,10	6716418,91	100,00	0,00	#####	
LLAN0012	68081	BP	0,00	3539,00	0,00	0,00	926894,00	0,00000	0,00	0,00	175738,00	0,00	0,00	1085485,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0021	68081	BP	0,00	12075,57	0,00	0,00	608974,53	0,00000	0,00	0,00	332312,47	0,00	0,00	1070946,11	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0028	68081	BP	0,00	3386,00	0,00	0,00	50575,90	0,00000	0,00	0,00	81065,42	0,00	0,00	93135,19	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0029	68081	BP	0,00	5239,87	0,00	0,00	93369,38	0,00000	0,00	0,00	91934,98	0,00	0,00	383865,67	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0071	68081	BP	0,00	2504,00	0,00	0,00	173126,00	0,00000	0,00	0,00	41442,00	0,00	0,00	392047,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0075	68081	ESP	15,00	12236,30	0,00	0,00	1227407,95	0,00000	43,19	647,89	496649,99	638,34	9545,10	2722265,27	0,00	0,00	0,00	ACT
LLAN0076	68081	BP	0,00	284,00	0,00	0,00	15277,00	0,00000	0,00	0,00	1527,00	0,00	0,00	66766,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0085	68081	BP	0,00	4594,84	0,00	0,00	107358,98	0,00000	0,00	0,00	151021,94	0,00	0,00	142204,42	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0092	68081	NA	0,00	4646,97	0,00	0,00	112610,72	0,00000	0,00	0,00	100443,18	0,00	0,00	267263,77	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0096	68081	BP	0,00	7836,20	0,00	0,00	126319,55	0,00000	0,00	0,00	208504,97	0,00	0,00	44608,75	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0097	68081	BP	0,00	2554,00	0,00	0,00	370963,00	0,00000	0,00	0,00	247398,00	0,00	0,00	123919,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0117	68081	PCP	0,00	3146,99	0,00	0,00	274657,64	0,00000	0,00	0,00	85187,94	0,00	0,00	323812,74	0,00	0,00	0,00	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS

3/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Instalaciones: ESTACION NDR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION 03 LLANITO

Pozo	Municipio	Método	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA					3020,60	3577293,22		2028,39	1814881,51		4506,91	3874020,15	59,90	21,43	671,52			
LLAN0007	68081	BP	0,00	1463,00	0,00	0,00	56184,00	0,00000	0,00	0,00	15194,00	0,00	0,00	243505,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0018	68081	BP	0,00	4248,00	0,00	0,00	495231,00	0,00000	0,00	0,00	137671,00	0,00	0,00	919180,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0027	68081	NF	0,00	1463,00	0,00	0,00	18727,00	0,00000	0,00	0,00	10020,00	0,00	0,00	73546,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0033	68081	NF	0,00	8096,00	0,00	0,00	120225,00	0,00000	0,00	0,00	65783,00	0,00	0,00	13180,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0037	68081	BP	0,00	2643,00	0,00	0,00	59774,00	0,00000	0,00	0,00	68785,00	0,00	0,00	10854,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0075	68081	BP	0,00	143,00	0,00	0,00	11897,00	0,00000	0,00	0,00	4759,00	0,00	0,00	152,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0078	68081	BP	0,00	402,00	0,00	0,00	31343,00	0,00000	0,00	0,00	12537,00	0,00	0,00	19773,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0080	68081	BP	0,00	264,00	0,00	0,00	41504,00	0,00000	0,00	0,00	20804,00	0,00	0,00	4995,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0084	68081	BP	0,00	441,00	0,00	0,00	73581,00	0,00000	0,00	0,00	34523,00	0,00	0,00	8672,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0086	68081	BP	0,00	4152,94	0,00	0,00	254988,17	0,00000	0,00	0,00	124492,86	0,00	0,00	93426,72	0,00	0,00	0,00	ACT
LLAN0087	68081	NA	0,00	2584,00	0,00	0,00	130081,00	0,00000	0,00	0,00	82675,00	0,00	0,00	225276,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0091	68081	BP	29,96	11700,08	46,53	1393,83	1651514,32	0,99926	16,42	491,97	715101,01	51,90	1554,87	1766214,30	51,94	21,00	352,96	ACT
LLAN0094	68081	BP	28,81	11167,44	17,96	517,39	412505,16	1,09074	25,59	737,37	307122,60	94,88	2733,66	338350,55	83,71	18,80	1426,17	ACT
LLAN0103	68081	BP	0,00	4427,77	0,00	0,00	167906,08	0,00000	0,00	0,00	144374,74	0,00	0,00	121492,16	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0116	68081	BP	29,38	3774,06	37,77	1109,38	151732,49	0,99911	27,20	799,05	71139,30	7,43	218,38	35412,42	16,32	23,20	720,27	ACT
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ (D)					4445,77	3044417,18		1943,38	1717941,47		2680,91	2440060,25	37,60	24,94	437,13			
LLAN0003	68081	BP	0,00	7157,00	0,00	0,00	62070,00	0,00000	0,00	0,00	33925,00	0,00	0,00	14124,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0004	68081	BP	0,00	5258,00	0,00	0,00	154754,00	0,00000	0,00	0,00	37434,00	0,00	0,00	16282,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0007	68081	BP	0,00	220,00	0,00	0,00	5088,00	0,00000	0,00	0,00	1381,00	0,00	0,00	20141,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0016	68081	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0018	68081	GL	0,00	6235,03	0,00	0,00	447701,89	0,00000	0,00	0,00	273660,79	0,00	0,00	436047,70	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0023	68081	BP	29,71	11941,09	56,79	1917,30	540239,85	1,08348	27,03	776,11	354608,15	25,20	723,45	539629,87	27,28	21,60	404,79	ACT
LLAN0026	68081	BP	0,00	4371,00	0,00	0,00	316204,00	0,00000	0,00	0,00	83956,00	0,00	0,00	32402,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0027	68081	BP	0,00	250,00	0,00	0,00	2139,00	0,00000	0,00	0,00	929,00	0,00	0,00	704,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0029	68081	BP	0,00	515,00	0,00	0,00	10545,00	0,00000	0,00	0,00	4649,00	0,00	0,00	6979,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0039	68081	INE	0,00	40,00	0,00	0,00	49,00	0,00000	0,00	0,00	29,00	0,00	0,00	34,00	0,00	0,00	0,00	INAC

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

4/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA OOP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION 03 LLANITO

Pozo	Municipio	Método	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
LLAN0076	68081	BP	0,00	253,00	0,00	0,00	18308,00	0,00000	0,00	0,00	4705,00	0,00	0,00	520,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0079	68081	BP	0,00	233,00	0,00	0,00	8166,00	0,00000	0,00	0,00	8166,00	0,00	0,00	440,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0093	68081	BP	2,33	12120,00	42,30	98,70	741283,61	0,98928	25,14	58,66	367257,18	399,52	932,22	1066874,06	90,40	21,00	594,33	INAC
LLAN0100	68081	BP	0,00	5248,75	0,00	0,00	216278,29	0,00000	0,00	0,00	228372,23	0,00	0,00	49908,54	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0103	68081	BP	30,00	3711,59	19,04	571,12	180005,93	0,99860	25,66	769,70	115359,68	27,54	826,30	260427,07	57,63	24,60	1347,70	ACT
LLAN0112	68081	PCP	0,00	367,41	0,00	0,00	29395,73	0,00000	0,00	0,00	37478,49	0,00	0,00	2732,40	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0114	68081	BP	30,00	3398,28	61,96	1858,85	312194,68	1,08084	11,30	338,91	166430,95	6,63	198,94	2934,60	8,90	28,70	182,34	ACT
Formación: ESM-LAPAZ-MUGR(DCE)						546,64	70773,35			673,52	63932,32		347,71	34794,88	38,90	24,40	1232,11	
LLAN0133	68081	BP	29,96	2922,58	18,25	546,64	70773,35	0,99898	22,48	673,52	63932,32	11,81	347,71	34794,88	37,94	24,40	1232,11	ACT
Formación: MUGROSA						2164,78	46473,45			607,81	21069,09		2858,25	67117,77	56,90	19,10	280,77	
LLAN0061	68081	BP	29,73	1110,81	72,82	2164,78	46473,45	1,08249	20,44	607,81	21069,09	96,14	2858,25	67117,77	53,20	19,10	280,77	ACT
Formación: MUGROSA - COLORADO (BA)						0,00	467788,43			0,00	233836,66		0,00	1130592,34	0,00	0,00	0,00	
LLAN0031	68081	BP	0,00	8428,96	0,00	0,00	349617,49	0,00000	0,00	0,00	195759,75	0,00	0,00	979183,58	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0038	68081	INE	0,00	2337,51	0,00	0,00	118170,95	0,00000	0,00	0,00	38078,91	0,00	0,00	151408,76	0,00	0,00	0,00	INAC
Formación: MUGROSA - COLORADO (CRA)						0,00	703796,46			0,00	378347,62		0,00	922749,73	0,00	0,00	0,00	
LLAN0039	68081	INE	0,00	1942,00	0,00	0,00	85593,00	0,00000	0,00	0,00	64983,00	0,00	0,00	189090,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0084	68081	BP	0,00	8873,47	0,00	0,00	618203,46	0,00000	0,00	0,00	313364,62	0,00	0,00	739659,73	0,00	0,00	0,00	INAC
Formación: MUGROSA (B)						16010,50	15067102,64			6638,69	8448166,52		76254,82	19275817,16	83,00	21,34	427,14	
LLAN0009	68081	BP	25,67	19504,04	19,71	584,77	1464876,58	0,99809	13,34	395,77	848733,67	102,14	3030,26	1709614,75	81,87	20,50	676,80	ACT
LLAN0010	68081	BP	0,00	6515,00	0,00	0,00	626365,00	0,00000	0,00	0,00	352647,00	0,00	0,00	248438,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0012	68081	BP	0,00	224,00	0,00	0,00	17719,00	0,00000	0,00	0,00	3509,00	0,00	0,00	1043,90	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0013	68081	BP	0,00	5335,00	0,00	0,00	48129,00	0,00000	0,00	0,00	63540,00	0,00	0,00	16413,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0016	68081	INE	0,00	1583,00	0,00	0,00	86992,00	0,00000	0,00	0,00	27252,00	0,00	0,00	10307,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0017	68081	BP	0,00	6265,00	0,00	0,00	557974,00	0,00000	0,00	0,00	132847,00	0,00	0,00	365709,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0020	68081	BP	0,00	6787,00	0,00	0,00	282935,00	0,00000	0,00	0,00	208996,00	0,00	0,00	106619,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0021	68081	BP	0,00	6636,00	0,00	0,00	575784,00	0,00000	0,00	0,00	253075,00	0,00	0,00	306368,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0023	68081	BP	0,00	7218,00	0,00	0,00	503696,00	0,00000	0,00	0,00	129437,00	0,00	0,00	916224,00	0,00	0,00	0,00	INAC

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

5/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION 03 LLANITO

Pozo	Municipio	Método	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Corrección	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
LLAN0025	68081	BP	28,88	2225,53	22,12	638,75	64840,83	1,08437	32,83	942,29	58124,01	348,71	10068,86	349254,41	93,99	21,00	1475,21	ACT
LLAN0026	68081	BP	0,00	3550,26	0,00	0,00	96208,87	0,00000	0,00	0,00	34312,08	0,00	0,00	92096,44	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0030	68081	BP	0,00	10005,00	0,00	0,00	475773,00	0,00000	0,00	0,00	524841,00	0,00	0,00	282137,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0031	68081	BP	0,00	6384,00	0,00	0,00	208054,00	0,00000	0,00	0,00	73768,00	0,00	0,00	115546,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0034	68081	BP	0,00	413,00	0,00	0,00	6658,00	0,00000	0,00	0,00	1362,00	0,00	0,00	6901,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0037	68081	BP	0,00	2786,00	0,00	0,00	34660,30	0,00000	0,00	0,00	46615,63	0,00	0,00	77981,84	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0038	68081	BP	0,00	12736,27	0,00	0,00	687674,70	0,00000	0,00	0,00	339766,56	0,00	0,00	628814,59	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0041	68081	BP	0,00	6791,00	0,00	0,00	304021,00	0,00000	0,00	0,00	431591,00	0,00	0,00	84676,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0055	68081	BP	0,00	12996,24	0,00	0,00	884968,14	0,00000	0,00	0,00	291820,39	0,00	0,00	665799,96	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0067	68081	BP	0,00	7528,16	0,00	0,00	251161,51	0,00000	0,00	0,00	210980,16	0,00	0,00	650839,70	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0060	68081	BP	0,00	8975,00	0,00	0,00	318856,00	0,00000	0,00	0,00	205992,00	0,00	0,00	527145,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0069	68081	BP	0,00	10340,36	0,00	0,00	459730,12	0,00000	0,00	0,00	257949,60	0,00	0,00	1188305,03	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0077	68081	BP	23,85	9256,60	7,02	167,53	49849,32	1,01460	3,28	78,21	499728,81	28,42	677,87	211636,78	79,98	20,00	466,84	ACT
LLAN0078	68081	BP	0,00	7641,83	0,00	0,00	132757,93	0,00000	0,00	0,00	134629,36	0,00	0,00	480344,24	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0079	68081	BP	0,00	1900,00	0,00	0,00	61620,00	0,00000	0,00	0,00	58492,00	0,00	0,00	90101,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0080	68081	BP	0,00	8712,87	0,00	0,00	371735,23	0,00000	0,00	0,00	284194,44	0,00	0,00	831544,07	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0084	68081	BP	26,69	3070,81	48,89	1304,78	114721,58	1,08977	15,26	407,19	96820,63	380,27	10148,42	185064,62	88,20	21,00	312,08	ACT
LLAN0086	68081	BP	0,00	4847,31	0,00	0,00	139053,24	0,00000	0,00	0,00	162707,60	0,00	0,00	384072,77	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0095	68081	BP	29,96	6929,18	106,06	3147,29	702224,60	1,07950	15,56	466,08	317030,90	311,08	9319,34	988606,58	74,04	22,40	148,09	ACT
LLAN0097	68081	BP	0,00	4745,22	0,00	0,00	320298,29	0,00000	0,00	0,00	167533,79	0,00	0,00	169044,92	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0098	68081	BP	0,00	9329,82	0,00	0,00	347477,63	0,00000	0,00	0,00	244182,28	0,00	0,00	920177,03	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0099	68081	BP	29,96	2221,48	32,76	981,55	87742,08	0,99832	9,08	271,43	42536,59	241,27	7227,03	531988,62	87,44	21,00	276,53	ACT
LLAN0100	68081	BP	0,00	719,25	0,00	0,00	2958,05	0,00000	0,00	0,00	9294,82	0,00	0,00	5041,04	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0101	68081	BP	0,00	3402,88	0,00	0,00	218282,18	0,00000	0,00	0,00	285575,72	0,00	0,00	727429,49	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0102	68081	BP	30,00	3052,68	27,50	824,91	85686,84	0,99685	10,64	325,07	49207,70	25,53	765,90	129999,82	47,53	22,40	394,07	ACT
LLAN0103	68081	BP	0,00	895,43	0,00	0,00	10332,73	0,00000	0,00	0,00	19886,70	0,00	0,00	31905,71	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0104	68081	BP	30,00	9157,83	21,68	650,36	648546,46	0,99785	7,64	229,24	248105,52	254,67	7940,11	1988141,79	91,55	21,00	352,48	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

6/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION OS LLANITO

Pozo	Municipi pio	Meto do	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
LLAN0105	68081	BP	29,82	4477,77	35,85	1072,54	320762,58	0,98857	16,49	493,21	98306,29	176,94	5293,60	601676,83	82,37	21,00	450,85	ACT ✓
LLAN0106	68081	BP	0,00	932,62	0,00	0,00	70181,97	0,00000	0,00	0,00	17519,10	0,00	0,00	135466,77	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0108	68081	BP	0,00	76,40	0,00	0,00	4232,35	0,00000	0,00	0,00	3356,37	0,00	0,00	4487,46	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0109	68081	BP	0,00	2441,65	0,00	0,00	347592,45	0,00000	0,00	0,00	124485,64	0,00	0,00	122869,21	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0111	68081	BP	0,00	3193,86	0,00	0,00	372454,10	0,00000	0,00	0,00	126696,76	0,00	0,00	263505,27	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0113	68081	BP	0,00	1304,45	0,00	0,00	263612,85	0,00000	0,00	0,00	51490,45	0,00	0,00	303509,06	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0118	68081	BP	2,00	3584,02	0,00	0,00	134726,17	0,00000	0,00	0,00	62523,94	83,55	167,10	126288,85	0,00	0,00	0,00	ACT ✓
LLAN0119	68081	NF	0,00	617,11	0,00	0,00	85787,97	0,00000	0,00	0,00	88032,18	0,00	0,00	8981,97	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0120	68081	BP	0,00	1400,62	0,00	0,00	29590,04	0,00000	0,00	0,00	52437,73	0,00	0,00	63281,83	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0121	68081	BP	0,00	155,00	0,00	0,00	20960,49	0,00000	0,00	0,00	2275,34	0,00	0,00	16330,59	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0122	68081	BP	29,42	3154,46	48,35	1363,36	282270,89	1,08377	26,72	785,94	120522,81	406,43	11955,75	630127,68	89,62	21,00	576,47	ACT ✓
LLAN0125	68081	BP	29,95	2929,94	100,31	3005,17	496993,61	0,99916	14,75	441,84	179098,69	61,80	1551,84	185084,00	33,23	20,10	147,03	ACT ✓
LLAN0126	68081	BP	0,00	54,08	0,00	0,00	9161,78	0,00000	0,00	0,00	1473,79	0,00	0,00	1254,60	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0127	68081	BP	29,88	3038,67	26,95	805,06	153194,51	1,08360	13,67	408,47	72691,35	80,06	2391,75	199475,73	74,58	21,20	507,37	ACT ✓
LLAN0129	68081	BP	30,00	3070,07	32,37	971,19	346255,79	1,08341	63,13	1593,95	153764,26	199,39	5981,66	320096,02	85,80	22,60	1641,23	ACT ✓
LLAN0132	68081	BP	16,83	3048,33	26,19	493,22	372414,52	1,01231	0,00	0,00	192270,46	92,09	1734,43	229063,42	77,32	23,70	0,00	INAC
LLAN0134	68081	BP	0,00	904,10	0,00	0,00	28200,36	0,00000	0,00	0,00	25390,42	0,00	0,00	66265,66	0,00	0,00	0,00	INAC
Formación: MUGROGA (C)						1559,62	4217473,60			1440,22	1978247,96		2123,44	3833427,96	57,70	23,48	923,32	
LLAN0011	68081	BP	0,00	7147,00	0,00	0,00	758985,00	0,00000	0,00	0,00	307308,00	0,00	0,00	487380,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0012	68081	BP	0,00	4905,00	0,00	0,00	906936,00	0,00000	0,00	0,00	278238,00	0,00	0,00	133935,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0015	68081	BP	0,00	1964,00	0,00	0,00	109525,00	0,00000	0,00	0,00	37058,00	0,00	0,00	91985,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0018	68081	BP	2,83	7249,39	60,63	171,82	623864,55	0,93057	22,98	65,12	274104,33	321,33	910,65	1546103,90	84,12	21,00	379,00	ACT ✓
LLAN0019	68081	BP	0,00	54,00	0,00	0,00	1370,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	184,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0028	68081	BP	0,00	724,00	0,00	0,00	13293,00	0,00000	0,00	0,00	11518,00	0,00	0,00	1697,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0029	68081	BP	30,00	2186,33	7,84	295,15	28177,74	1,00685	3,35	100,58	40236,26	10,51	315,29	31017,50	52,51	21,00	427,64	ACT ✓
LLAN0032	68081	BP	0,00	161,00	0,00	0,00	1460,00	0,00000	0,00	0,00	1258,00	0,00	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0035	68081	BP	0,00	15393,44	0,00	0,00	915499,14	0,00000	0,00	0,00	379186,39	0,00	0,00	710169,86	0,00	0,00	0,00	INAC

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

7/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION 03 LLANITO

Pozo	Municipi pio	Meto do	Dias		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Cantidad					
			Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	Factor Correc	Dia	Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
LLAN0036	68081	BP	0,00	1642,00	0,00	0,00	96746,00	0,00000	0,00	0,00	17677,00	0,00	0,00	52144,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0037	68081	BP	0,00	3300,00	0,00	0,00	18496,00	0,00000	0,00	0,00	20394,00	0,00	0,00	25725,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0039	68081	INE	0,00	2061,48	0,00	0,00	112679,82	0,00000	0,00	0,00	126610,63	0,00	0,00	409207,45	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0069	68081	BP	0,00	1427,00	0,00	0,00	181203,00	0,00000	0,00	0,00	47218,00	0,00	0,00	20536,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0067	68081	BP	30,00	1658,08	22,50	675,10	33841,80	1,08361	22,42	672,71	36266,80	18,82	564,47	17736,05	45,19	23,20	996,46	ACT
LLAN0104	68081	BP	0,00	1160,56	0,00	0,00	110212,66	0,00000	0,00	0,00	178351,58	0,00	0,00	158197,57	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0108	68081	BP	0,00	2686,40	0,00	0,00	137247,41	0,00000	0,00	0,00	131289,23	0,00	0,00	28741,78	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0110D	68081	BP	0,00	1066,04	0,00	0,00	38104,28	0,00000	0,00	0,00	32482,34	0,00	0,00	65706,24	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0115	68081	BP	29,96	3765,79	15,95	477,75	131468,88	0,99238	20,09	601,83	56630,39	11,12	333,03	52047,74	40,14	26,00	1259,72	ACT
LLAN0121	68081	BP	0,00	20,00	0,00	0,00	563,30	0,00000	0,00	0,00	423,02	0,00	0,00	194,77	0,00	0,00	0,00	INAC
Formación: MUGROSA (CB)					13363,74	9462142,54			3799,95	392857,21	39685,63	12804592,27	74,80	20,89	283,92			
LLAN0052	68081	BP	0,00	6726,00	0,00	0,00	529015,00	0,00000	0,00	0,00	275803,00	0,00	0,00	755075,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0011	68081	BP	0,00	10952,62	0,00	0,00	243551,42	0,00000	0,00	0,00	243761,76	0,00	0,00	694464,38	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0012	68081	BP	0,00	7235,08	0,00	0,00	226127,19	0,00000	0,00	0,00	200061,88	0,00	0,00	976024,89	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0019	68081	BP	0,00	1110,00	0,00	0,00	18661,00	0,00000	0,00	0,00	7410,00	0,00	0,00	22581,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0026	68081	BP	0,00	5596,52	0,00	0,00	575735,96	0,00000	0,00	0,00	225481,62	0,00	0,00	994518,98	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0038	68081	BP	0,00	10881,14	0,00	0,00	1044824,11	0,00000	0,00	0,00	326838,88	0,00	0,00	642975,69	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0041	68081	BP	0,00	6575,07	0,00	0,00	150841,10	0,00000	0,00	0,00	135730,79	0,00	0,00	410598,60	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0044	68081	BP	0,00	2423,42	0,00	0,00	104597,69	0,00000	0,00	0,00	46895,98	0,00	0,00	159835,45	0,00	0,00	0,00	ACT
LLAN0057	68081	BP	0,00	788,00	0,00	0,00	62576,00	0,00000	0,00	0,00	6261,00	0,00	0,00	44885,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0069	68081	BP	0,00	5338,00	0,00	0,00	642019,00	0,00000	0,00	0,00	106857,00	0,00	0,00	1084077,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0071	68081	BP	0,00	6436,00	0,00	0,00	539962,00	0,00000	0,00	0,00	132612,00	0,00	0,00	341950,00	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0072	68081	BP	0,00	5661,88	0,00	0,00	333435,69	0,00000	0,00	0,00	280767,05	0,00	0,00	453958,21	0,00	0,00	0,00	ABA
LLAN0073	68081	BP	0,00	5420,76	0,00	0,00	309970,15	0,00000	0,00	0,00	251774,17	0,00	0,00	421158,17	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0090	68081	BP	0,00	8191,82	0,00	0,00	644588,25	0,00000	0,00	0,00	250788,61	0,00	0,00	566331,56	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0099	68081	BP	0,00	8509,49	0,00	0,00	1054063,88	0,00000	0,00	0,00	294321,41	0,00	0,00	1436037,00	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAN0102	68081	BP	0,00	7853,45	0,00	0,00	615960,98	0,00000	0,00	0,00	330041,78	0,00	0,00	595038,45	0,00	0,00	0,00	INAC

3

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS

8/8

CONSERVACION DE RESERVAS

INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETRO L.S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA COP DE MARES

Campo: LLANITO
Modalidad: Comercial

Contrato: OPERACION DIRECTA
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION NOR-ORIENTAL LLANITO, ESTACION OS LLANITO

Pozo	Munici- pio	Meto- do	Dias			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad- o
LLAND10E	68081	BP	0,00	396,48	0,00	0,00	4022,28	0,00000	0,00	0,00	4237,44	0,00	0,00	48754,50	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAND10B	68081	BP	0,00	635,05	0,00	0,00	77752,07	0,00000	0,00	0,00	33436,39	0,00	0,00	46447,96	0,00	0,00	0,00	INAC
LLAND109	68081	PCP	23,50	1862,53	255,98	6015,58	363069,84	1,08305	38,47	504,13	68681,03	816,77	19193,99	561186,68	75,59	20,00	150,30	ACT ✓
LLAND113	68081	BP	0,00	2439,83	0,00	0,00	316919,30	0,00000	0,00	0,00	110617,86	0,00	0,00	565556,26	0,00	0,00	0,00	ACT ✓
LLAND119	68081	BP	29,75	2815,21	44,00	1308,86	156609,63	1,08474	14,77	439,48	80155,67	39,89	1188,45	75260,83	46,91	24,00	335,76	ACT ✓
LLAND121	68081	BP	30,00	3179,88	12,72	381,65	126829,00	0,99373	14,83	444,84	47886,38	221,83	6654,93	606443,74	84,17	21,00	1165,57	ACT ✓
LLAND123	68081	BP	24,98	2877,26	25,65	640,27	162794,24	1,09103	8,09	201,81	109602,10	36,35	907,32	116994,50	58,44	22,60	315,20	ACT ✓
LLAND124	68081	BP	29,39	3337,29	41,38	1215,65	250477,85	0,99901	14,05	412,65	67857,09	97,52	2864,76	268237,90	69,27	21,00	339,45	ACT ✓
LLAND126	68081	BP	29,67	2821,80	27,71	822,10	102108,36	1,00094	5,84	173,23	42608,47	16,45	488,16	84280,30	36,85	20,10	210,72	ACT ✓
LLAND128	68081	PCP	16,25	3039,53	36,45	592,29	389627,45	1,06588	16,93	275,18	101859,48	376,09	6111,46	637875,18	91,09	21,00	464,60	ACT ✓
LLAND130	68081	BP	29,56	3147,69	62,45	1846,11	256382,35	0,99275	14,21	419,86	90962,59	58,36	1725,13	165961,38	46,54	21,30	227,46	ACT ✓
LLAND131	68081	BP	30,00	2965,89	18,71	561,23	156640,74	1,08429	17,62	528,70	67024,99	18,39	551,63	28170,18	49,31	20,50	942,04	ACT ✓
Formación: MUGROGA(C)-ESMERALDAS(D)						419,62	70869,39			815,21	80720,95		387,81	85907,43	48,00	19,50	1941,81	
LLAND045	68081	BP	30,00	2403,88	13,99	419,82	70869,39	1,00182	27,17	815,21	80720,95	12,93	387,81	85907,43	47,33	19,50	1941,81	ACT ✓
Total						50382,56	45482764,10			20061,86	22892596,93		179030,12	62280360,67	78,000	21,090	398,191	


Adrian Antonio Calmargo Salcedo - (Tp No.
03202 CPIP)
Representante del Operador


Representante Agencias Nacional de Hidrocarburos - (Tp No.
CPIP 6073)

**ANEXO D.
FORMA 20 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DEL CAMPO CASABE.**

DISTRIBUCION DE COPIAS: _____ FEJZAL ORIGINAL: CONSERVACION COPIAS: OFICINA DE BOSA COPIAS: CONSERVACION		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIVISION DE CONSERVACION Y RESERVAS INFORME MENSUAL SOBRE INYECCION DE AGUA Y PRODUCCION (RECUPERACION SECUNDARIA)	FORMA No. 20 Revisado: Octubre / 2003												
COMPAÑIA: ECOPETROL SA OPERADOR: ECOPETROL SA CAMPO: CASABE - PEÑAS BLANCAS - SAJO RIO - CRE-SUR ESTRUCTURA: CASABE - PEÑAS BLANCAS - SAJO RIO - CRE-SUR															
FORMACION: MUGROSA - COLORADO BLOQUE: _____ YACIMIENTO: MUGROSA - COLORADO MES: ENERO AÑO: 2003															
INYECCION							PRODUCCION								
AREA No.	D I A S		ESPESOR EFECTIVO DE LA BONA ABERTA (PES)	PERSONAL DE INYECCION (S/REPLUG)	VOLUMEN DE AGUA INYECTADA		ESTADO DE LÍNEAS DE AL FINAL DE MES	AREA No.	D I A S		PETROLEO		A G U A		ESTADO DE LÍNEAS DE AL FINAL DE MES
	MESES	ACTUAL			EN EL MES BLS	ACUMULADO BLS			MESES	ACTUAL	MENSUAL BLS	ACUMULADO BLS	MENSUAL BLS	ACUMULADO BLS	
1	1822	836907		1913	578968	185227257	61	1	1198	1.315.212	61.724	68.871.069	635.573	167.563.993	42
2	1835	422650		2409	253506	90388213	35	2	398	628.183	27.816	31.996.928	233.693	62.977.387	14
3	955	398160		2123	308991	85694677	31	3	751	895.537	44.615	42.469.366	151.148	61.974.038	26
4-5	621	93974		2101	176807	36237224	21	4-5	543	428.706	33.129	16.590.024	117.016	33.187.783	19
6	2695	1111254		3028	815284	261075844	91	6	1.830	2.039.557	103.744	120.617.312	750.627	263.185.694	62
7-8	1429	724017		2897	301549	138381458	50	7-8	1.324	1.484.893	81.234	46.449.584	459.761	121.912.930	46
FB	62	2277		4142	35346	1473013	2	FB	821	111.656	31.237	12.741.584	23.916	7.498.678	18
CRE-SUR	268	14497		3384	147998	12313116	8	RR	9	18.560	0	281.189	0	275.657	9
								CRE-SUR	718	48.462	66.144	8.448.155	113.378	5.893.995	24
TOTAL	8864	3657946			2512857	804712800	289		7.380	6.963.746	440.640	365.378.680	2.485.012	652.596.136	259
Representante Autorizado del Operador: _____ Nombre del Ingeniero y Matrícula							Representante Autorizado del Ministerio: _____ Nombre del Ingeniero y Matrícula								
Observaciones:															

ANEXO E.
FORMA 9SH DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DEL CAMPO YARGUÍ-CANTAGALLO.

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA OGP DEL RIO

Pag. 1/13

Campo: YARGUÍ-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARGUÍ-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
Area: 01						36566,32	1579014,80		7905,43	315116,07		61628,12	1829175,39	62,80	18,46	216,19		
Formación: LA PAZ (CG)						24283,92	621836,74		6238,42	137496,46		36119,27	1239848,58	59,80	18,04	256,90		
CANT0157D	13160	BP	31,00	993,19	76,62	2375,09	104644,53	0,99995	23,96	742,58	26097,13	0,39	12,05	3666,30	0,51	18,40	312,78	ACT
YARI0133D	13160	ESP	30,72	1105,09	434,72	13356,87	236684,63	1,00002	77,15	2370,41	38843,91	558,81	17169,55	660166,83	56,09	18,00	177,47	ACT
YARI0135D	13160	ESP	30,72	1048,59	47,21	1450,39	61895,74	1,00002	61,41	1886,74	29684,69	85,38	2623,17	80800,82	63,35	18,00	1300,85	ACT
YARI0142D	13160	ESP	30,81	1015,22	66,19	2039,25	86933,17	1,00002	14,08	433,82	19245,17	428,74	13208,79	419762,65	86,52	18,00	212,74	ACT
YARI0147D	13160	ESP	30,81	908,01	164,32	5062,32	129678,67	1,00004	26,12	804,57	23625,56	100,81	3105,71	75451,98	37,90	18,00	158,93	ACT
Formación: MUGROSA (B)						12282,40	967178,06		1667,01	177619,61		25508,85	589326,81	67,50	19,28	135,72		
CANT0027H	13160	ESP	30,96	1362,07	152,19	4711,57	463842,66	0,99996	26,89	832,44	87807,47	821,51	25432,67	575069,46	84,36	18,60	176,68	ACT
CANT0028H	13160	ESP	30,96	1345,10	60,17	1862,73	155109,61	0,99996	19,57	605,98	33479,10	0,61	18,74	2527,93	1,00	18,80	325,32	ACT
ST1																		
YARI0145H	13160	ESP	31,00	1094,66	184,13	5708,10	338225,79	0,99996	7,37	228,59	58333,04	1,85	57,44	11729,40	1,00	20,10	40,05	ACT
Area: 01CG						5911,99	726624,25		4154,00	173620,49		3474,32	168246,36	37,00	19,50	702,64		
Formación: LA PAZ (CG)						5911,99	148858,51		4154,00	52585,44		3474,32	114905,99	37,00	19,50	702,64		
CANT0156D	13160	ESP	31,00	599,05	190,71	5911,99	148858,51	1,00000	134,00	4154,00	52585,44	112,07	3474,32	114905,99	36,44	19,50	702,64	ACT
Formación: MUGROSA (B)						0,00	577795,74		0,00	121035,05		0,00	53340,37	0,00	0,00	0,00		
CANT0022	13160	BP	0,00	10330,12	0,00	0,00	577795,74	0,00000	0,00	0,00	121035,05	0,00	0,00	53340,37	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: 02CG						0,00	1849784,03		0,00	1951964,85		0,00	32795,29	0,00	0,00	0,00		
Formación: LA PAZ (BCG)						0,00	132838,00		0,00	216926,00		0,00	1461,00	0,00	0,00	0,00		
CANT0019D	13160	INE	0,00	6344,00	0,00	0,00	132838,00	0,00000	0,00	0,00	216926,00	0,00	0,00	1461,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: LA PAZ (CCG)						0,00	44086,00		0,00	55436,00		0,00	221,00	0,00	0,00	0,00		
CANT0004	13160	NA	0,00	457,00	0,00	0,00	44086,00	0,00000	0,00	0,00	55436,00	0,00	0,00	221,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: LA PAZ (CG)						0,00	767306,73		0,00	999877,80		0,00	12679,26	0,00	0,00	0,00		
CANT0014	13160	BP	0,00	19961,59	0,00	0,00	377010,73	0,00000	0,00	0,00	354565,80	0,00	0,00	10994,26	0,00	0,00	0,00	SUS
CANT0019D	13160	INE	0,00	6494,00	0,00	0,00	390296,00	0,00000	0,00	0,00	645412,00	0,00	0,00	1684,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA - LA PAZ (BCG)						0,00	75386,00		0,00	610,00		0,00	1004,00	0,00	0,00	0,00		
CANT0002	13160	NA	0,00	1866,00	0,00	0,00	75386,00	0,00000	0,00	0,00	610,00	0,00	0,00	1004,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
Ecopetrol S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA CCP DEL RIO

Pag. 2/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)		Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
Formación: MUGROSA (BCCG)					0,00	25962,30		0,00	1520,15		0,00	12243,03	0,00	0,00	0,00			
CANT0002	13160	BP	0,00	2326,95	0,00	0,00	25962,30	0,00000	0,00	0,00	1520,15	0,00	0,00	12243,03	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (CB)					0,00	804205,00		0,00	677495,00		0,00	5188,00	0,00	0,00	0,00			
CANT0002	13160	NA	0,00	11356,00	0,00	0,00	804205,00	0,00000	0,00	0,00	677495,00	0,00	0,00	5188,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: 02YR					0,00	258869,87		0,00	205543,65		0,00	24570,72	0,00	0,00	0,00			
Formación: LA PAZ (CG)					0,00	136770,58		0,00	158025,27		0,00	9917,13	0,00	0,00	0,00			
YAR0058D	13160	NA	0,00	5170,43	0,00	0,00	101311,58	0,00000	0,00	0,00	151464,27	0,00	0,00	8925,13	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR0066D	13160	NA	0,00	1166,00	0,00	0,00	35459,00	0,00000	0,00	0,00	6562,00	0,00	0,00	992,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (C)					0,00	122099,29		0,00	47517,38		0,00	14653,59	0,00	0,00	0,00			
YAR0015D	13160	BP	0,00	7115,42	0,00	0,00	122099,29	0,00000	0,00	0,00	47517,38	0,00	0,00	14653,59	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR0058D	13160	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: 03					8947,19	752196,53		5126,07	312211,75		863,07	251578,61	8,80	18,45	572,93			
Formación: LA PAZ (CG)					8947,19	752196,53		5126,07	312211,75		863,07	251578,61	8,80	18,45	572,93			
CANT0144D	13160	BP	31,00	927,85	39,40	1221,37	74512,18	0,99998	14,75	457,17	18258,18	0,60	18,53	4365,77	1,49	18,00	374,31	ACT
YAR0123D	13160	BP	30,33	2207,67	65,86	1997,67	155950,96	0,99990	66,32	2011,69	139083,64	0,13	3,93	6815,47	0,20	19,00	1006,82	ACT
YAR0126D	13160	BP	31,00	2115,42	15,13	469,01	40170,00	0,99996	15,67	485,73	26804,64	1,86	57,75	4344,56	10,96	20,00	1035,65	ACT
YAR0129D	13160	ESP	31,00	2163,18	169,64	5258,94	481563,39	0,99996	70,05	2171,48	129065,29	25,25	782,86	236052,80	12,96	18,20	412,91	ACT
Area: 03CG					0,00	4307061,85		0,00	6982092,92		0,00	20651,97	0,00	0,00	0,00			
Formación: LA PAZ - MUGROSA (CCG)					0,00	142546,59		0,00	101989,86		0,00	6292,71	0,00	0,00	0,00			
CANT0006	13160		0,00	3171,59	0,00	0,00	142546,59	0,00000	0,00	0,00	101989,86	0,00	0,00	6292,71	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: LA PAZ (CG)					0,00	4164515,26		0,00	6880103,26		0,00	14359,26	0,00	0,00	0,00			
CANT0006	13160		0,00	18154,58	0,00	0,00	4164515,26	0,00000	0,00	0,00	6880103,26	0,00	0,00	14359,26	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: 03YR					685,09	2415557,89		257,11	1739391,05		120,42	418880,07	14,90	17,40	375,29			
Formación: LA PAZ - MUGROSA (CCG)					685,09	821241,03		257,11	780626,59		120,42	42875,79	14,90	17,40	375,29			
YAR0005D	13160	BP	0,00	14205,71	0,00	0,00	441896,48	0,00000	0,00	0,00	178738,37	0,00	0,00	21332,09	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0034D	13160	BP	31,00	14865,58	22,10	685,09	378639,45	0,99999	8,29	257,11	601674,83	3,88	120,42	21443,92	14,95	17,40	375,29	ACT
YAR0045D	13160	NA	0,00	2,75	0,00	0,00	705,12	0,00000	0,00	0,00	213,40	0,00	0,00	99,78	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
Ecopetrol S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 3/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Movilidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipi pio	Meto do de Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Mes	Acum	Factor Correc c.	Mes	Acum	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o		
Formación: LA PAZ (CG)					0,00	1297735,01		0,00	872229,42		0,00	315988,45	0,00	0,00	0,00		
YARID005D	13160	NA	0,00	2763,00	0,00	377184,00	0,00000	0,00	0,00	284356,00	0,00	0,00	6838,00	0,00	0,00	0,00 SUS	
YARID034D	13160	NA	0,00	4524,00	0,00	422604,00	0,00000	0,00	0,00	207616,00	0,00	0,00	4794,00	0,00	0,00	0,00 SUS	
YARID045D	13160	NA	0,00	6136,79	0,00	475417,61	0,00000	0,00	0,00	361288,60	0,00	0,00	302370,09	0,00	0,00	0,00 ABA	
YARID124D	13160	BP	0,00	1066,93	0,00	22529,40	0,00000	0,00	0,00	18968,82	0,00	0,00	1986,36	0,00	0,00	0,00 SUS	
Formación: MUGROSA (C)					0,00	296581,85		0,00	86535,04		0,00	80015,83	0,00	0,00	0,00		
YARID045D	13160	BP	0,00	3896,75	0,00	296581,85	0,00000	0,00	0,00	86535,04	0,00	0,00	80015,83	0,00	0,00	0,00 ABA	
Area: 04					19339,84	1771250,22		7611,50	1502011,20		34386,08	786811,23	64,00	20,27	393,57		
Formación: LA PAZ (CCG)					14766,43	671769,76		4964,87	178370,13		34323,82	772157,17	69,90	20,20	336,23		
YARID154D	13160	ESP	30,96	909,70	476,98	14766,43	671769,76	0,99995	160,37	4964,87	178370,13	1108,71	34323,82	772157,17	69,91	20,20	336,23 ACT
Formación: LA PAZ (CG)					4573,41	1099480,46		2646,63	1323641,07		62,26	14654,06	1,30	20,47	579,70		
YARID113D	13160	BP	31,00	2115,89	19,80	613,78	86598,16	0,99997	9,22	285,73	131403,01	0,20	6,18	2065,39	1,00	24,40	465,53 ACT
YARID114D	13160	BP	31,00	2938,72	102,51	3177,83	920468,56	0,99998	37,45	1160,89	1021320,80	1,03	31,99	8894,76	1,00	20,20	365,31 ACT
YARID115D	13160	BP	31,00	2374,41	25,22	781,80	92413,74	0,99997	38,71	1200,01	170917,47	0,78	24,09	3693,91	2,99	18,50	1534,93 ACT
Area: 04CG					6177,44	600442,84		2665,42	226194,93		23572,61	866909,97	79,20	20,84	431,48		
Formación: LA PAZ (CCG)					6177,44	600442,84		2668,42	226194,93		23572,61	866909,97	79,20	20,84	431,48		
CANT0042D	13160	ESP	31,00	1432,90	133,45	4136,80	447529,20	0,99995	52,75	1635,38	160446,41	564,36	17494,83	622053,01	80,82	21,30	395,32 ACT
CANT0043D	13160	ESP	30,96	1419,50	65,92	2040,64	152913,63	0,99994	33,27	1030,04	65748,52	186,32	6077,78	244856,96	74,86	19,90	504,76 ACT
Area: 04YR					11996,66	21925064,33		13042,80	9981831,98		9049,96	10322297,74	43,00	18,45	1087,20		
Formación: LA PAZ - MUGROSA (CCG)					0,00	7858497,21		0,00	3077296,17		0,00	1782384,36	0,00	0,00	0,00		
YARID009D	13160	NA	0,00	21,00	0,00	2485,00	0,00000	0,00	0,00	2239,00	0,00	0,00	97,00	0,00	0,00	0,00 ABA	
YARID010D	13160	NA	0,00	8279,00	0,00	6081498,00	0,00000	0,00	0,00	2329810,00	0,00	0,00	1386735,00	0,00	0,00	0,00 ABA	
YARID014	13160	BP	0,00	14610,03	0,00	1774511,21	0,00000	0,00	0,00	745247,17	0,00	0,00	395552,36	0,00	0,00	0,00 ACT	
Formación: LA PAZ (CCG)					0,00	259491,66		0,00	286591,72		0,00	56267,39	0,00	0,00	0,00		
YARID057D	13160	0,00	1458,90	0,00	0,00	259491,66	0,00000	0,00	0,00	286591,72	0,00	0,00	56267,39	0,00	0,00	0,00 SUS	
Formación: LA PAZ (CG)					11996,66	12467416,68		13042,80	5514785,58		9049,96	8408069,76	43,00	18,45	1087,20		
YARID009D	13160	NA	0,00	4999,00	0,00	1600457,00	0,00000	0,00	0,00	538958,00	0,00	0,00	340004,00	0,00	0,00	0,00 ABA	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 4/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterias: ESTACION ISLA 5, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Meto de Prod.	Dias		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	Factor Correc.	Dia	Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
YAR0014	13160	BP	0,00	5774,95	0,00	0,00	1307399,00	0,00000	0,00	0,00	533928,00	0,00	0,00	176076,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0044D	13160	NF	0,00	5560,85	0,00	0,00	2486836,79	0,00000	0,00	0,00	958363,67	0,00	0,00	1502529,03	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR0057D	13160		0,00	10640,86	0,00	0,00	5043012,13	0,00000	0,00	0,00	2057793,45	0,00	0,00	5970886,88	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0098D	68575	BP	0,00	1235,30	0,00	0,00	73350,72	0,00000	0,00	0,00	18449,66	0,00	0,00	8426,10	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0125D	13160	ESP	30,83	2496,15	308,39	9446,99	1374019,57	0,99995	169,24	5218,38	705024,20	292,92	9031,82	405096,89	48,86	18,00	552,39	ACT
YAR0127D	13160	ESP	31,00	2391,12	82,25	2549,67	582341,46	0,99995	252,40	7824,42	704271,39	0,59	18,14	5050,87	0,71	20,10	3068,80	ACT
Formación: MUGROSA (C)						0,00	133958,78		0,00	0,00	1102955,51		0,00	75876,23	0,00	0,00	0,00	
YAR0009D	13160	BP	0,00	9687,40	0,00	0,00	155678,48	0,00000	0,00	0,00	89554,27	0,00	0,00	45259,20	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR0011D	13160	BP	0,00	14086,54	0,00	0,00	1183980,30	0,00000	0,00	0,00	1013401,24	0,00	0,00	30317,03	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: 05						94352,47	597089,09		17927,63	1359586,93		131580,78	980089,42	58,20	18,01	190,01		
Formación: LA PAZ (CG)						73508,27	5114275,72		12591,19	1214042,55		110038,23	9164851,10	60,00	17,82	171,29		
YAR0116D	13160	ESP	30,58	2697,91	514,92	15747,83	943811,80	0,99995	73,74	2255,36	176995,74	822,85	25185,58	874081,15	61,51	18,80	143,22	ACT
YAR0128D	13160	BP	0,00	576,71	0,00	0,00	10803,83	0,00000	0,00	0,00	16844,60	0,00	0,00	3496,18	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0130D	68575	ESP	0,00	503,29	0,00	0,00	87081,51	0,00000	0,00	0,00	13833,46	0,00	0,00	1011162,15	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0131D	68575	ESP	0,00	700,09	0,00	0,00	123511,42	0,00000	0,00	0,00	19337,83	0,00	0,00	535185,18	0,00	0,00	0,00	ACT
YAR0132D	68575	ESP	31,00	1023,00	188,87	5855,07	208973,70	0,99933	23,04	714,16	56591,04	367,75	11400,23	328442,22	65,58	18,00	121,97	ACT
YAR0136D	68575	ESP	30,92	1897,48	152,99	4730,05	569255,99	0,99938	8,07	249,40	51700,31	139,41	4309,94	909386,00	46,24	18,00	52,73	ACT
YAR0137D	68575	ESP	30,93	1482,40	267,16	8284,08	563347,86	0,99933	33,25	1028,39	109668,15	402,28	12443,93	626043,46	59,62	20,00	124,44	ACT
YAR0138D	68575	ESP	30,94	1846,76	228,34	7002,41	385822,53	0,99933	34,20	1058,07	184433,46	395,70	12241,99	625363,09	63,09	18,85	151,10	ACT
YAR0139D	68575	ESP	0,00	413,85	0,00	0,00	22603,45	0,00000	0,00	0,00	5322,17	0,00	0,00	176358,61	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0140D	68575	ESP	30,81	1922,96	323,90	9978,77	631063,02	0,99933	94,27	2904,16	108539,84	509,80	15708,15	939467,49	60,65	16,30	291,03	ACT
YAR0141D	13160	ESP	0,00	257,80	0,00	0,00	2524,34	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	266435,40	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR0148D	68575	ESP	31,00	1049,31	182,96	5671,68	254082,15	0,99938	41,81	1296,04	28869,74	300,28	9308,62	234210,43	61,83	18,00	228,51	ACT
YAR0501D	13160	ESP	30,67	2457,82	422,07	12943,61	618787,40	0,99995	73,76	2262,01	242770,04	293,77	9008,83	371481,19	41,03	15,10	174,76	ACT
YAR0520D	13160	ESP	10,62	2630,77	311,98	3314,77	629089,72	0,99993	77,52	823,60	140498,80	983,81	10452,96	1661366,53	75,92	19,90	248,46	ACT
YAR0538D	13160	ESP	0,00	1499,68	0,00	0,00	83517,00	0,00000	0,00	0,00	8637,37	0,00	0,00	603370,01	0,00	0,00	0,00	INACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 5/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
Formación: MUGROSA (B)					20844.20	856593.37		5336.44	145544.38		21542.55	636048.32	50.80	18.67	256.02			
CANT0167H	13160	ESP	30.54	804.20	244.13	7455.89	289243.26	1.00002	54.14	1853.50	37053.99	341.24	10421.42	280465.10	58.17	18.60	221.77	ACT
CANT0168H	13160	ESP	30.44	773.55	48.79	1485.10	46481.99	1.00002	41.16	1252.69	19321.90	32.07	976.04	56219.22	39.60	19.00	843.51	ACT
CANT0171H	13160	ESP	31.00	938.26	326.60	10124.70	435821.55	0.99995	60.40	1872.32	56792.98	153.12	4746.80	134956.85	31.92	18.80	184.93	ACT
CANT0172H	13160	ESP	30.44	819.44	58.43	1778.51	86036.57	1.00004	18.33	557.93	32375.53	177.36	5398.29	184395.35	75.12	18.00	313.71	ACT
Area: 05CG					17542.01	15642749.98		4799.14	17634244.82		5247.94	717128.04	23.00	18.48	273.58			
Formación: LA PAZ (BCG)					1359.34	207067.96		1465.60	230516.92		233.71	22255.87	14.70	17.20	1078.17			
CANT0015	13160	BP	31.00	4616.15	43.85	1359.34	207067.96	0.99996	47.28	1465.60	230516.92	7.54	233.71	22255.87	14.67	17.20	1078.17	ACT
Formación: LA PAZ (CCG)					0.00	123349.90		0.00	75367.42		0.00	29002.27	0.00	0.00	0.00			
CANT0013	13160	BP	0.00	1493.52	0.00	0.00	85291.53	0.00000	0.00	0.00	63658.43	0.00	0.00	28031.96	0.00	0.00	0.00	ABA
CANT0018	13160	NF	0.00	638.37	0.00	0.00	28058.37	0.00000	0.00	0.00	11708.99	0.00	0.00	970.31	0.00	0.00	0.00	SUS
Formación: LA PAZ (CG)					14812.12	12578195.81		2896.10	14906163.93		4917.14	601250.08	24.90	18.45	194.85			
CANT0009	13160	NA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	ABA
CANT0012	13160	NA	0.00	14885.00	0.00	0.00	3883047.00	0.00000	0.00	0.00	6005017.00	0.00	0.00	12179.00	0.00	0.00	0.00	ABA
CANT0013	13160	NA	0.00	1725.49	0.00	0.00	156196.01	0.00000	0.00	0.00	188198.01	0.00	0.00	2886.17	0.00	0.00	0.00	ABA
CANT0015	13160	BP	0.00	16898.77	0.00	0.00	1777820.94	0.00000	0.00	0.00	4690373.77	0.00	0.00	8935.74	0.00	0.00	0.00	SUS
CANT0018	13160	NA	0.00	9914.00	0.00	0.00	1428937.00	0.00000	0.00	0.00	2707771.00	0.00	0.00	3282.00	0.00	0.00	0.00	SUS
CANT0023	13160	BP	30.71	14532.96	140.99	4329.61	3063630.31	0.99997	25.92	795.89	1689525.36	59.42	1824.65	156126.77	29.52	14.70	183.82	ACT
CANT0024	13160	BP	27.00	5068.22	259.73	7012.63	1246212.92	1.00009	47.73	1288.60	327085.80	5.48	147.87	8108.99	1.36	20.60	183.75	ACT
CANT0025D	13160	ESP	31.00	5017.20	111.93	3469.88	818902.33	0.99995	25.86	801.61	222907.59	94.99	2944.62	404249.11	45.90	18.80	231.02	ACT
YAR0119D	13160	ESP	0.00	2043.25	0.00	0.00	203449.29	0.00000	0.00	0.00	75285.40	0.00	0.00	5484.31	0.00	0.00	0.00	INACT
Formación: MUGROSA - LA PAZ (BC)					0.00	558603.97		0.00	162974.80		0.00	41813.62	0.00	0.00	0.00			
CANT0021D	13160	BP	0.00	10479.84	0.00	0.00	558603.97	0.00000	0.00	0.00	162974.81	0.00	0.00	41813.62	0.00	0.00	0.00	ABA
Formación: MUGROSA (B)					1370.55	424043.35		447.44	185758.75		97.09	10633.39	6.60	20.00	326.47			
CANT0010	13160	NA	0.00	2774.00	0.00	0.00	185620.00	0.00000	0.00	0.00	43708.00	0.00	0.00	6744.00	0.00	6.00	0.00	ABA
CANT0018	13160	BP	31.00	4849.07	44.21	1370.55	238423.35	0.99993	14.43	447.44	142050.75	3.13	97.09	3889.39	6.61	20.00	326.47	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLIO Y GAS
EOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA OOP DEL RIO

Pag. 6/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipi pio	Meto do do Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)		Agua (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Mes	Acum	Factor Correc c.	Mes	Acum	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o		
Formación: MUGROSA (C)					0,00	1753489,00		0,00	2073463,00		0,00	12173,00	0,00	0,00	0,00		
CANT0010	13160	NA	0,00	7367,00	0,00	0,00	784437,00	0,00000	0,00	0,00	847329,00	0,00	0,00	1715,00	0,00	0,00	ABA
CANT0021D	13160	NA	0,00	6134,00	0,00	0,00	989052,00	0,00000	0,00	0,00	1226134,00	0,00	0,00	10458,00	0,00	0,00	ABA
Area: O5YR					106176,48	134256049,90			43338,95	53188539,64		271705,33	39640920,92	71,90	16,57	408,18	
Formación: LA PAZ - MUGROSA (COG)					41374,71	72588263,02			13611,61	27749018,91		149346,26	20932026,85	78,30	16,17	328,98	
YARI0001AD	68575	BP	0,00	10340,20	0,00	0,00	602730,61	0,00000	0,00	0,00	358759,69	0,00	0,00	5407,90	0,00	0,00	ABA
YARI0002AD	13160	BP	0,00	3049,25	0,00	0,00	227585,53	0,00000	0,00	0,00	80663,39	0,00	0,00	69258,82	0,00	0,00	ABA
YARI0013	13160	ESP	30,81	20824,69	127,42	3925,46	6722229,29	1,00004	30,07	926,32	3049293,30	1815,07	55919,29	4377454,83	93,33	12,80	ACT
YARI0018D	68575	ESP	31,00	16973,79	81,69	2532,44	1580330,13	0,99933	10,92	338,59	501310,20	5,44	168,56	141361,74	6,22	17,40	ACT
YARI0018D	13160	ESP	30,81	14886,27	102,16	3147,38	3211416,95	1,00003	21,42	659,97	667610,84	13,83	426,22	376870,22	11,92	15,60	ACT
YARI0019D	13160	BP	0,00	12442,04	0,00	0,00	1572283,18	0,00000	0,00	0,00	1316612,28	0,00	0,00	168780,21	0,00	0,00	SUS
YARI0021D	68575	BP	0,00	17164,09	0,00	0,00	3679667,09	0,00000	0,00	0,00	1166641,48	0,00	0,00	2077204,17	0,00	0,00	ABA
YARI0022D	68575	NA	0,00	7259,00	0,00	0,00	2861269,00	0,00000	0,00	0,00	1162250,00	0,00	0,00	282521,00	0,00	0,00	ABA
YARI0023D	13160	BP	0,00	12025,86	0,00	0,00	2881171,21	0,00000	0,00	0,00	1137021,14	0,00	0,00	250937,07	0,00	0,00	INACT
YARI0024D	13160	BP	0,00	17190,77	0,00	0,00	5004827,31	0,00000	0,00	0,00	2269328,59	0,00	0,00	925824,27	0,00	0,00	ABA
YARI0025D	13160	BP	0,00	18322,73	0,00	0,00	4571655,72	0,00000	0,00	0,00	1709199,34	0,00	0,00	646972,91	0,00	0,00	ACT
YARI0026D	13160	BP	0,00	16190,40	0,00	0,00	5304566,75	0,00000	0,00	0,00	2884169,43	0,00	0,00	371297,88	0,00	0,00	ABA
YARI0028D	68575	BP	0,00	19549,73	0,00	0,00	4442942,28	0,00000	0,00	0,00	1599901,60	0,00	0,00	245246,49	0,00	0,00	ACT
YARI0029D	68575	BP	31,00	19575,70	48,97	1517,96	5184641,48	0,99932	26,39	818,19	1423739,90	1,05	32,49	866565,37	2,09	20,80	ACT
YARI0030D	13160	BP	0,00	14327,37	0,00	0,00	4405104,24	0,00000	0,00	0,00	1146910,49	0,00	0,00	1260214,63	0,00	0,00	ABA
YARI0031D	68575	NA	0,00	4750,00	0,00	0,00	4572120,00	0,00000	0,00	0,00	1038465,00	0,00	0,00	505296,00	0,00	0,00	ABA
YARI0035D	13160	BP	0,00	8261,05	0,00	0,00	1219466,62	0,00000	0,00	0,00	698864,65	0,00	0,00	41740,66	0,00	0,00	ABA
YARI0036D	13160	BP	0,00	8846,37	0,00	0,00	1993266,90	0,00000	0,00	0,00	481299,37	0,00	0,00	323945,79	0,00	0,00	ABA
YARI0038D	68575	ESP	0,00	14665,74	0,00	0,00	2040229,42	0,00000	0,00	0,00	617157,65	0,00	0,00	1144093,30	0,00	0,00	ACT
YARI0039D	68575	ESP	30,89	8914,40	121,83	3762,93	719908,82	0,99930	28,69	886,24	361312,10	29,10	898,75	42512,76	19,16	18,60	ACT
YARI0041D	68575	BP	0,00	9082,54	0,00	0,00	1139773,40	0,00000	0,00	0,00	329504,22	0,00	0,00	22730,68	0,00	0,00	ABA
YARI0042D	68575	ESP	30,92	14322,19	79,07	2444,73	2629792,82	0,99931	44,60	1378,93	1088977,35	404,80	12508,97	1051195,72	83,32	14,50	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
E COPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 7/13

Campo: YARIQUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIQUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
YARI0043D	68575	INE	0,00	4525,63	0,00	0,00	69592,56	0,00000	0,00	0,00	61041,92	0,00	0,00	55856,66	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0047D	13160	BP	0,00	4708,83	0,00	0,00	385468,59	0,00000	0,00	0,00	94571,82	0,00	0,00	686573,74	0,00	0,00	0,00	ACT
YARI0049D	68575	ESP	31,00	5902,01	239,10	7412,08	728724,98	0,99931	130,53	4046,51	422595,53	124,68	3865,19	217943,83	33,68	16,30	545,93	ACT
YARI0054D	13160	INE	0,00	2921,46	0,00	0,00	163409,72	0,00000	0,00	0,00	56945,57	0,00	0,00	96796,23	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0055D	68575	ESP	31,00	4410,82	146,07	4528,14	521615,39	0,99931	65,11	2018,42	201231,57	132,96	4121,64	643131,44	47,24	13,70	445,75	ACT
YARI0061D	13160	ESP	30,72	4275,72	47,11	1447,43	416872,89	1,00003	10,67	327,76	134097,96	1288,72	39595,79	1080518,47	96,36	15,30	226,44	ACT
YARI0062D	68575	BP	0,00	5092,48	0,00	0,00	482814,21	0,00000	0,00	0,00	257941,03	0,00	0,00	75828,07	0,00	0,00	0,00	ACT
YARI0064D	68575	BP	31,00	4861,19	119,62	3708,20	907065,41	0,99933	21,84	677,13	464783,73	173,19	5368,79	518100,66	58,66	17,20	182,60	ACT
YARI0065D	68575	ESP	31,00	7017,98	104,57	3241,65	1059590,95	0,99932	14,56	451,42	378357,25	118,77	3681,82	171046,55	52,70	17,50	139,26	ACT
YARI0067D	68575	ESP	31,00	4663,36	119,56	3706,31	706125,10	0,99934	34,91	1082,13	346707,43	734,15	22758,75	2048133,72	86,69	17,00	291,97	ACT
YARI0068D	68575	BP	0,00	4165,69	0,00	0,00	579004,51	0,00000	0,00	0,00	292851,20	0,00	0,00	200377,45	0,00	0,00	0,00	ACT
Formación: LA PAZ (CCG)						11029,77	1413690,28			8919,17	618151,09		51408,78	1728565,52	82,30	18,71	308,65	
YARI0087D	68575	ESP	31,00	3988,94	156,34	4846,63	866767,93	0,99929	177,82	5512,39	317329,92	1595,57	49462,53	1662803,17	90,40	18,60	1137,37	ACT
YARI0111D	13160	ESP	31,00	3492,41	199,46	6183,14	546922,35	0,99996	109,90	3406,78	300821,17	62,72	1944,25	75962,35	23,92	18,80	550,98	ACT
Formación: LA PAZ (CG)						40570,11	56278195,67			10677,74	22884308,08		53867,00	15059831,13	57,00	17,19	263,19	
YARI0002AD	13160	NA	0,00	5438,00	0,00	0,00	6325954,00	0,00000	0,00	0,00	5482379,00	0,00	0,00	110853,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0016D	68575	NA	0,00	5900,00	0,00	0,00	2319709,00	0,00000	0,00	0,00	661749,00	0,00	0,00	48784,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0017D	13160	NA	0,00	12739,79	0,00	0,00	6177989,62	0,00000	0,00	0,00	2558587,30	0,00	0,00	1224935,23	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0018D	13160	NA	0,00	5961,00	0,00	0,00	3513989,00	0,00000	0,00	0,00	2785884,00	0,00	0,00	30826,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0020D	68575	NA	0,00	12353,07	0,00	0,00	3387041,52	0,00000	0,00	0,00	1041782,89	0,00	0,00	571202,38	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0027D	13160	INE	0,00	11846,76	0,00	0,00	1196155,51	0,00000	0,00	0,00	415775,77	0,00	0,00	28450,37	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0035D	13160	NA	0,00	4652,00	0,00	0,00	1024335,00	0,00000	0,00	0,00	394693,00	0,00	0,00	12314,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0036D	13160	NA	0,00	4444,00	0,00	0,00	2505953,00	0,00000	0,00	0,00	706039,00	0,00	0,00	54010,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0037D	68575	NA	0,00	3263,00	0,00	0,00	1398683,00	0,00000	0,00	0,00	271130,00	0,00	0,00	288728,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0038D	68575	NA	0,00	3602,00	0,00	0,00	1245254,00	0,00000	0,00	0,00	269566,00	0,00	0,00	41983,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0039D	68575	NA	0,00	11293,38	0,00	0,00	1454507,50	0,00000	0,00	0,00	377197,12	0,00	0,00	130264,24	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0041D	68575	NA	0,00	1107,00	0,00	0,00	163072,00	0,00000	0,00	0,00	99719,00	0,00	0,00	3388,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
Ecopetrol S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 8/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
YAR10043D	68575	INE	0,00	7197,99	0,00	0,00	318089,14	0,00000	0,00	0,00	86423,80	0,00	0,00	218965,57	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR10046D	13160	BP	30,77	13745,08	61,20	1882,97	2247586,99	1,00003	9,76	300,37	593336,82	275,19	8486,78	513456,13	81,72	19,10	159,52	ACT
YAR10047D	13160	BP	0,00	9130,18	0,00	0,00	1153724,65	0,00000	0,00	0,00	134760,44	0,00	0,00	309892,65	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10048D	13160	NA	0,00	4642,00	0,00	0,00	525366,00	0,00000	0,00	0,00	81486,00	0,00	0,00	342672,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR10049D	68575	BP	0,00	7782,93	0,00	0,00	749180,75	0,00000	0,00	0,00	315096,37	0,00	0,00	29856,48	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10051D	13160	BP	0,00	8280,12	0,00	0,00	812496,88	0,00000	0,00	0,00	94683,43	0,00	0,00	334228,01	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR10052D	13160	BP	0,00	7778,82	0,00	0,00	197443,97	0,00000	0,00	0,00	60006,41	0,00	0,00	9339,44	0,00	0,00	0,00	INACT
YAR10053D	13160	BP	0,00	8418,92	0,00	0,00	1280872,13	0,00000	0,00	0,00	279518,35	0,00	0,00	79342,23	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR10054D	13160	BP	29,54	7783,04	5,80	165,42	647886,94	1,00006	3,55	104,92	171298,29	49,71	1468,39	427248,27	89,81	16,00	634,26	ACT
YAR10055D	68575	ESP	0,00	8660,39	0,00	0,00	1774831,81	0,00000	0,00	0,00	281779,71	0,00	0,00	512683,58	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10056D	68575	BP	0,00	8878,63	0,00	0,00	1006559,05	0,00000	0,00	0,00	506267,90	0,00	0,00	84159,40	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR10059D	13160	BP	0,00	8701,80	0,00	0,00	1586866,38	0,00000	0,00	0,00	308431,83	0,00	0,00	91373,93	0,00	0,00	0,00	ABA
YAR10061D	13160	ESP	0,00	8819,05	0,00	0,00	597527,73	0,00000	0,00	0,00	179950,30	0,00	0,00	606306,80	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10062D	68575	BP	0,00	8954,04	0,00	0,00	493722,15	0,00000	0,00	0,00	92243,79	0,00	0,00	19633,97	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10064D	68575	BP	0,00	8241,33	0,00	0,00	1180332,02	0,00000	0,00	0,00	345375,70	0,00	0,00	1898764,31	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10065D	68575	ESP	0,00	6042,31	0,00	0,00	436423,30	0,00000	0,00	0,00	218229,08	0,00	0,00	6344,35	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10067D	68575	BP	0,00	8049,89	0,00	0,00	2249433,05	0,00000	0,00	0,00	558280,93	0,00	0,00	1772896,07	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10068D	68575	BP	0,00	7139,82	0,00	0,00	1016282,01	0,00000	0,00	0,00	1182627,83	0,00	0,00	143150,04	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10069D	68575	ESP	0,00	4402,81	0,00	0,00	370828,74	0,00000	0,00	0,00	84718,00	0,00	0,00	529762,37	0,00	0,00	0,00	SUS
YAR10074D	68575	ESP	30,94	3395,60	333,65	10322,29	1194052,81	0,99931	66,87	2068,64	291321,82	632,62	19571,60	1266540,99	65,02	16,00	200,41	ACT
YAR10102D	13160	BP	30,88	3434,28	160,04	4941,33	506335,07	0,99996	44,24	1365,93	227332,85	4,93	152,26	14458,41	2,99	19,40	275,43	ACT
YAR10104D	13160	ESP	31,00	3587,22	190,44	5903,61	1170830,11	0,99995	105,48	3270,03	390796,84	183,81	5078,00	446937,65	46,09	13,50	563,90	ACT
YAR10105D	13160	ESP	0,00	3533,67	0,00	0,00	379561,60	0,00000	0,00	0,00	78006,03	0,00	0,00	582192,62	0,00	0,00	0,00	ACT
YAR10110D	68575	ESP	30,83	3523,67	169,89	5236,14	598725,25	0,99933	46,42	1431,30	208993,58	31,44	969,38	26006,81	16,51	19,80	273,25	ACT
YAR10112D	68575	ESP	30,88	3490,68	123,48	3812,56	1049577,93	0,99940	33,54	1035,51	259094,93	802,78	15523,26	1060614,35	79,58	13,20	271,60	ACT
YAR10117D	13160	BP	7,21	2649,92	84,22	607,08	187978,48	0,99964	19,82	142,87	182956,50	7,76	55,93	7308,87	6,39	19,80	235,34	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA COP DEL RIO

Pag. 9/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 8, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Munici pio	Meto do de Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o	
YARI0118D	13160	BP	0,00	2107,74	0,00	0,00	376043,77	0,00000	0,00	0,00	235204,54	0,00	0,00	15002,68	0,00	0,00	0,00	INACT	
YARI0120D	13160	ESP	0,00	2143,23	0,00	0,00	204400,24	0,00000	0,00	0,00	60123,19	0,00	0,00	129064,53	0,00	0,00	0,00	INACT	
YARI0121D	13160	BP	30,85	2666,48	233,94	7217,94	594848,14	0,99996	25,02	771,83	213202,92	17,54	541,14	92242,37	6,97	19,90	106,93	ACT	
YARI0502D	13160	ESP	20,00	2441,96	23,94	478,77	673543,85	0,99994	9,32	186,34	117636,99	102,01	2040,26	626036,14	80,52	17,10	389,21	ACT	
YARI0619D	13160	ESP	0,00	351,39	0,00	0,00	16453,71	0,00000	0,00	0,00	2621,81	0,00	0,00	337758,88	0,00	0,00	0,00	SUS	
Formación: MUGROSA - LA PAZ (BC)						1616,34	1291771,94		620,86	586455,18	628,03	146348,13	28,00	20,13	384,12				
YARI002AD	13160	BP	0,00	2039,51	0,00	0,00	128713,62	0,00000	0,00	0,00	41866,83	0,00	0,00	26878,71	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0023D	13160	BP	0,00	2983,94	0,00	0,00	393932,95	0,00000	0,00	0,00	119941,63	0,00	0,00	54723,67	0,00	0,00	0,00	INACT	
YARI0036D	13160	BP	0,00	228,62	0,00	0,00	28729,25	0,00000	0,00	0,00	5474,29	0,00	0,00	28838,58	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0092D	13160	BP	10,02	3692,32	69,42	695,68	674730,53	0,99954	16,34	163,69	369721,89	61,75	618,76	32727,08	22,75	19,90	235,29	ACT	
YARI0122D	13160	BP	31,00	2523,07	29,70	820,86	65665,59	0,99996	14,75	457,17	48460,54	0,30	9,27	3180,08	1,00	20,30	496,57	ACT	
Formación: MUGROSA (B)						0,00	458040,19		0,00	114070,07	0,00	19324,71	0,00	0,00	0,00				
YARI0052D	13160	BP	0,00	2762,58	0,00	0,00	458040,19	0,00000	0,00	0,00	114070,07	0,00	0,00	19324,71	0,00	0,00	0,00	INACT	
Formación: MUGROSA (BCCG)						0,00	212825,01		0,00	43048,73	0,00	52793,90	0,00	0,00	0,00				
YARI0053D	13160	BP	0,00	1491,76	0,00	0,00	212825,01	0,00000	0,00	0,00	43048,73	0,00	0,00	52793,90	0,00	0,00	0,00	ABA	
Formación: MUGROSA (C)						11585,55	2013263,78		9509,57	1193489,57	16457,26	1701980,68	56,70	13,30	820,81				
YARI0017D	13160	BP	0,00	4984,19	0,00	0,00	315002,50	0,00000	0,00	0,00	299799,97	0,00	0,00	134758,43	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0020D	68575	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0027D	13160	INE	0,00	4029,43	0,00	0,00	46221,10	0,00000	0,00	0,00	5970,58	0,00	0,00	1245,64	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0031D	68575	NA	0,00	188,00	0,00	0,00	52095,00	0,00000	0,00	0,00	12949,00	0,00	0,00	1336,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0035D	13160	BP	0,00	87,77	0,00	0,00	21107,66	0,00000	0,00	0,00	5845,96	0,00	0,00	4251,06	0,00	0,00	0,00	ABA	
YARI0069D	68575	ESP	31,00	7480,53	373,73	11585,55	1578837,52	0,99934	306,76	9509,57	868924,47	530,88	16457,26	1560389,55	56,18	13,30	820,81	ACT	
Area: CANTAGALLO						0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Formación: LA PAZ (CG)						0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CANT0001	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 10/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Meto do Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o	
CANT0003	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CANT0005	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CANT0008	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CANT0011	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CANT0016	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CANT0020	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: NA					22211,23	13220958,07			5107,49	6089403,92			31408,40	3299675,06	58,80	19,37	229,95		
Formación: LA PAZ - MUGROSA (CCG)					446,39	1476849,54			85,72	520303,71			8968,73	574959,45	94,00	19,00	192,03		
YARI0004	13160		0,00	4703,00	0,00	0,00	1301712,00	0,00000	0,00	0,00	437235,00	0,00	0,00	356223,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0060D	13160	BP	31,00	4710,53	14,40	446,39	177137,54	0,99996	2,77	85,72	83058,71	224,73	8968,73	219736,45	93,98	19,00	192,03	ACT	
Formación: LA PAZ (CG)					21764,84	10377710,37			5021,77	4808331,44			24441,57	2331331,92	52,90	19,38	230,73		
CANT0017	13160		0,00	16058,98	0,00	0,00	946580,29	0,00000	0,00	0,00	1714926,16	0,00	0,00	3959,35	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CANT0039D	13160	BP	31,00	1282,19	44,91	1392,17	66512,58	0,99997	28,57	885,74	84355,77	0,09	2,78	4689,31	0,20	17,50	636,23	ACT	
YARI0003	13160		0,00	14271,81	0,00	0,00	5744183,29	0,00000	0,00	0,00	1794118,34	0,00	0,00	1212948,52	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0060D	13160		0,00	7002,02	0,00	0,00	822795,35	0,00000	0,00	0,00	137723,58	0,00	0,00	84157,18	0,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0063D	68575		0,00	8133,75	0,00	0,00	1640023,61	0,00000	0,00	0,00	589364,49	0,00	0,00	91931,92	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0134D	13160	ESP	30,81	1100,24	74,18	2285,26	118896,72	1,00003	31,95	984,31	42830,15	208,39	6420,07	246803,50	73,66	18,00	430,72	ACT	
YARI0510D	68575	BP	0,00	803,13	0,00	0,00	117964,19	0,00000	0,00	0,00	42300,57	0,00	0,00	6203,01	0,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0512	68575	BP	0,00	588,94	0,00	0,00	59671,27	0,00000	0,00	0,00	22406,49	0,00	0,00	1054,82	0,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0628D	13160	ESP	30,95	2043,76	584,41	18087,41	883618,83	0,99995	101,83	3151,72	221138,51	582,19	18018,82	667001,69	49,90	19,70	174,25	ACT	
YARI0529D	13160	ESP	0,00	1509,06	0,00	0,00	177834,24	0,00000	0,00	0,00	209167,37	0,00	0,00	12584,62	0,00	0,00	0,00	INACT	
Formación: MUGROSA - LA PAZ (BC)					0,00	312258,14			0,00	95096,79			0,00	65878,67	0,00	0,00	0,00		
CANT0017	13160		0,00	4481,38	0,00	0,00	312258,14	0,00000	0,00	0,00	95096,79	0,00	0,00	65878,67	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (B)					0,00	58463,59			0,00	28537,32			0,00	3709,47	0,00	0,00	0,00		
YARI0063D	68575		0,00	601,29	0,00	0,00	58463,59	0,00000	0,00	0,00	28537,32	0,00	0,00	3709,47	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (BCCG)					0,00	315717,97			0,00	177120,09			0,00	222274,20	0,00	0,00	0,00		
YARI0063D	68575		0,00	2855,85	0,00	0,00	315717,97	0,00000	0,00	0,00	177120,09	0,00	0,00	222274,20	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA ODP DEL RIO

Pag. 11/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Meto do Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
Formación: MUGROSA (C)					0,00	677668,46		0,00	460014,58		0,00	101521,36	0,00	0,00	0,00			
YARI0003	13160		0,00	1841,49	0,00	0,00	75408,30	0,00000	0,00	0,00	346813,41	0,00	0,00	7512,06	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0004	13160		0,00	12984,02	0,00	0,00	602550,16	0,00000	0,00	0,00	113201,17	0,00	0,00	94009,30	0,00	0,00	0,00	ABA
Area: YARIGUI					92585,27	24276845,40			37008,38	8207607,10		295569,41	26802021,43	76,10	17,18			399,72
Formación: LA PAZ - MUGROSA (CCG)					0,00	457818,97		0,00	123854,58		0,00	586579,27	0,00	0,00	0,00			
CANT0007	13160	BP	0,00	32,38	0,00	0,00	1673,77	0,00000	0,00	0,00	622,67	0,00	0,00	352,60	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0015D	13160	NA	0,00	1652,00	0,00	0,00	54367,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5414,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0037D	68575	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0078D	68575	ESP	0,00	2192,54	0,00	0,00	401778,20	0,00000	0,00	0,00	123231,91	0,00	0,00	560812,67	0,00	0,00	0,00	SUS
Formación: LA PAZ (CCG)					4413,77	1559279,22		2222,60	530291,99		30309,69	3639062,76	87,30	18,59				503,56
YARI0012D	13160	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0071D	68575	BP	0,00	1239,94	0,00	0,00	448859,79	0,00000	0,00	0,00	144319,44	0,00	0,00	109544,67	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0101D	13160	ESP CP	17,00	2006,42	10,72	182,30	351613,85	0,99945	4,94	84,05	126249,17	259,73	4415,42	382151,66	92,05	16,10		461,05 ACT
YARI0109D	13160	ESP	30,94	3576,05	136,77	4231,47	758805,56	0,99996	69,12	2138,55	259723,36	836,99	25894,27	3147386,43	85,96	18,70		505,39 ACT
Formación: LA PAZ (CG)					64132,36	15235762,89		25584,37	5490226,27		213616,53	17030690,51	78,90	17,06				414,52
YARI0001	68575	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0002	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0066D	13160	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0007D	13160	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0032D	68575	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0033D	68575	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0040	68575	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0050D	68575	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0070D	13160	BP	0,00	1791,86	0,00	0,00	692706,80	0,00000	0,00	0,00	275147,05	0,00	0,00	862837,33	0,00	0,00	0,00	ABA
YARI0073D	68575	ESP	0,00	4934,60	0,00	0,00	1594628,10	0,00000	0,00	0,00	419268,83	0,00	0,00	902417,22	0,00	0,00	0,00	INACT
YARI0077D	68575	ESP	30,92	4380,22	81,57	2522,01	1415991,89	0,99935	29,44	910,24	394526,15	1042,79	32239,55	1944012,00	92,66	16,00		360,92 ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
EOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA OOP DEL RIO

Pag. 12/13

Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado	
YAR10079D	13160	ESP	31,00	3832,91	159,59	4947,40	997783,19	0,99996	55,30	1714,33	390024,54	30,28	938,77	903284,33	15,95	19,00	348,51	ACT	
YAR10080D	68575	ESP	31,00	4399,87	150,68	4871,04	976693,25	0,99935	25,48	790,00	273895,77	603,57	18710,54	1349046,31	79,59	14,00	169,13	ACT	
YAR10081D	13160	ESP	0,00	2270,11	0,00	0,00	1836768,77	0,00000	0,00	0,00	739905,76	0,00	0,00	1758289,90	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10082D	13160	ESP	31,00	4209,02	128,77	3991,80	830500,06	0,99995	73,80	2287,75	335984,32	303,93	9421,79	1230488,97	70,13	18,90	573,11	ACT	
YAR10083D	13160	ESP	31,00	3803,59	113,18	3508,61	295417,69	0,99995	91,57	2838,65	212290,07	141,29	4379,87	327721,60	55,18	16,00	809,05	ACT	
YAR10084D	13160	BP	0,00	164,22	0,00	0,00	2352,22	0,00000	0,00	0,00	282,15	0,00	0,00	605,94	0,00	0,00	0,00	INACT	
YAR10085D	68575	ESP	31,00	4007,07	240,97	7470,17	913153,18	0,99933	28,21	874,63	223163,41	1326,49	41121,14	1823408,39	84,30	18,10	117,08	ACT	
YAR10086D	13160	ESP	30,81	4119,43	190,01	5853,76	1166561,02	1,00003	263,59	8120,78	679486,83	1687,92	52001,92	3058537,23	89,82	18,00	1387,28	ACT	
YAR10088	13160	BP	0,00	2259,75	0,00	0,00	40542,31	0,00000	0,00	0,00	11184,21	0,00	0,00	5747,51	0,00	0,00	0,00	ABA	
YAR10089D	13160	BP	0,00	121,58	0,00	0,00	12700,91	0,00000	0,00	0,00	3357,20	0,00	0,00	1622,91	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10090D	13160	ESP	0,00	79,04	0,00	0,00	9718,68	0,00000	0,00	0,00	767,01	0,00	0,00	928,03	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10091D	13160	ESP	0,00	52,09	0,00	0,00	975,52	0,00000	0,00	0,00	102,98	0,00	0,00	47,02	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10093D	13160	BP	30,79	3732,43	50,78	1593,47	498631,86	0,99995	2,53	77,78	189098,81	0,51	15,75	6830,12	1,00	18,50	49,75	ACT	
YAR10094D	13160	ESP	0,00	39,00	0,00	0,00	3246,48	0,00000	0,00	0,00	714,18	0,00	0,00	816,75	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10095D	13160	ESP CP	31,00	3428,71	74,86	2320,62	425761,31	0,99992	10,58	328,08	61974,40	61,98	1921,34	85756,65	44,43	19,80	141,38	ACT	
YAR10097D	13160	BP	0,00	114,80	0,00	0,00	867,70	0,00000	0,00	0,00	121,59	0,00	0,00	159,87	0,00	0,00	0,00	ABA	
YAR10098D	13160	BP	12,31	3774,87	59,23	729,24	434345,46	0,99967	261,92	3224,89	444437,85	9,63	118,63	16587,70	9,69	19,70	4422,26	ACT	
YAR10099D	68575	ESP	31,00	3876,05	282,24	8749,31	1079284,66	0,99933	38,23	1184,98	277418,47	458,23	14205,05	404042,85	61,41	18,50	135,44	ACT	
YAR10100D	13160	BP	30,62	3625,41	126,25	3866,55	343634,21	0,99995	56,93	1743,43	214369,47	98,83	3026,70	195012,03	43,91	12,80	450,90	ACT	
YAR10103D	13160	ESP	30,81	3600,90	334,41	10302,57	722707,25	1,00003	57,69	1777,29	131851,53	538,55	16591,95	656015,67	61,60	15,30	172,51	ACT	
YAR10106D	13160	ESP	0,00	2059,58	0,00	0,00	220161,16	0,00000	0,00	0,00	55545,91	0,00	0,00	879063,79	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10107D	13160	ESP	30,81	3605,63	118,01	3635,81	670404,80	1,00002	23,10	711,54	126552,18	614,23	18923,53	600429,58	83,34	17,50	195,70	ACT	
YAR10504D	68575	BP	0,00	1178,40	0,00	0,00	90324,40	0,00000	0,00	0,00	28775,59	0,00	0,00	16894,81	0,00	0,00	0,00	SUS	
Formación: MUGROSA - LA PAZ (BC)					944,61	1182654,25		874,98	334968,36		1287,58	112999,11	57,70	18,60	926,29				
YAR10072D	13160	NF	0,00	541,93	0,00	0,00	367735,56	0,00000	0,00	0,00	95182,53	0,00	0,00	2290,03	0,00	0,00	0,00	SUS	
YAR10091D	13160	ESP CP	30,81	3518,81	30,66	944,61	814918,69	1,00002	28,40	874,98	239785,83	41,79	1287,58	110709,08	57,60	18,60	926,29	ACT	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

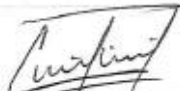
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GERENCIA COP DEL RIO


Campo: YARIGUI-CANTAGALLO
Modalidad: Comercial

Contrato: YARIGUI-CANTAGALLO
Mes: 1 - 2018

Baterías: ESTACION ISLA 6, ESTACION AUXILIAR, ESTACION ISLA 4

Pozo	Munici pio	Meto do Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad			Estad o	
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F		RGP
Formación: MUGROSA (B)						0,00	104345,96		0,00	26529,61		0,00	3276,58	0,00	0,00	0,00		
YARI0084D	13160	BP	0,00	1772,20	0,00	0,00	104345,96	0,00000	0,00	0,00	26529,61	0,00	0,00	3276,58	0,00	0,00	0,00	INACT
Formación: MUGROSA (BCCG)						23094,53	5736984,11		7326,43	1701738,29		50355,61	5449393,20	68,60	17,18	317,24		
YARI0071D	68575	ESP	31,00	3580,87	243,76	7556,54	958253,21	0,99933	26,96	835,75	275729,05	189,84	5884,94	410820,95	43,23	19,80	110,60	ACT
YARI0072D	13160	ESP	0,00	2947,22	0,00	0,00	1669229,94	0,00000	0,00	0,00	438516,17	0,00	0,00	976983,28	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0075D	13160	BP	30,81	4346,36	7,15	220,27	449510,78	1,00000	1,62	49,87	107384,41	93,76	2888,45	607599,13	92,87	17,80	226,40	ACT
YARI0076D	68575	ESP	27,75	4725,06	195,83	5434,19	1294277,43	0,99912	57,03	1582,69	434274,79	309,65	8592,83	775511,90	60,71	13,40	291,25	ACT
YARI0089D	13160	BP	23,48	2096,52	25,01	587,28	311581,38	1,00010	28,40	666,86	88983,29	224,04	5280,23	406336,97	89,95	16,00	1135,51	ACT
YARI0090D	13160	ESP	30,81	3565,08	126,54	3898,46	421237,26	1,00002	31,53	971,28	100433,82	104,93	3232,70	231693,75	45,22	13,90	249,14	ACT
YARI0094D	13160	BP	0,00	2213,55	0,00	0,00	111527,90	0,00000	0,00	0,00	51665,30	0,00	0,00	27412,70	0,00	0,00	0,00	SUS
YARI0108D	13160	ESP	30,92	3532,54	174,09	5397,79	521386,22	0,99995	104,15	3219,98	204749,47	792,34	24496,46	2013034,51	81,94	19,80	596,54	ACT
Total						422491,99	229553339,04			148943,92	109989161,39		858506,46	94982562,20	67,300	17,781	352,537	


Julian Lozano Gomez - (Tp No. 03389 CPIP)
Representante del Operador


Representante Agencía Nacional de Hidrocarburos - (Tp No. CPIP)
ANH

Marcia Lagos
Carmenarias
Ing. de Petroleros
MP 6704

ANEXO F.

FORMA 9SH DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF. TECA

Pag. 1/44

Campo: INFANTAS
Localidad: Comercial

Contrato: COLABORACIÓN EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Materiales: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRABGA ELC

Poze	Municipi	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	ROP	Estad.
Área: 01						0,00	557609,49		0,00	4890333,27		0,00	127265,92	0,00	0,00	0,00		
Formación: MUGROSA (B)						0,00	187178,34		0,00	116229,25		0,00	59639,15	0,00	0,00	0,00		
CIRA1265	88081	BP	0,00	4522,64	0,00	0,00	93530,34	0,00000	0,00	0,00	19344,25	0,00	0,00	54885,15	0,00	0,00	0,00	INACT
CIRA1514	88081	INE	0,00	1743,00	0,00	0,00	8713,00	0,00000	0,00	0,00	17583,00	0,00	0,00	512,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CIRA1572	88081	INE	0,00	5767,00	0,00	0,00	84935,00	0,00000	0,00	0,00	79302,00	0,00	0,00	1282,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (C)						0,00	380431,14		0,00	4744104,02		0,00	70826,77	0,00	0,00	0,00		
CIRA1265	88081	BP	0,00	17194,00	0,00	0,00	380431,14	0,00000	0,00	0,00	4744104,02	0,00	0,00	70826,77	0,00	0,00	0,00	INACT
Área: 02						2220,24	282494,03		15,09	8069,03		26289,55	1056942,93	92,20	24,00	6,80		
Formación: MUGROSA (C)						2220,24	282494,03		15,09	8069,03		26289,55	1056942,93	92,20	24,00	6,80		
INFA2368	88081	BP	28,83	2795,75	77,00	2220,24	282494,03	0,94330	0,52	15,09	8069,03	811,78	26289,55	1056942,93	92,15	24,00	6,80	ACT
Área: 03						58977,22	883278,29		5876,72	65825,10		477803,61	5683753,69	80,00	24,00	98,70		
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						27701,22	558020,05		368,73	30499,62		230643,81	3222794,38	80,30	24,00	14,03		
INFA2418	88081	BP	28,71	425,71	35,81	1056,62	24289,24	0,94545	0,57	16,41	645,77	210,96	8056,21	78436,24	84,56	24,00	15,53	ACT
INFA2423	88081	BP	28,32	1037,63	25,88	748,47	31311,79	0,94144	0,50	14,34	1255,48	374,16	10819,50	236044,34	93,15	24,00	19,16	ACT
INFA2488	88081	BP	19,50	260,83	77,95	1520,11	13858,49	0,95245	0,05	0,99	422,67	121,19	2363,14	16241,17	80,79	24,00	0,65	ACT
INFA3282	88081	ESP	29,25	466,63	46,47	1369,31	40573,00	0,94262	0,00	0,00	825,16	568,53	18629,95	188974,36	91,32	24,00	0,00	ACT
INFA-3305	88081	BP	19,46	256,38	71,10	1383,39	18410,21	0,94905	0,60	11,75	989,90	724,83	14103,95	90812,90	88,56	24,00	6,49	ACT
INFA3309	88081	ESP	29,38	490,95	26,34	832,49	21169,20	0,94945	0,01	0,17	663,64	207,35	6090,60	99575,08	87,89	24,00	0,20	ACT
INFA3325	88081	BP	29,04	1096,92	31,24	987,20	23483,19	0,94892	1,39	39,55	1627,76	761,53	22116,02	430347,21	96,03	24,00	43,60	ACT
INFA3330	88081	BP	29,12	371,88	10,95	318,84	12111,45	0,94656	0,51	14,98	1052,88	146,67	4288,63	62079,89	93,02	24,00	46,96	ACT
INFA3344	88081	BP	11,58	11,58	11,59	138,91	138,91	0,95084	0,00	0,00	0,00	0,18	2,06	2,06	1,46	24,00	0,00	ACT
INFA3385	88081	ESP	29,21	441,75	71,84	2101,24	30473,59	0,94818	2,01	58,80	1725,61	1149,68	33580,16	557107,63	94,07	24,00	27,90	ACT
INFA3395	88081	BP	13,00	13,00	31,78	413,20	413,20	0,96376	0,00	0,00	0,00	29,73	386,51	386,51	48,32	24,00	0,00	ACT
INFA3619	88081	BP	29,38	381,75	102,64	3015,17	63976,04	0,94572	1,98	58,13	643,70	52,77	1050,02	18944,05	33,92	24,00	18,28	ACT
INFA3619	88081	ESP	28,42	351,00	250,89	7129,43	83650,88	0,94649	3,40	95,57	1624,47	575,01	18339,85	174167,81	69,55	24,00	13,85	ACT
INFA3623	88081	BP	29,42	274,60	37,30	1087,11	7329,85	0,94758	0,36	10,55	434,66	488,26	14593,10	110418,97	92,84	24,00	9,71	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLIO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 2/44

Campo: NFAÑAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baldíos: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAGA ILC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petrolío (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			Estado
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correcc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	
INFA3646	69081	BP	12,12	12,12	3,55	44,29	44,29	0,95972	0,22	2,57	2,57	91,98	1115,23	1115,23	96,15	24,00	80,28	ACT
INFA3677	69081	BP	29,38	823,29	16,43	482,72	56599,55	0,94806	0,67	19,75	14948,23	651,06	19124,91	384028,67	97,52	24,00	40,91	ACT
INFA3682	69081	BP	25,21	497,75	83,63	2108,14	47085,01	0,94047	0,13	3,18	2062,58	1085,76	27370,81	381475,12	92,76	24,00	1,50	ACT
INFA3690	69081	ESP	29,42	519,25	88,73	2610,18	87305,23	0,94570	1,29	38,08	1269,25	845,07	24688,43	348133,72	90,32	24,00	14,58	ACT
INFA3698	69081	BP	29,42	270,38	3,02	88,79	1502,53	0,94689	0,09	2,75	404,40	159,35	4687,65	48836,61	98,10	24,00	30,97	ACT
INFA4510	69081	BP	13,00	13,00	8,46	110,01	110,01	0,97865	0,00	0,00	0,00	47,24	614,09	614,09	84,78	24,00	0,00	ACT
INFA4514	69081	PCP	29,92	29,92	7,87	235,40	235,40	0,94828	0,00	0,00	0,00	139,47	4172,39	4172,39	94,64	24,00	0,00	ACT
Formación: MUGROSA (B)						395,68	11802,23		0,00	215,57			525,62	2317,98	58,00	24,00	0,00	
INFA2391	69081	BP	29,79	254,42	0,34	10,17	9896,01	0,94341	0,00	0,00	215,57	3,08	91,21	440,30	89,90	24,00	0,00	ACT
INFA2439	69081	BP	29,33	77,33	12,12	355,51	1906,22	0,94551	0,00	0,00	0,00	14,81	434,41	1877,68	54,62	24,00	0,00	ACT
Formación: MUGROSA (C)						30810,32	415458,00		5490,99	35109,71			248534,18	2473641,33	88,90	24,00	177,64	
INFA2000	69081	ESP	12,92	12,92	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ACT
INFA2018	69081	ESP	12,92	12,92	0,00	104,40	104,40	0,97789	0,00	0,00	0,00	105,64	1364,58	1364,58	92,89	24,00	0,00	ACT
INFA2403	69081	ESP	28,71	348,53	114,72	3293,40	23555,41	0,94456	1,47	42,09	369,48	1109,12	31840,86	245617,25	90,00	24,00	12,78	ACT
INFA3145	69081	ESP	29,79	302,46	97,24	2696,99	25653,32	0,94400	0,80	23,71	353,09	1045,80	31150,25	256422,21	91,19	24,00	8,18	ACT
INFA3250	69081	BP	0,00	104,83	0,00	0,00	142,28	0,00000	0,00	0,00	179,22	0,00	0,00	1389,70	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3268	69081	BP	26,67	43,67	44,44	1185,06	1857,09	0,94420	0,00	0,00	0,00	420,53	11214,11	25199,49	89,62	24,00	0,00	ACT
INFA3390ST	69081	BP	29,38	1048,50	33,48	983,54	48978,60	0,94423	0,00	0,02	6497,69	577,81	16973,09	268904,04	94,16	24,00	0,02	ACT
INFA3655	69081	BP	29,00	1047,38	137,21	3978,97	154289,94	0,95029	183,08	5395,31	12237,68	467,67	13968,23	422775,36	77,23	24,00	1334,34	ACT
INFA3745	69081	BP	29,54	394,67	101,28	2991,40	29465,16	0,94242	1,28	38,11	1594,89	900,39	26589,06	284447,60	89,68	24,00	12,74	ACT
INFA3765	69081	PCP	29,79	221,33	47,07	1402,27	6653,64	0,94600	1,43	42,53	280,33	587,67	17507,80	90387,79	92,40	24,00	30,33	ACT
INFA3767	69081	BP	29,75	228,68	33,32	991,30	7731,61	0,94441	1,11	33,10	335,42	670,38	25893,92	179983,11	96,24	24,00	33,39	ACT
INFA3775	69081	BP	28,75	413,46	63,26	1882,13	22210,88	0,94609	0,00	0,00	5814,02	1060,55	31551,48	335364,44	94,35	24,00	0,00	ACT
INFA3777	69081	BP	25,25	156,58	202,78	5931,30	15413,19	0,94789	0,00	0,00	0,00	69,21	2824,39	14243,71	25,36	24,00	0,00	ACT
INFA3781	69081	BP	29,79	300,04	37,02	1102,92	9586,84	0,94648	0,07	2,12	156,72	122,79	3655,23	23054,94	76,77	24,00	1,92	ACT
INFA3869	69081	ESP	29,53	306,89	81,04	1805,76	18366,45	0,94491	0,00	0,00	8065,31	985,38	29446,65	189973,52	93,20	24,00	0,00	ACT
INFA3879	69081	BP	22,45	202,50	103,15	2316,51	49072,84	0,94823	0,00	0,00	225,68	167,08	3528,06	22220,15	60,25	24,00	0,00	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 3/44

Campo: INFANTAS
Mediudad: Comercial

Contrato: COLABORACIÓN EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2015

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CRA26A ELC

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Max	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc. c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RSP	Estado
INFA3880	68061	BP	12,50	12,50	3,55	44,37	44,37	0,96436	0,00	0,00	0,00	25,07	313,42	313,42	87,59	24,00	0,00	ACT
Area: 04						6631,61	62592,79			79,72	1536,52		45142,20	255323,20	87,20	24,00	12,02	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						2505,02	20789,30			9,81	445,21		11525,98	67063,72	82,10	24,00	3,52	
INFA3746	68061	ESP	29,03	254,25	39,85	1182,88	5338,49	0,94436	0,28	8,47	89,31	385,95	11514,27	65867,20	90,58	24,00	7,16	ACT
INFA3868	68061	BP	29,38	276,04	45,04	1323,04	15449,81	0,94485	0,01	0,34	355,90	0,40	11,61	176,52	0,67	24,00	0,26	ACT
Formación: MUGROSA (C)						4125,69	41803,49			70,91	1091,31		33616,32	189259,48	89,10	24,00	17,19	
INFA2325	68081	ESP	29,79	295,29	138,48	4125,69	41803,49	0,94473	2,38	70,91	1091,31	1129,38	33616,32	189259,48	88,88	24,00	17,19	ACT
Area: 05						832,80	9448,66			10,23	254,63		21921,22	151936,46	95,30	24,00	12,28	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						832,80	9448,66			10,23	254,63		21921,22	151936,46	95,30	24,00	12,28	
INFA3778	68081	BP	29,75	250,00	27,39	832,80	9448,66	0,94527	0,34	10,23	254,63	736,85	21921,22	151936,46	95,25	24,00	12,28	ACT
Area: 06						381,61	2253,43			116,58	650,46		2620,24	16087,23	87,30	24,00	305,50	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						381,61	2253,43			116,58	650,46		2620,24	16087,23	87,30	24,00	305,50	
INFA3655	68081	BP	29,71	255,38	12,85	381,61	2253,43	0,94566	3,92	116,58	650,46	88,20	2620,24	16087,23	87,22	24,00	305,50	ACT
Area: 07						70978,02	464827,94			4811,64	426820,02		897806,58	2496925,02	92,70	24,00	67,79	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						31690,59	1942794,20			2477,34	83242,88		417917,64	9141062,57	93,00	24,00	78,42	
INFA2414	68081	BP	29,42	1481,02	21,68	637,73	48788,47	0,94623	35,90	1055,91	5519,32	113,89	3344,31	54510,03	83,93	24,00	1655,73	ACT
INFA2416	68081	BP	28,88	1170,58	24,72	713,91	60032,74	0,94618	0,36	10,52	3754,99	601,70	17374,23	382048,94	96,04	24,00	14,74	ACT
INFA2421	68081	BP	29,38	896,29	24,47	718,87	29577,46	0,95280	5,05	148,61	1336,84	33,06	971,21	52544,04	57,39	24,00	206,73	ACT
INFA2430	68081	BP	29,42	1136,42	20,06	708,02	28279,97	0,94751	2,34	74,80	2794,96	211,55	6223,21	220074,78	88,99	24,00	97,57	ACT
INFA3348	68081	BP	26,08	1594,27	4,95	143,90	24312,44	0,94708	0,00	0,00	1718,78	89,71	2608,89	24887,47	94,76	24,00	0,03	ACT
INFA3359	68081	BP	27,92	1227,11	24,15	674,12	39010,74	0,95668	2,13	59,37	1357,55	830,91	23335,73	694411,17	96,49	24,00	88,07	ACT
INFA3387	68081	ESP	29,46	1289,56	136,85	4031,25	139989,22	0,94537	1,41	41,58	2338,92	2407,21	76912,28	1302293,43	94,48	24,00	10,31	ACT
INFA3621	68081	BP	29,29	1227,52	193,73	5674,38	339809,54	0,94863	3,88	107,65	19924,39	1212,10	34504,51	572535,07	96,16	24,00	18,97	ACT
INFA3624	68081	BP	29,67	1215,35	119,95	3558,90	278791,11	0,94691	0,19	5,52	2407,16	1177,48	34931,77	516468,83	90,71	24,00	1,85	ACT
INFA3633	68081	BP	26,42	1177,92	9,96	292,81	16577,78	0,95175	3,53	103,71	1044,96	111,18	3270,41	288945,52	90,68	24,00	354,19	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 4/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2016

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAOSA ELC

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad			Estado		
			Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	Factor Correcc.	Día	Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	% BSW	API @ 60°F		RGP	
INFA3634	68081	ESP	28,58	1227,02	90,22	2605,18	88690,25	0,94512	1,21	35,04	4518,00	2808,46	81084,12	1788149,44	96,76	24,00	13,45	ACT	
INFA3637	68081	BP	29,42	1231,44	95,32	2603,85	143584,64	0,94703	1,01	29,81	4768,80	1388,26	40838,04	866847,03	93,56	24,00	10,63	ACT	
INFA3638	68081	BP	26,42	1199,75	17,04	501,30	38918,57	0,94710	0,92	26,95	1595,25	160,82	4724,86	126620,67	90,31	24,00	53,76	ACT	
INFA3641	68081	BP	29,21	1350,73	79,95	2335,26	216858,17	0,94718	13,85	398,62	10377,84	981,56	28869,85	805080,74	92,43	24,00	170,70	ACT	
INFA3643	68081	BP	29,42	1349,40	42,04	1236,62	164660,43	0,94707	6,92	203,46	7023,63	578,94	16971,53	343167,41	93,15	24,00	164,63	ACT	
INFA3647	68081	BP	29,33	1261,75	18,98	556,60	49257,07	0,94800	0,47	13,74	5588,08	665,51	19521,56	588384,40	07,19	24,00	24,69	ACT	
INFA3675	68081	BP	25,75	1227,85	20,64	531,42	72348,69	0,95131	0,14	3,60	1069,47	156,75	5068,27	231612,27	90,48	24,00	6,76	ACT	
INFA3789	68081	BP	27,17	1298,56	131,16	3563,62	142004,64	0,94852	1,02	52,13	4488,92	682,46	18540,09	348893,48	83,69	24,00	14,53	ACT	
INFA4529	68081	BP	25,42	1138,13	8,30	244,85	26033,57	0,94707	3,51	106,33	1256,30	136,48	4014,87	136316,95	94,21	24,00	435,69	ACT	
Formación: MUGROSA (B)							339,62	45036,77			2,43	207113,10		1,98	5906,27	0,60	24,00	7,16	
CIRA1292	68081	BP	25,42	8255,84	11,95	338,62	45036,77	0,94560	0,08	2,43	207113,10	0,07	1,98	5906,27	0,58	24,00	7,16	ACT	
Formación: MUGROSA (C)							39047,81	266096,67			2331,87	146463,94		479976,93	15822856,18	92,50	24,00	59,72	
CIRA2065	68081	BP	29,38	3665,78	25,68	754,27	208484,76	0,94028	1,59	46,61	5961,21	485,49	14261,41	1380024,16	94,63	24,00	61,79	ACT	
CIRA3354	68081	BP	29,08	9436,42	15,43	448,81	31461,46	0,94229	2,84	82,64	1255,84	248,10	7167,46	388140,04	94,08	24,00	184,13	ACT	
CIRAC78P3	68081	FCP	29,29	4220,78	10,17	297,99	190150,11	0,94658	0,24	7,08	5577,13	162,61	4763,04	855689,71	94,10	24,00	23,77	ACT	
INFA2012	68081	BP	29,33	1359,50	15,84	464,54	28321,05	0,94315	2,75	80,64	1605,91	767,67	22518,28	840448,20	97,35	24,00	173,58	ACT	
INFA2013	68081	BP	28,21	1363,50	31,78	806,43	20430,71	0,94687	1,76	49,58	2324,55	482,96	13905,45	309402,82	83,91	24,00	55,31	ACT	
INFA2398	68081	BP	0,00	1361,50	0,00	0,00	3042,12	0,00000	0,00	0,00	55,80	0,00	0,00	368048,27	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA2427	68081	BP	29,38	1443,02	38,82	1169,58	80355,67	0,94671	1,61	47,33	18202,07	1071,54	31476,41	812626,93	96,35	24,00	40,47	ACT	
INFA2452	68081	BP	29,83	1451,04	16,00	477,47	11408,85	0,94638	0,22	9,47	1089,34	377,81	11271,25	580995,47	95,82	24,00	19,83	ACT	
INFA3112	68081	BP	29,58	1232,35	45,70	1351,85	61282,32	0,94140	0,00	17,70	6632,70	921,01	27246,59	724375,25	64,79	24,00	13,09	ACT	
INFA3142	68081	BP	29,79	1219,39	82,38	2452,75	99136,98	0,94522	0,00	0,00	2850,43	193,18	5765,28	115007,28	70,63	24,00	0,00	ACT	
INFA3223	68081	BP	0,00	614,58	0,00	0,00	3249,73	0,00000	0,00	0,00	238,75	0,00	0,00	133507,88	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA3225	68081	BP	29,21	1408,73	11,01	321,66	19273,82	0,94829	0,14	4,12	919,75	715,67	20600,49	525634,89	98,45	24,00	12,81	ACT	
INFA3230	68081	BP	28,68	1461,19	12,72	367,35	40309,57	0,94253	0,11	3,06	2547,06	364,50	10525,02	364654,24	95,23	24,00	8,33	ACT	
INFA3247	68081	BP	29,08	1365,81	13,46	391,58	20149,30	0,94548	0,00	0,00	958,29	625,09	18179,86	329752,58	97,85	24,00	0,00	ACT	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA DE ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 5/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Usterio: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRA05A ELC

Pozo	Municipi plo	Meto do Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Cantidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc. c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFA3256	68081	BP	0,00	54,04	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	10190,24	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA3269	68081	BP	29,42	1408,90	40,01	1200,44	119065,71	0,94923	2,23	65,53	3049,15	157,57	4635,30	139594,47	79,38	24,00	54,58	ACT
INFA3283	68081	ESP	29,46	1569,52	38,52	1146,39	170650,38	0,94810	0,06	2,48	2876,31	114,83	3382,79	139452,49	74,61	24,00	2,15	ACT
INFA3313	68081	BP	29,29	1526,94	34,54	718,82	25478,57	0,94701	0,50	14,72	4846,38	370,57	1087,85	344881,48	93,78	24,00	20,48	ACT
INFA3342	68081	BP	0,00	722,81	0,00	0,00	6913,94	0,00000	0,00	0,00	319,81	0,00	0,00	24,62	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA3394	68081	BP	29,17	1347,77	72,51	2114,89	58427,86	0,94678	1,81	52,90	5578,66	507,02	14788,19	508061,76	87,48	24,00	25,01	ACT
INFA3614	68081	ESP	29,00	1183,25	14,17	410,86	68876,65	0,94644	0,50	14,51	4713,74	167,47	4856,75	109610,48	92,06	24,00	36,32	ACT
INFA3631	68081	BP	29,42	1465,66	22,69	667,59	52117,18	0,94573	0,44	12,96	2397,82	187,08	5503,24	152217,11	88,71	24,00	19,41	ACT
INFA3651	68081	BP	24,23	1494,73	37,09	929,72	88523,90	0,95315	0,74	18,32	1106,95	487,33	12350,28	377001,04	93,00	24,00	19,90	ACT
INFA3652	68081	BP	29,42	1431,09	40,60	1194,45	63385,36	0,94977	0,51	14,99	1533,74	381,25	11215,24	392670,98	90,33	24,00	12,50	ACT
INFA3660	68081	BP	28,88	1321,02	17,89	516,19	41765,58	0,94820	0,00	0,00	1587,64	634,95	18334,18	798285,37	97,25	24,00	0,00	ACT
INFA3665	68081	BP	0,00	532,65	0,00	0,00	2360,23	0,00000	0,00	0,00	37,36	0,00	0,00	10,38	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA3678	68081	BP	29,29	1152,23	23,01	674,07	35162,88	0,94913	0,22	6,32	2961,02	354,80	10392,79	364994,01	93,75	24,00	8,38	ACT
INFA3711ST	68081	BP	29,17	1720,63	29,17	850,79	85432,83	0,94601	0,48	13,89	8121,69	364,02	11200,62	481090,99	92,91	24,00	16,33	ACT
INFA3717	68081	BP	29,25	1713,58	69,65	2037,18	70635,93	0,94750	2,93	86,81	4102,63	1223,35	35783,04	740784,49	94,60	24,00	42,12	ACT
INFA3744	68081	BP	29,29	1403,15	18,59	544,51	14777,86	0,94615	0,43	12,68	3551,88	95,10	2785,64	41210,61	82,91	24,00	23,29	ACT
INFA3745	68081	BP	29,38	1393,80	39,54	1161,44	38537,56	0,94726	5,26	154,82	2408,70	1227,55	38059,25	537429,56	96,65	24,00	133,13	ACT
INFA3750	68081	BP	29,71	1253,92	59,19	1759,58	66720,36	0,94587	0,42	12,48	6609,81	449,25	13346,80	238822,16	88,11	24,00	7,10	ACT
INFA3759	68081	BP	29,75	1241,35	27,79	626,81	21044,42	0,94481	0,00	0,00	2750,79	264,81	7878,00	214613,37	80,43	24,00	0,00	ACT
INFA3763	68081	BP	0,00	1284,06	0,00	0,00	2975,99	0,00000	0,00	0,00	133,24	0,00	0,00	4814,67	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA3764	68081	BP	28,21	1236,02	66,58	1849,80	67902,01	0,94712	0,00	0,00	20572,58	477,52	19470,14	238878,26	87,89	24,00	0,00	ACT
INFA3785	68081	BP	29,38	1234,50	25,80	757,94	75316,46	0,94760	0,00	0,00	723,83	363,30	10671,89	268273,23	93,35	24,00	0,00	ACT
INFA3791	68081	BP	24,25	1370,08	127,01	3079,94	210075,13	0,93986	11,29	273,76	4541,92	1205,88	29242,67	1093337,15	80,83	24,00	88,88	ACT
INFA3795	68081	BP	29,83	1722,83	195,94	5872,44	237048,31	0,94497	40,77	1216,24	11696,17	487,05	14530,19	315782,10	71,16	24,00	207,11	ACT
INFA3859	68081	BP	29,58	1259,31	46,63	1349,81	133192,33	0,94586	0,39	11,51	2910,81	700,80	20732,09	571908,53	93,79	24,00	8,53	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLIO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. G.D.P. CIRA INF TEGA

Pag. 6/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAZGA ELC

Pozo	Municipio	Mete do Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agra (BLS)		Calidad				
			Mez	Acum	Día	Mez	Acum	Factor Correc.	Día	Mez	Acum	Día	Mez	Acum	% BSW	API a 80°F	RGF
Area: OS						2726,49	526235,25		155,32	1483172,90		12766,67	1750243,06	82,40	24,00	56,97	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						1693,02	109804,25		141,34	1969,56		635,71	22104,57	25,10	24,00	74,66	
INFA3274	68081	BP	29,42	1548,35	64,35	1693,02	109804,25	0,95022	4,50	141,34	1969,56	21,61	635,71	22104,57	23,46	24,00	74,66 ACT
Formación: MUGROSA (B)						7,60	58210,94		0,00	169434,08		37,22	17545,94	83,00	24,00	0,00	
CIRA1284	68081	INE	0,00	426,00	0,00	0,00	1620,22	0,00000	0,00	0,00	12000,00	0,00	0,00	142,68	0,00	0,00	0,00 INACT
GIRA1430	68081	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 ABA
CIRA1675	68081	BP	28,67	6130,59	0,28	7,60	56500,72	0,94059	0,00	0,00	157434,08	1,25	37,22	17403,05	82,37	24,00	0,00 ACT
Formación: MUGROSA (C)						825,87	279382,56		13,98	17893,69		12093,74	1619506,89	93,60	24,00	15,93	
CIRA1267	68081	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 ABA
CIRA1482	68081	BP	29,58	3318,49	27,92	825,87	279382,56	0,94507	0,47	13,98	17893,69	406,80	12093,74	1619506,89	93,59	24,00	15,93 ACT
Formación: MUGROSA (CB)						0,00	78837,49		0,00	1293875,65		0,00	100085,65	0,00	0,00	0,00	
CIRA1462	68081	BP	0,00	4077,65	0,00	0,00	78837,49	0,00000	0,00	0,00	1293875,65	0,00	0,00	100085,65	0,00	0,00	0,00 INACT
Area: 3W						58122,87	4948706,85		2691,05	327768,38		726569,21	32631714,06	92,60	24,00	46,13	
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						939,40	172164,70		106,88	3007,32		4792,48	104532,34	83,60	24,00	113,78	
INFA2413	68081	BP	26,38	1643,02	31,98	939,40	172164,70	0,94740	3,84	106,88	3007,32	163,15	4792,48	104532,34	83,67	24,00	113,77 ACT
Formación: MUGROSA (C)						57183,47	4774522,15		2574,17	324761,04		721776,73	32527161,72	92,70	24,00	45,02	
INFA2444	68081	BP	23,75	2047,93	54,22	1287,70	149729,81	0,94424	0,76	18,02	6494,85	583,32	14091,25	803971,33	91,48	24,00	13,99 ACT
INFA2467	68081	BP	28,98	2010,06	7,37	213,38	43110,02	0,94962	23,20	673,49	4440,45	413,28	11967,88	303458,19	98,14	24,00	3156,29 ACT
INFA2475	68081	BP	20,42	1974,96	15,53	444,03	83282,33	0,94745	0,00	0,00	1676,39	472,55	13428,34	1074155,03	96,78	24,00	0,00 ACT
INFA3117	68081	BP	29,69	2027,83	153,56	4551,29	219699,76	0,94475	5,69	169,66	4262,31	231,91	6918,68	501757,63	60,06	24,00	37,03 ACT
INFA3124	68081	BP	23,60	2063,85	32,80	769,12	138698,80	0,94315	1,85	43,50	4458,05	650,51	20153,75	756174,91	96,23	24,00	56,63 ACT
INFA3126	68081	BP	26,38	2077,83	93,72	2753,00	263829,13	0,94648	4,10	120,56	9314,63	821,48	24130,67	502904,27	89,72	24,00	43,79 ACT
INFA3200	68081	BP	29,17	2185,12	24,43	712,55	70136,07	0,94773	0,05	1,42	7928,09	276,65	6074,91	490648,11	91,67	24,00	1,99 ACT
INFA3203	68081	BP	29,33	2175,46	69,45	2623,83	236809,75	0,94713	0,72	21,24	10714,90	969,65	29323,01	1044971,18	91,76	24,00	8,10 ACT
INFA3204	68081	BP	29,21	2200,95	102,82	2997,46	294231,05	0,94761	1,06	36,69	6695,28	1268,72	37057,06	1857590,79	92,48	24,00	10,24 ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF. TECA

Pag. 7/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT. ESTACION CRA05A ELC

Pozo	Munici- pio	Meto- do de Prod.	Dias			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Aguas (BLS)		Calidad		RGP	Estad- o	
			Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	Factor Correc- c.	Dia	Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	% BSW			API a 60°F
INFA3209	68081	BP	29,00	2129,16	31,14	903,18	99148,97	0,94500	1,17	33,38	4805,46	461,39	13380,21	105394,85	93,59	24,00	37,62	ACT
INFA3212	68081	BP	28,17	2210,05	121,16	3533,65	329175,34	0,94862	0,00	0,00	6099,14	335,48	9784,33	520743,53	73,24	24,00	0,00	ACT
INFA3215	69081	BP	0,00	1175,20	0,00	0,00	17245,26	0,00000	0,00	0,00	969,36	0,00	0,00	252390,81	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3216	68081	PCP	0,00	1458,06	0,00	0,00	28218,39	0,00000	0,00	0,00	389,81	0,00	0,00	5101,47	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3222	68081	BP	28,63	2148,01	59,35	1699,91	166679,07	0,94638	2,09	59,78	6726,94	345,08	9876,14	466489,15	83,29	24,00	35,17	ACT
INFA3226	68081	PCP	28,46	1896,06	78,55	2228,56	160347,84	0,94540	0,83	15,81	4437,52	1386,67	40948,05	1611829,98	94,74	24,00	8,35	ACT
INFA3227	68081	BP	29,29	1978,81	60,56	2363,94	89977,06	0,94732	0,82	24,14	1762,80	1269,10	36881,25	1821921,94	93,98	24,00	10,25	ACT
INFA3278	68081	BP	29,42	1370,02	26,98	793,74	34076,22	0,94701	0,00	0,00	1725,72	343,29	10098,47	504232,21	62,88	24,00	0,00	ACT
INFA3287	68081	BP	29,12	1921,85	28,81	968,23	45327,75	0,94703	0,00	0,00	147697,96	473,60	13793,50	919066,65	94,06	24,00	0,00	ACT
INFA3292	68081	BP	29,38	2020,48	26,31	772,73	31200,23	0,94893	0,00	0,00	380,48	472,07	13888,94	496200,74	94,71	24,00	0,00	ACT
INFA3302	68081	BP	28,33	1978,11	58,15	1647,29	33371,85	0,94790	2,98	87,45	2896,65	462,00	13591,85	407130,94	89,10	24,00	53,09	ACT
INFA3306	68081	BP	28,33	2060,62	72,09	2138,25	114567,84	0,94690	1,54	45,10	4189,71	1327,07	38945,02	2074665,75	94,72	24,00	21,09	ACT
INFA3310	68081	BP	25,21	1915,98	95,46	2406,43	231194,94	0,94121	0,00	0,00	7485,61	996,12	25110,48	610157,89	91,16	24,00	0,00	ACT
INFA3311	68081	BP	27,48	2048,12	82,54	2266,33	337899,21	0,94667	3,08	84,54	12105,76	722,67	19843,88	648850,74	89,52	24,00	37,30	ACT
INFA3320	68081	BP	29,38	1923,40	26,58	779,97	148977,35	0,94670	7,97	234,23	18622,78	1105,85	32484,48	741163,23	97,55	24,00	300,31	ACT
INFA3328	68081	ESP	29,54	1948,02	98,00	2935,88	169665,92	0,94599	0,20	5,80	3789,78	1241,86	36986,63	1473770,59	92,80	24,00	2,05	ACT
INFA3350	68081	BP	29,33	2082,95	19,12	560,95	125477,93	0,94763	4,30	125,04	5139,00	486,29	14284,61	1395103,09	96,17	24,00	224,89	ACT
INFA3351	68081	BP	29,53	2067,63	111,20	3317,39	188910,26	0,94520	2,99	89,34	4394,87	659,53	25642,59	976086,62	86,50	24,00	26,93	ACT
INFA3380	68081	BP	27,04	1994,62	54,74	1480,19	89842,77	0,94482	22,79	615,27	7276,66	1116,08	30180,55	871145,36	95,30	24,00	416,35	ACT
INFA3371	68081	PCP	26,38	2024,99	41,82	1222,56	125189,89	0,95052	0,34	9,89	8984,91	595,13	16900,86	498920,51	91,99	24,00	8,09	ACT
INFA3372	68081	BP	10,92	1804,96	18,86	184,06	96700,07	0,93508	0,25	2,69	2204,78	414,89	4530,21	1482974,55	95,78	24,00	14,61	ACT
INFA3374	68081	BP	25,29	1816,58	3,58	104,77	58992,95	0,94303	0,00	0,00	4811,80	284,12	8322,24	735819,01	93,18	24,00	0,00	ACT
INFA3607	68081	BP	28,46	1997,94	53,40	1519,72	253009,11	0,94794	0,09	2,65	3859,81	884,94	19492,16	1648402,10	92,73	24,00	1,74	ACT
INFA3671	68081	BP	25,42	1908,61	19,15	563,28	45117,50	0,94529	0,00	0,00	2895,54	1107,27	32572,09	1326633,11	98,26	24,00	0,00	ACT
INFA3655	68081	BP	28,00	1990,77	43,41	1259,77	58822,18	0,94635	0,35	10,27	5399,51	393,42	11119,17	60943,47	89,90	24,00	8,16	ACT
INFA3696	68081	ESP	28,33	1928,94	182,04	5363,30	110824,19	0,94473	1,53	44,84	2638,64	2683,38	78712,48	2107701,41	93,58	24,00	8,36	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Campo: INFANTAS
Modidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAMA ELD

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
Area: INE						0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Formación:						0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CIRA0320	68061	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CIRA0690	68061	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Area: INFANTAS						177890,75	246850350,83		21615,94	179528184,36		2155078,02	173125783,61	92,40	24,00	121,51		
Formación:						0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0001U	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0002E	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0003E	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0004	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0004E	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0005E	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0009	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0012	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0015	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0019	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0025	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0026	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0081	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA0389	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA1263	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA1264	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA1275	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA1276	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA1278	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFA1372	68061	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 9/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT. ESTACION CIRADA ELC

Pozo	Municipio	Moto de Prod.	Dias			Petróleo (BLS)			Gas (KPG)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mez	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 50°F	RGP	Estado	
INFA1373	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1543	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1562	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1600	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1606	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1629	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1649A	68081	INE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: COLORADO (A)						0,00	351703,78		0,00	0,00	1301275,02	0,00	26676,76	0,00	0,00	0,00	0,00		
INFA0157	68081	BP	0,00	9552,00	0,00	0,00	62520,00	0,00000	0,00	0,00	798694,00	0,00	0,00	12133,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1299	68081	BP	0,00	21462,21	0,00	0,00	145541,00	0,00000	0,00	0,00	213927,20	0,00	0,00	3718,26	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1368	68081	BP	0,00	15792,37	0,00	0,00	106239,76	0,00000	0,00	0,00	236161,83	0,00	0,00	2975,50	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1568	68081	BP	0,00	427,00	0,00	0,00	1115,00	0,00000	0,00	0,00	946,00	0,00	0,00	4710,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1613	68081	BP	0,00	1885,00	0,00	0,00	16285,00	0,00000	0,00	0,00	51546,00	0,00	0,00	9040,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: ESMERALDAS - LA PAZ - MUGROSA (DC)						12098,53	3067610,90		235,66	2789647,08	126354,66	6589949,62	61,30	24,00	18,48				
INFA1487	68081	PCP	29,46	10301,60	11,53	339,53	461115,80	0,94616	0,58	17,14	543402,03	171,27	5045,46	430516,32	93,67	24,00	50,49	ACT	
INFA1563	68081	BP	29,12	16739,54	9,93	289,26	480974,73	0,94554	0,36	10,43	350819,06	402,39	11719,64	1282939,25	97,58	24,00	36,06	ACT	
INFA1589	68081	PCP	29,42	21275,17	25,21	741,48	424991,22	0,94670	1,08	31,85	863759,11	653,58	19225,51	1856828,05	96,27	24,00	43,01	ACT	
INFA1597	68081	BP	28,75	18949,56	1,22	35,26	316333,89	0,94901	0,00	0,00	430045,21	15,57	463,18	172835,99	52,52	24,00	0,00	ACT	
INFA1626	68081	BP	0,00	3023,00	0,00	0,00	21842,00	0,00000	0,00	0,00	87418,00	0,00	0,00	485,00	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA1627	68081	BP	0,00	10053,24	0,00	0,00	218514,42	0,00000	0,00	0,00	314441,59	0,00	0,00	43655,41	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA2024	68081	BP	28,38	3278,04	63,51	1868,54	258617,86	0,94595	0,00	0,00	48896,16	1121,00	32931,63	608364,83	94,57	24,00	0,00	ACT	
INFA2025	68081	BP	28,38	3297,88	113,80	3342,84	351832,88	0,94680	1,17	34,35	48480,87	663,52	19197,29	345435,02	85,14	24,00	10,28	ACT	
INFA2026	68081	BP	26,42	3371,93	68,80	2023,78	204988,44	0,94717	2,00	58,83	68081,06	293,17	8623,06	89700,82	80,74	24,00	29,07	ACT	
INFA2027	68081	BP	28,88	2795,75	37,88	1093,84	64222,70	0,94299	0,35	10,23	4071,55	738,09	21338,29	1384090,42	94,52	24,00	9,35	ACT	
INFA2433	68081	BP	28,33	2320,50	80,56	2363,20	162159,95	0,94655	2,43	72,79	6445,67	266,25	7899,83	444400,32	75,72	24,00	30,80	ACT	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 10/44

Campo: INFANTAS
Mediudad: Comercial

Centro: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS ICT, ESTACION CIRA00A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado	
INFA3202	68081	BP	0,00	154,71	0,00	0,00	8154,86	0,00000	0,00	0,00	116,13	0,00	0,00	2289,85	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA3206	68081	BP	0,00	1487,52	0,00	0,00	23062,34	0,00000	0,00	0,00	2716,63	0,00	0,00	139167,33	0,00	0,00	0,00	INACT	
Formación: LA LUNA					0,00	5307,66		0,00	15059,66		0,00	60841,13	0,00	0,00	0,00				
INFA1625	68081	INE	0,00	580,79	0,00	0,00	5307,66	0,00000	0,00	0,00	15059,66	0,00	0,00	60841,13	0,00	0,00	0,00	ABA	
Formación: LA PAZ (C)					32991,76	188612340,95		500,59	123192640,31		262405,57	64395883,11	89,50	24,00	15,17				
INFA0001	68081	INE	0,00	2038,00	0,00	0,00	183422,00	0,00000	0,00	0,00	13523,00	0,00	0,00	7190,00	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA0001E	68081	BP	0,00	22562,88	0,00	0,00	408553,97	0,00000	0,00	0,00	209140,80	0,00	0,00	184348,36	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA0002	68081	BP	0,00	13464,00	0,00	0,00	144281,39	0,00000	0,00	0,00	103505,00	0,00	0,00	3237,15	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA0002U	68081	INE	0,00	16228,00	0,00	0,00	179498,68	0,00000	0,00	0,00	180010,31	0,00	0,00	4212,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0003	68081	INE	0,00	1954,00	0,00	0,00	513379,00	0,00000	0,00	0,00	139064,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA0005	68081	BP	0,00	3415,00	0,00	0,00	534676,00	0,00000	0,00	0,00	629172,00	0,00	0,00	251,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0006	68081	BP	0,00	6167,00	0,00	0,00	474752,00	0,00000	0,00	0,00	422027,00	0,00	0,00	206,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0006E	68081	BP	0,00	17979,90	0,00	0,00	124359,92	0,00000	0,00	0,00	93354,34	0,00	0,00	1624,27	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA0007	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0007E	68081	BP	0,00	106,00	0,00	0,00	226,00	0,00000	0,00	0,00	849,00	0,00	0,00	2707,00	0,00	0,00	0,00	INACT	
INFA0008	68081	BP	0,00	1051,00	0,00	0,00	273580,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0010	68081	BP	0,00	3699,00	0,00	0,00	113718,00	0,00000	0,00	0,00	261,00	0,00	0,00	14956,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0011	68081	BP	0,00	5273,00	0,00	0,00	433324,00	0,00000	0,00	0,00	113275,00	0,00	0,00	17581,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0013	68081	BP	0,00	2358,00	0,00	0,00	214265,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0016	68081	BP	0,00	29917,19	0,00	0,00	1525227,92	0,00000	0,00	0,00	2330262,88	0,00	0,00	36494,43	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0017	68081	BP	0,00	2738,00	0,00	0,00	264703,00	0,00000	0,00	0,00	191447,00	0,00	0,00	138,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0018	68081	BP	0,00	824,00	0,00	0,00	93032,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	ABA	
INFA0020	68081	BP	0,00	3766,00	0,00	0,00	122968,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8284,00	0,00	0,00	0,00	ABA	

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 11/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Batise: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT. ESTACION CIRA06A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0021	68081	BP	0,00	42,00	0,00	0,00	14300,00	0,00000	0,00	0,00	4304,00	0,00	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0022	68081	BP	0,00	6673,00	0,00	0,00	274557,00	0,00000	0,00	0,00	55129,00	0,00	0,00	55283,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0023	68081	BP	0,00	2729,00	0,00	0,00	254694,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3806,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0024	68081	BP	0,00	7498,00	0,00	0,00	215793,00	0,00000	0,00	0,00	17733,00	0,00	0,00	4094,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0027	68081	BP	0,00	5794,00	0,00	0,00	445034,00	0,00000	0,00	0,00	60810,00	0,00	0,00	32739,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0028	68081	BP	0,00	23692,93	0,00	0,00	638103,50	0,00000	0,00	0,00	531741,25	0,00	0,00	39307,65	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0029	68081	BP	0,00	22139,00	0,00	0,00	1127557,00	0,00000	0,00	0,00	271573,00	0,00	0,00	66406,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0030	68081	BP	0,00	16137,00	0,00	0,00	757077,00	0,00000	0,00	0,00	2479611,50	0,00	0,00	6129,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0031	68081	BP	0,00	3852,00	0,00	0,00	567528,00	0,00000	0,00	0,00	215621,00	0,00	0,00	122,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0032	68081	BP	0,00	22025,00	0,00	0,00	2022635,00	0,00000	0,00	0,00	125921,00	0,00	0,00	1393309,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0033	68081	BP	0,00	6089,00	0,00	0,00	184392,00	0,00000	0,00	0,00	27,00	0,00	0,00	111,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0035	68081	BP	0,00	1127,00	0,00	0,00	165052,00	0,00000	0,00	0,00	4634,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0036	68081	BP	0,00	1037,00	0,00	0,00	364092,00	0,00000	0,00	0,00	395,00	0,00	0,00	825,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0037	68081	BP	0,00	2829,00	0,00	0,00	165368,00	0,00000	0,00	0,00	208911,00	0,00	0,00	315,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0038	68081	BP	0,00	3570,00	0,00	0,00	248393,00	0,00000	0,00	0,00	130545,00	0,00	0,00	49,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0039	68081	BP	0,00	20195,00	0,00	0,00	829334,00	0,00000	0,00	0,00	275558,00	0,00	0,00	18362,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0040	68081	BP	0,00	3281,00	0,00	0,00	101730,00	0,00000	0,00	0,00	13653,00	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0041	68081	BP	0,00	1866,00	0,00	0,00	252582,00	0,00000	0,00	0,00	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0042	68081	BP	0,00	21361,00	0,00	0,00	801563,00	0,00000	0,00	0,00	225296,00	0,00	0,00	54921,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0043	68081	BP	0,00	30075,26	0,00	0,00	2382122,30	0,00000	0,00	0,00	507137,30	0,00	0,00	120297,40	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0044	68081	BP	0,00	25732,73	0,00	0,00	727031,82	0,00000	0,00	0,00	593642,67	0,00	0,00	8041,33	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0045	68081	BP	26,38	31971,37	41,35	1214,72	1179305,30	0,04808	0,00	0,00	1345024,80	476,58	13999,54	445124,09	91,62	24,00	0,00	ACT
INFA0046	68081	BP	0,00	19908,00	0,00	0,00	349237,00	0,00000	0,00	0,00	735276,00	0,00	0,00	3026,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0047	68081	BP	0,00	2470,00	0,00	0,00	484707,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0048	68081	BP	0,00	7193,00	0,00	0,00	371157,00	0,00000	0,00	0,00	232695,00	0,00	0,00	710,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0049	68081	BP	0,00	27719,55	0,00	0,00	470643,14	0,00000	0,00	0,00	255429,55	0,00	0,00	7161,10	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
Ecopetrol S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Campo: INFANTAS
Mediación: Comercial

Centro: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION GIRAOSA ELC

Pozo	Municipi o	Meto do de Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API ± 50°F	RGP	Estad o
INFAD050	68081	BP	0,00	8375,00	0,00	0,00	486610,00	0,00000	0,00	0,00	365648,00	0,00	0,00	24340,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD051	68081	BP	0,00	2468,00	0,00	0,00	207772,00	0,00000	0,00	0,00	237355,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD052	68081	BP	0,00	25164,08	0,00	0,00	671561,70	0,00000	0,00	0,00	249261,04	0,00	0,00	52116,17	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD053	68081	BP	0,00	2455,00	0,00	0,00	149358,00	0,00000	0,00	0,00	155412,00	0,00	0,00	115,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD054	68081	BP	0,00	28347,39	0,00	0,00	1333751,43	0,00000	0,00	0,00	2467728,67	0,00	0,00	31789,71	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD055	68081	BP	0,00	6960,00	0,00	0,00	599446,00	0,00000	0,00	0,00	508801,00	0,00	0,00	6274,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD057	68081	BP	0,00	27060,92	0,00	0,00	852190,65	0,00000	0,00	0,00	484649,76	0,00	0,00	59585,62	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD059	68081	BP	0,00	1349,00	0,00	0,00	125636,00	0,00000	0,00	0,00	340123,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD060	68081	BP	0,00	7942,00	0,00	0,00	694836,00	0,00000	0,00	0,00	76125,00	0,00	0,00	781,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD061	68081	INE	0,00	6946,00	0,00	0,00	284743,00	0,00000	0,00	0,00	24232,00	0,00	0,00	18006,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD062	68081	INE	0,00	7366,00	0,00	0,00	448688,00	0,00000	0,00	0,00	83503,00	0,00	0,00	380,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD063	68081	BP	0,00	1501,00	0,00	0,00	108445,00	0,00000	0,00	0,00	268507,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD064	68081	BP	0,00	1709,00	0,00	0,00	234752,00	0,00000	0,00	0,00	25366,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD065	68081	BP	0,00	2861,00	0,00	0,00	476692,71	0,00000	0,00	0,00	35343,62	0,00	0,00	7337,65	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD066	68081	BP	0,00	25000,09	0,00	0,00	491831,89	0,00000	0,00	0,00	315925,75	0,00	0,00	14675,92	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD067	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD068	68081	BP	0,00	4378,00	0,00	0,00	403691,00	0,00000	0,00	0,00	365392,00	0,00	0,00	299,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD069	68081	BP	0,00	7630,00	0,00	0,00	398099,00	0,00000	0,00	0,00	140475,00	0,00	0,00	581,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD070	68081	BP	0,00	20168,00	0,00	0,00	591716,00	0,00000	0,00	0,00	543654,00	0,00	0,00	186273,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD071	68081	BP	0,00	29923,25	0,00	0,00	1202622,96	0,00000	0,00	0,00	418580,20	0,00	0,00	763366,16	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFAD072	68081	BP	0,00	28917,00	0,00	0,00	1529911,93	0,00000	0,00	0,00	1826780,39	0,00	0,00	1008418,53	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD073	68081	BP	0,00	4500,00	0,00	0,00	1178441,00	0,00000	0,00	0,00	137196,00	0,00	0,00	1062,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD074	68081	BP	0,00	6377,00	0,00	0,00	304879,00	0,00000	0,00	0,00	18998,00	0,00	0,00	53007,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD075	68081	BP	0,00	1433,00	0,00	0,00	216269,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD076	68081	BP	0,00	4096,00	0,00	0,00	380478,00	0,00000	0,00	0,00	644486,00	0,00	0,00	286,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD077	68081	BP	0,00	12400,50	0,00	0,00	799212,00	0,00000	0,00	0,00	163336,00	0,00	0,00	394766,93	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD078	68081	BP	0,00	4180,00	0,00	0,00	184893,00	0,00000	0,00	0,00	31865,00	0,00	0,00	371,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIKA INP TECA

Pag. 13/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Central: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRACBA ELC

Pozo	Municipi pio	Meto do Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFA0080	68081	BP	0,00	3729,00	0,00	0,00	353749,00	0,00000	0,00	0,00	252423,00	0,00	0,00	587,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0082	68081	BP	0,00	1035,00	0,00	0,00	144236,00	0,00000	0,00	0,00	258464,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0083	68081	BP	0,00	514,00	0,00	0,00	54423,00	0,00000	0,00	0,00	263264,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0084	68081	BP	0,00	22393,00	0,00	0,00	1023162,00	0,00000	0,00	0,00	367605,00	0,00	0,00	67719,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0086	68081	BP	29,67	28051,15	72,99	2162,43	488160,73	0,94454	0,00	0,00	251944,52	71,99	2132,78	144151,48	49,58	24,00	0,00	ACT
INFA0087	68081	BP	0,00	6055,00	0,00	0,00	177700,00	0,00000	0,00	0,00	279545,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0088	68081	PCP	0,00	27307,14	0,00	0,00	606313,11	0,00000	0,00	0,00	679591,69	0,00	0,00	253096,67	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0089	68081	INE	0,00	3613,00	0,00	0,00	310419,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0090	68081	BP	0,00	21325,00	0,00	0,00	1439582,00	0,00000	0,00	0,00	3032370,00	0,00	0,00	5304,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0091	68081	BP	0,00	26992,68	0,00	0,00	754018,26	0,00000	0,00	0,00	1859685,37	0,00	0,00	17010,66	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0092	68081	BP	0,00	20111,00	0,00	0,00	838241,00	0,00000	0,00	0,00	553478,00	0,00	0,00	142318,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0093	68081	BP	0,00	1774,00	0,00	0,00	339998,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0094	68081	BP	0,00	6326,00	0,00	0,00	814906,00	0,00000	0,00	0,00	184184,00	0,00	0,00	9866,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0095	68081	BP	0,00	28773,00	0,00	0,00	1142563,34	0,00000	0,00	0,00	966998,32	0,00	0,00	27487,10	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0096	68081	BP	0,00	3391,02	0,00	0,00	248707,96	0,00000	0,00	0,00	23774,51	0,00	0,00	66751,88	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0097	68081	BP	0,00	26375,72	0,00	0,00	906264,96	0,00000	0,00	0,00	699975,09	0,00	0,00	7074,51	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0098	68081	BP	0,00	593,00	0,00	0,00	89734,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0099	68081	BP	0,00	2711,00	0,00	0,00	301519,00	0,00000	0,00	0,00	190344,00	0,00	0,00	252,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0100	68081	BP	0,00	24105,10	0,00	0,00	432691,83	0,00000	0,00	0,00	972674,21	0,00	0,00	7290,97	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0101	68081	BP	0,00	3392,00	0,00	0,00	134509,00	0,00000	0,00	0,00	77548,00	0,00	0,00	63,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0102	68081	BP	0,00	16487,00	0,00	0,00	433479,00	0,00000	0,00	0,00	681441,00	0,00	0,00	13881,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0103	68081	BP	0,00	2987,00	0,00	0,00	311416,00	0,00000	0,00	0,00	263441,00	0,00	0,00	43215,64	0,00	0,00	0,00	ADA
INFA0104	68081	BP	0,00	2130,00	0,00	0,00	425742,00	0,00000	0,00	0,00	125081,00	0,00	0,00	20,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0105	68081	BP	0,00	2677,78	0,00	0,00	1199528,15	0,00000	0,00	0,00	1661813,32	0,00	0,00	53424,98	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0106	68081	BP	0,00	3073,00	0,00	0,00	324507,77	0,00000	0,00	0,00	294977,76	0,00	0,00	60789,86	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0107	68081	BP	0,00	7218,00	0,00	0,00	185076,00	0,00000	0,00	0,00	68819,00	0,00	0,00	10916,00	0,00	0,00	0,00	INACT

Forma No. 9	
ORIGINAL, CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CRA INFTECA

Pag. 14/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Corriente

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAMA ELC

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado	
INFA0108	68081	BP	0,00	1925,00	0,00	0,00	171131,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0109	68081	BP	0,00	4932,00	0,00	0,00	265584,00	0,00000	0,00	0,00	154820,00	0,00	0,00	3886,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0110	68081	BP	0,00	25685,14	0,00	0,00	829045,11	0,00000	0,00	0,00	748088,87	0,00	0,00	29759,60	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0111	68081	BP	0,00	7759,00	0,00	0,00	687483,00	0,00000	0,00	0,00	134184,00	0,00	0,00	650,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0112	68081	BP	29,79	30584,37	26,94	802,53	736922,41	0,94492	0,79	23,42	263483,76	304,55	9072,58	923372,07	91,83	24,00	29,16	ACT	
INFA0113	68081	BP	0,00	3850,00	0,00	0,00	695186,78	0,00000	0,00	0,00	80,23	0,00	0,00	223487,33	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0114	68081	BP	0,00	24885,17	0,00	0,00	850363,03	0,00000	0,00	0,00	457776,07	0,00	0,00	38459,89	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0115	68081	BP	0,00	6070,00	0,00	0,00	1149370,00	0,00000	0,00	0,00	1054301,00	0,00	0,00	1326,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0117	68081	BP	0,00	20129,00	0,00	0,00	433926,00	0,00000	0,00	0,00	205868,00	0,00	0,00	2627,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0118	68081	BP	0,00	1760,00	0,00	0,00	184473,00	0,00000	0,00	0,00	28564,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0119	68081	BP	0,00	2254,00	0,00	0,00	346289,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	170779,13	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0120	68081	INE	0,00	4587,00	0,00	0,00	373846,00	0,00000	0,00	0,00	376435,00	0,00	0,00	1289,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0121	68081	BP	29,67	10834,37	183,61	6447,12	601376,50	0,94800	0,00	0,00	44759,62	372,61	11054,21	519700,83	66,91	24,00	0,00	ACT	
INFA0122	68081	INE	0,00	4803,00	0,00	0,00	286601,00	0,00000	0,00	0,00	57605,00	0,00	0,00	2552,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0123	68081	BP	0,00	18980,00	0,00	0,00	680920,00	0,00000	0,00	0,00	720390,00	0,00	0,00	2762,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0124	68081	BP	0,00	2122,00	0,00	0,00	87803,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0127	68081	BP	0,00	26906,69	0,00	0,00	471575,88	0,00000	0,00	0,00	251447,08	0,00	0,00	15013,40	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0128	68081	BP	0,00	1659,00	0,00	0,00	143473,00	0,00000	0,00	0,00	2920,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0129	68081	BP	29,83	30936,13	123,06	3871,28	1840127,63	0,94448	1,48	44,23	1200452,75	684,39	19821,05	769840,65	84,17	24,00	12,05	ACT	
INFA0130	68081	BP	0,00	2060,00	0,00	0,00	80715,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0131	68081	BP	0,00	4890,00	0,00	0,00	325565,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	135239,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0132	68081	BP	0,00	1857,00	0,00	0,00	312150,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0135	68081	BP	0,00	17415,00	0,00	0,00	291380,00	0,00000	0,00	0,00	290091,00	0,00	0,00	15900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0136	68081	BP	0,00	2145,00	0,00	0,00	185045,00	0,00000	0,00	0,00	34915,00	0,00	0,00	29,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0137	68081	INE	0,00	7382,00	0,00	0,00	713237,00	0,00000	0,00	0,00	479648,00	0,00	0,00	6674,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. G.D.P. CIRA INF TEGA

Fag. 15/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Bateria: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAGUA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad		RGP	Estado
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F		
INFA0139	68081	BP	0,00	7636,00	0,00	0,00	763393,00	0,00000	0,00	0,00	42081,00	0,00	0,00	14350,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0142	68081	BP	0,00	3017,00	0,00	0,00	215089,00	0,00000	0,00	0,00	52118,00	0,00	0,00	434,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0145	68081	BP	0,00	4692,75	0,00	0,00	469156,98	0,00000	0,00	0,00	56595,75	0,00	0,00	77070,41	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0146	68081	BP	0,00	24795,44	0,00	0,00	690092,99	0,00000	0,00	0,00	1736197,17	0,00	0,00	69532,37	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0147	68081	BP	29,83	31370,70	74,86	2233,47	1261837,34	0,34503	0,94	27,96	1590762,07	139,04	4146,16	409612,73	64,90	24,00	12,52	ACT
INFA0148	68081	BP	0,00	5099,00	0,00	0,00	410144,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	70216,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0149	68081	BP	0,00	1017,00	0,00	0,00	146726,00	0,00000	0,00	0,00	11891,00	0,00	0,00	91,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0150	68081	BP	0,00	5115,00	0,00	0,00	762394,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94901,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0151	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0152	68081	INE	0,00	6590,00	0,00	0,00	352745,00	0,00000	0,00	0,00	8975,00	0,00	0,00	7233,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0153	68081	BP	0,00	26391,70	0,00	0,00	909427,05	0,00000	0,00	0,00	1056510,25	0,00	0,00	20231,53	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0154	68081	BP	0,00	1508,00	0,00	0,00	361257,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0155	68081	PCP	0,00	26394,26	0,00	0,00	1011668,05	0,00000	0,00	0,00	401990,24	0,00	0,00	740056,32	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0156	68081	BP	0,00	27556,24	0,00	0,00	915865,82	0,00000	0,00	0,00	262629,93	0,00	0,00	14973,79	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0158	68081	INE	0,00	2936,00	0,00	0,00	279926,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0159	68081	BP	0,00	1722,00	0,00	0,00	67000,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9382,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0161	68081	BP	0,00	7872,00	0,00	0,00	332468,00	0,00000	0,00	0,00	34826,00	0,00	0,00	28907,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0163	68081	BP	0,00	24015,38	0,00	0,00	762168,26	0,00000	0,00	0,00	384243,19	0,00	0,00	310706,12	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0164	68081	BP	0,00	7905,00	0,00	0,00	747324,00	0,00000	0,00	0,00	69503,00	0,00	0,00	934,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0165	68081	BP	0,00	7783,00	0,00	0,00	371485,00	0,00000	0,00	0,00	151092,00	0,00	0,00	9065,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0166	68081	BP	0,00	27746,39	0,00	0,00	1241229,29	0,00000	0,00	0,00	630832,18	0,00	0,00	47377,12	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0167	68081	BP	0,00	22870,34	0,00	0,00	766352,15	0,00000	0,00	0,00	865738,13	0,00	0,00	96882,79	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0168	68081	BP	0,00	26578,59	0,00	0,00	829903,27	0,00000	0,00	0,00	123335,00	0,00	0,00	181178,29	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0169	68081	BP	0,00	18916,00	0,00	0,00	537941,00	0,00000	0,00	0,00	20688,00	0,00	0,00	334932,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INFTECA

Pag. 16/44

Campo: INFANTAS
 Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
 Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS ICT, ESTACION CRAWSA ELC

Fozo	Municipio	Moto- r Prof.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc. c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad- o
INFA0174	68081	BP	0,00	1152,00	0,00	0,00	257173,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0175	68081	BP	0,00	1080,00	0,00	0,00	90358,00	0,09000	0,00	0,00	143490,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0176	68081	BP	0,00	28931,21	0,00	0,00	1125674,22	0,00000	0,00	0,00	1899624,45	0,00	0,00	31937,54	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0180	68081	INE	0,00	21803,00	0,00	0,00	1320342,00	0,00000	0,00	0,00	4584443,00	0,00	0,00	390404,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0181	68081	BP	0,00	2455,00	0,00	0,00	390230,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1292,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0182	68081	BP	0,00	3135,00	0,00	0,00	173390,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0183	68081	BP	0,00	2942,96	0,00	0,00	115055,96	0,00000	0,00	0,00	35529,01	0,00	0,00	17766,92	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0185	68081	BP	0,00	954,00	0,00	0,00	69526,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0186	68081	BP	0,00	1505,00	0,00	0,00	292427,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0188	68081	INE	0,00	1835,00	0,00	0,00	157107,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0189	68081	BP	0,00	27995,32	0,00	0,00	969742,88	0,00000	0,00	0,00	514790,51	0,00	0,00	317880,80	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0190	68081	BP	0,00	31316,85	0,00	0,00	1019619,24	0,00000	0,00	0,00	364937,24	0,00	0,00	1632337,03	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0191	68081	PCP	0,00	22637,89	0,00	0,00	1967925,50	0,00000	0,00	0,00	238460,62	0,00	0,00	478048,04	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0192	68081	BP	0,00	27843,55	0,00	0,00	1427920,50	0,00000	0,00	0,00	2048165,55	0,00	0,00	190107,38	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0193	68081	BP	0,00	28279,02	0,00	0,00	1881760,86	0,00000	0,00	0,00	921837,32	0,00	0,00	336772,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0194	68081	BP	0,00	28455,51	0,00	0,00	1588489,23	0,00000	0,00	0,00	140634,79	0,00	0,00	824412,97	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0195	68081	BP	29,33	23359,55	32,85	963,69	591021,83	0,91941	0,43	12,55	411806,47	813,32	23857,36	1523591,19	95,10	24,00	13,02	ACT
INFA0196	68081	BP	0,00	7270,00	0,00	0,00	723611,00	0,00000	0,00	0,00	127741,00	0,00	0,00	701,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0197	68081	BP	0,00	11511,00	0,00	0,00	469503,00	0,00000	0,00	0,00	142774,00	0,00	0,00	300336,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0198	68081	BP	0,00	2905,00	0,00	0,00	59169,00	0,00000	0,00	0,00	239589,00	0,00	0,00	61,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0199	68081	BP	0,00	2172,00	0,00	0,00	174135,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0200	68081	BP	0,00	24957,99	0,00	0,00	403109,39	0,00000	0,00	0,00	162425,77	0,00	0,00	62982,37	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0201	68081	BP	0,00	7571,00	0,00	0,00	965456,00	0,00000	0,00	0,00	107133,00	0,00	0,00	4915,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0203	68081	BP	0,00	5731,00	0,00	0,00	473275,00	0,00000	0,00	0,00	163685,00	0,00	0,00	1360,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
EGOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 17/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Centro: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEOCUSTOS LCT. ESTACION CIRA05A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado	
INFA0204	68081	INE	0,00	1308,00	0,00	0,00	77007,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0205	68081	BP	0,00	3055,00	0,00	0,00	66928,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0206	68081	BP	0,00	5671,00	0,00	0,00	159585,00	0,00000	0,00	0,00	29183,00	0,00	0,00	552,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0207	68081	BP	0,00	26311,11	0,00	0,00	3164753,75	0,00000	0,00	0,00	479566,98	0,00	0,00	12624,54	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0208	68081	BP	0,00	7035,00	0,00	0,00	859150,00	0,00000	0,00	0,00	179084,00	0,00	0,00	1918,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0209	68081	BP	0,00	9594,00	0,00	0,00	1021973,09	0,00000	0,00	0,00	682820,90	0,00	0,00	12370,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0211	68081	BP	0,00	28055,42	0,00	0,00	1897038,44	0,00000	0,00	0,00	593217,20	0,00	0,00	217960,85	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0216	68081	BP	0,00	14737,00	0,00	0,00	141761,00	0,00000	0,00	0,00	151583,00	0,00	0,00	2388,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0217	68081	BP	0,00	20177,00	0,00	0,00	589134,00	0,00000	0,00	0,00	1429533,00	0,00	0,00	85145,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0218	68081	PCP	0,00	30735,77	0,00	0,00	1167159,72	0,00000	0,00	0,00	246645,77	0,00	0,00	744500,42	0,00	0,00	0,00	0,00	ACT
INFA0226	68081	BP	0,00	5405,00	0,00	0,00	238712,00	0,00000	0,00	0,00	72961,00	0,00	0,00	252,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0228	68081	BP	0,00	1415,00	0,00	0,00	130928,90	0,00000	0,00	0,00	25367,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0230	68081	BP	0,00	6892,00	0,00	0,00	167247,00	0,00000	0,00	0,00	85244,00	0,00	0,00	42534,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0233	68081	BP	0,00	26887,33	0,00	0,00	869502,83	0,00000	0,00	0,00	507027,67	0,00	0,00	98879,86	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0235	68081	BP	0,00	28305,08	0,00	0,00	2054988,41	0,00000	0,00	0,00	541291,55	0,00	0,00	204864,82	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0236	68081	BP	0,00	1545,00	0,00	0,00	159508,00	0,00000	0,00	0,00	13207,00	0,00	0,00	5505,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0237	68081	BP	0,00	28018,00	0,00	0,00	3158919,48	0,00000	0,00	0,00	487472,34	0,00	0,00	600368,45	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0238	68081	BP	0,00	1391,00	0,00	0,00	68732,00	0,00000	0,00	0,00	57619,00	0,00	0,00	277319,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0239	68081	BP	0,00	666,00	0,00	0,00	60713,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0240	68081	BP	0,00	11323,00	0,00	0,00	487884,00	0,00000	0,00	0,00	120775,00	0,00	0,00	238959,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0242	68081	BP	29,83	32210,52	1,54	45,95	1264688,25	0,94473	0,00	0,00	657055,23	26,88	801,29	132005,44	94,56	24,00	0,00	0,00	ACT
INFA0247	68081	BP	0,00	7454,00	0,00	0,00	481013,00	0,00000	0,00	0,00	98885,00	0,00	0,00	37,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0256	68081	BP	25,79	26971,58	29,88	850,26	1062172,51	0,94625	0,87	26,03	275714,87	530,55	16192,37	4586340,33	93,31	24,00	29,24	0,00	ACT
INFA0257	68081	BP	0,00	24351,09	0,00	0,00	1279267,32	0,00000	0,00	0,00	384767,57	0,00	0,00	180664,26	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0258	68081	INE	0,00	972,00	0,00	0,00	134083,00	0,00000	0,00	0,00	91681,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0259	68081	BP	29,29	11252,37	30,32	888,11	812542,95	0,94812	0,56	15,53	1114486,88	391,35	11463,70	1166496,22	92,51	24,00	18,51	0,00	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLIO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INFTECA

Pag. 16/44

Campo: INFANTAS
Mediudad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CRAACA EL C.

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0281	68081	PCP	0,00	8250,64	0,00	0,00	894177,39	0,00000	0,00	0,00	187126,54	0,00	0,00	777061,65	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0282	68081	PCP	29,29	26112,55	22,20	649,48	633616,02	0,94477	0,40	11,64	111063,40	373,57	10928,04	2069606,29	94,32	24,00	18,23	ACT
INFA0283	68081	BP	29,79	27935,93	34,45	1026,38	1030533,59	0,94407	1,37	40,69	196180,79	574,32	17109,88	1118774,75	94,31	24,00	39,64	ACT
INFA0286	68081	BP	0,00	2824,00	0,00	0,00	91345,00	0,00000	0,00	0,00	378707,00	0,00	0,00	1268,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0287	68081	BP	0,00	24172,00	0,00	0,00	976101,28	0,00000	0,00	0,00	492433,83	0,00	0,00	718517,20	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0288	68081	BP	0,00	4665,00	0,00	0,00	95793,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18300,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0271	68081	BP	0,00	859,96	0,00	0,00	64088,58	0,00000	0,00	0,00	26,80	0,00	0,00	21442,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0272	68081	BP	0,00	1349,00	0,00	0,00	139777,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0273	68081	BP	0,00	7321,00	0,00	0,00	189670,00	0,00000	0,00	0,00	1617661,00	0,00	0,00	2447,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0274	68081	BP	0,00	8681,00	0,00	0,00	382455,00	0,00000	0,00	0,00	329018,00	0,00	0,00	15537,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0275	68081	INE	0,00	10422,00	0,00	0,00	215822,00	0,00000	0,00	0,00	241435,00	0,00	0,00	17635,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0279	68081	INE	0,00	20134,00	0,00	0,00	638939,00	0,00000	0,00	0,00	304803,00	0,00	0,00	136982,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0280	68081	BP	0,00	2017,00	0,00	0,00	184139,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0281	68081	BP	0,00	595,00	0,00	0,00	125922,00	0,00000	0,00	0,00	398519,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0282	68081	BP	0,00	23899,83	0,00	0,00	920994,88	0,00000	0,00	0,00	522125,71	0,00	0,00	43660,63	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0283	68081	BP	0,00	30267,95	0,00	0,00	1019160,75	0,00000	0,00	0,00	702657,34	0,00	0,00	58884,45	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0286	68081	BP	0,00	6067,00	0,00	0,00	238719,00	0,00000	0,00	0,00	30503,00	0,00	0,00	1982,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0288	68081	BP	0,00	7053,00	0,00	0,00	810546,00	0,00000	0,00	0,00	324862,00	0,00	0,00	882,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0291	68081	BP	0,00	1539,00	0,00	0,00	239089,00	0,00000	0,00	0,00	52783,00	0,00	0,00	13,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0292	68081	BP	0,00	28066,75	0,00	0,00	194986,19	0,00000	0,00	0,00	530847,94	0,00	0,00	8509,38	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0293	68081	BP	0,00	22895,00	0,00	0,00	1018958,46	0,00000	0,00	0,00	213466,59	0,00	0,00	342090,50	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0294	68081	BP	29,79	23584,59	12,74	379,43	673768,63	0,94545	0,00	0,00	350426,38	211,31	6295,33	756180,36	94,27	24,00	0,00	ACT
INFA0295	68081	BP	0,00	3440,17	0,00	0,00	225067,99	0,00000	0,00	0,00	58992,00	0,00	0,00	33560,49	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0298	68081	BP	0,00	1286,00	0,00	0,00	270066,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 19/44

Campo: INFANTAS
Mofalidad: Comercial

Central: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS I.C.T, ESTACION CIRACOA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0299	68081	INE	0,00	18825,00	0,00	0,00	353154,00	0,00000	0,00	0,00	214001,00	0,00	0,00	252391,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0300	68081	BP	0,00	24658,17	0,00	0,00	1098980,19	0,00000	0,00	0,00	88233,86	0,00	0,00	1049165,61	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0302	68081	BP	0,00	26317,28	0,00	0,00	734767,59	0,00000	0,00	0,00	637234,45	0,00	0,00	1289489,13	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0303	68081	BP	0,00	21720,00	0,00	0,00	844057,00	0,00000	0,00	0,00	282431,00	0,00	0,00	307922,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0305	68081	BP	0,00	2613,00	0,00	0,00	94088,18	0,00000	0,00	0,00	243483,67	0,00	0,00	138,62	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0306	68081	BP	0,00	762,00	0,00	0,00	71892,00	0,00000	0,00	0,00	8548,90	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0309	68081	INE	0,00	2120,00	0,00	0,00	134253,00	0,00000	0,00	0,00	190403,00	0,00	0,00	24,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0312	68081	BP	0,00	9113,00	0,00	0,00	261914,00	0,00000	0,00	0,00	551493,00	0,00	0,00	9080,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0313	68081	BP	0,00	1290,00	0,00	0,00	175538,00	0,00000	0,00	0,00	168,00	0,00	0,00	95,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0315	68081	BP	0,00	6835,00	0,00	0,00	331078,00	0,00000	0,00	0,00	60888,00	0,00	0,00	1366,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0316	68081	BP	0,00	30250,02	0,00	0,00	1238484,24	0,00000	0,00	0,00	238632,35	0,00	0,00	102421,25	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0320	68081	BP	0,00	28651,86	0,00	0,00	1334880,85	0,00000	0,00	0,00	315762,63	0,00	0,00	74462,74	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0321	68081	BP	0,00	1224,00	0,00	0,00	150789,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	70,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0323	68081	BP	0,00	349,00	0,00	0,00	14689,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52622,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0329	68081	INE	0,00	2031,00	0,00	0,00	325396,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0332	68081	BP	0,00	822,00	0,00	0,00	78949,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0335	68081	BP	0,00	29637,36	0,00	0,00	737034,56	0,00000	0,00	0,00	688734,04	0,00	0,00	27314,86	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0337	68081	BP	0,00	6666,00	0,00	0,00	450626,00	0,00000	0,00	0,00	13778,00	0,00	0,00	717482,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0338	68081	BP	29,29	10812,83	62,82	1831,30	490446,04	0,84651	2,07	60,74	48293,85	210,15	6156,53	528588,39	77,00	24,00	33,17	ACT
INFA0344	68081	BP	0,00	1284,00	0,00	0,00	153180,00	0,00000	0,00	0,00	62664,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0345	68081	BP	0,00	22358,00	0,00	0,00	359094,00	0,00000	0,00	0,00	537190,00	0,00	0,00	2187,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0346	68081	BP	0,00	19198,00	0,00	0,00	469210,00	0,00000	0,00	0,00	348757,00	0,00	0,00	2050,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0347	68081	BP	0,00	27596,97	0,00	0,00	418077,79	0,00000	0,00	0,00	355889,77	0,00	0,00	25873,03	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLIO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. G.D.P. CRA INF TECA

Pag. 20/44

Campo: INFANTAS
Medallidad: Cerranjal

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CRA05A ELC

Pozo	Municipi o	Meto do Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Aguas (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc. c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFA0348	68081	BP	0,00	3923,00	0,00	0,00	141725,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13716,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0349	68081	INE	0,00	12933,00	0,00	0,00	350883,00	0,00000	0,00	0,00	266598,00	0,00	0,00	802939,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0358	68081	BP	0,00	1739,00	0,00	0,00	339155,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0359	68081	BP	0,00	28496,23	0,00	0,00	1109277,44	0,00000	0,00	0,00	368270,28	0,00	0,00	599406,18	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0361	68081	BP	0,00	18286,68	0,00	0,00	311789,87	0,00000	0,00	0,00	278051,63	0,00	0,00	4829,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0362	68081	BP	0,00	5339,00	0,00	0,00	363680,00	0,00000	0,00	0,00	393507,00	0,00	0,00	437,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0363	68081	BP	0,00	1086,00	0,00	0,00	365437,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	155,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0364	68081	BP	0,00	21134,00	0,00	0,00	380814,90	0,00000	0,00	0,00	654007,00	0,00	0,00	1345,03	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0365	68081	BP	0,00	2121,00	0,00	0,00	84169,00	0,00000	0,00	0,00	510296,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0370	68081	BP	28,79	30769,63	18,12	521,63	971620,15	0,94656	0,14	4,16	565577,70	2,07	59,90	114487,96	10,21	24,00	7,98	ACT
INFA0371	68081	BP	29,83	2386,23	12,94	386,07	159608,93	0,94507	0,15	4,45	864,73	257,83	7691,84	489325,21	95,20	24,00	11,53	ACT
INFA0373	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0374	68081	BP	0,00	1970,00	0,00	0,00	97237,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0375	68081	BP	0,00	4531,00	0,00	0,00	195321,00	0,00000	0,00	0,00	68492,00	0,00	0,00	102,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0379	68081	BP	0,00	2569,00	0,00	0,00	99832,00	0,00000	0,00	0,00	560499,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0382	68081	BP	0,00	27705,72	0,00	0,00	575928,25	0,00000	0,00	0,00	450034,93	0,00	0,00	9932,88	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0383	68081	BP	29,83	30178,87	0,95	28,28	469398,15	0,94456	0,01	0,20	224496,33	0,00	0,00	12355,75	0,00	24,00	7,07	ACT
INFA0384	68081	INE	0,00	4817,00	0,00	0,00	288840,00	0,00000	0,00	0,00	867539,00	0,00	0,00	456,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0396	68081	BP	0,00	1524,00	0,00	0,00	57048,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0397	68081	BP	0,00	29226,89	0,00	0,00	1082402,54	0,00000	0,00	0,00	366309,61	0,00	0,00	1105828,92	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0391	68081	BP	0,00	958,00	0,00	0,00	63616,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0392	68081	BP	0,00	1534,00	0,00	0,00	107147,00	0,00000	0,00	0,00	454578,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0393	68081	BP	0,00	6888,00	0,00	0,00	381571,00	0,00000	0,00	0,00	44528,00	0,00	0,00	34133,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0395	68081	BP	0,00	1427,00	0,00	0,00	148526,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INT. TECA

Pag. 21/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT_ESTACION CIRA06A ELC

Pozo	Municipi pio	Meto do Prod.	Días		Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	Factor Correc. c.	Día	Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFAD396	68081	BP	0,00	16898,00	0,00	0,00	509702,00	0,00000	0,00	0,00	531229,00	0,00	0,00	2408,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD400	68081	BP	0,00	8406,00	0,00	0,00	217628,00	0,00000	0,00	0,00	1439761,00	0,00	0,00	147,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD406	68081	BP	0,00	4077,00	0,00	0,00	71486,00	0,00000	0,00	0,00	150851,00	0,00	0,00	321,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD407	68081	BP	0,00	2352,00	0,00	0,00	128322,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC
INFAD410	68081	BP	0,00	17702,00	0,00	0,00	249342,00	0,00000	0,00	0,00	42209,00	0,00	0,00	10064,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD412	68081	BP	0,00	7612,53	0,00	0,00	308795,26	0,00000	0,00	0,00	25747,74	0,00	0,00	20106,56	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD413	68081	BP	0,00	1885,00	0,00	0,00	38414,00	0,00000	0,00	0,00	13083,00	0,00	0,00	136,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD414	68081	INE	0,00	1573,00	0,00	0,00	404780,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD415	68081	BP	0,00	7731,00	0,00	0,00	1242071,00	0,00000	0,00	0,00	752684,00	0,00	0,00	1257,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD416	68081	BP	0,00	19535,00	0,00	0,00	297965,00	0,00000	0,00	0,00	325256,00	0,00	0,00	1898,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD417	68081	BP	0,00	17863,00	0,00	0,00	351547,00	0,00000	0,00	0,00	36705,00	0,00	0,00	4296,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD418	68081	BP	0,00	3995,00	0,00	0,00	100501,00	0,00000	0,00	0,00	26650,00	0,00	0,00	118,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD419	68081	BP	29,04	4806,56	82,39	2392,76	233388,96	0,64877	2,87	83,44	9012,60	293,86	8526,16	640692,93	77,08	24,00	34,87	ACT
INFAD423	68081	BP	0,00	1701,00	0,00	0,00	106430,00	0,00000	0,00	0,00	121482,00	0,00	0,00	77,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD424	68081	BP	0,00	3013,86	0,00	0,00	231302,25	0,00000	0,00	0,00	2544,82	0,00	0,00	4156,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD425	68081	BP	0,00	2880,00	0,00	0,00	44789,00	0,00000	0,00	0,00	602435,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD426	68081	BP	0,00	1196,00	0,00	0,00	27426,00	0,00000	0,00	0,00	20661,00	0,00	0,00	1338,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD427	68081	BP	0,00	27457,42	0,00	0,00	922221,15	0,00000	0,00	0,00	373222,26	0,00	0,00	70457,65	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD429	68081	BP	0,00	1530,00	0,00	0,00	110547,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD432	68081	BP	0,00	5730,00	0,00	0,00	232847,00	0,00000	0,00	0,00	74683,00	0,00	0,00	807,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD433	68081	BP	0,00	11302,00	0,00	0,00	381787,00	0,00000	0,00	0,00	131387,00	0,00	0,00	1214,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD434	68081	BP	0,00	6651,00	0,00	0,00	186878,00	0,00000	0,00	0,00	96196,00	0,00	0,00	3600,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD435	68081	BP	0,00	1390,00	0,00	0,00	335011,00	0,00000	0,00	0,00	72552,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD437	68081	BP	0,00	678,00	0,00	0,00	60454,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD438	68081	BP	0,00	1309,00	0,00	0,00	48635,20	0,00000	0,00	0,00	1002,62	0,00	0,00	770,88	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD439	68081	BP	0,00	941,00	0,00	0,00	152303,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD440	68081	BP	0,00	807,00	0,00	0,00	22982,00	0,00000	0,00	0,00	43098,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL- CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 22/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION GIRAMBA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% RSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0444	68081	BP	0,00	522,00	0,00	0,00	51698,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0445	68081	BP	0,00	7236,00	0,00	0,00	212593,00	0,00000	0,00	0,00	438146,00	0,00	0,00	490,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0446	68081	BP	0,00	21763,00	0,00	0,00	673535,00	0,00000	0,00	0,00	1395666,00	0,00	0,00	9475,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0448	68081	BP	0,00	1597,00	0,00	0,00	51158,66	0,00000	0,00	0,00	18,90	0,00	0,00	52086,35	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0449	68081	BP	0,00	2415,00	0,00	0,00	37844,00	0,00000	0,00	0,00	45344,00	0,00	0,00	338,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0450	68081	BP	0,00	1542,00	0,00	0,00	110455,00	0,00000	0,00	0,00	32595,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0455	68081	BP	0,00	18174,00	0,00	0,00	271380,70	0,00000	0,00	0,00	178955,96	0,00	0,00	158355,83	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0456	68081	BP	0,00	20101,00	0,00	0,00	589689,00	0,00000	0,00	0,00	348562,00	0,00	0,00	15580,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0457	68081	BP	0,00	25910,72	0,00	0,00	772634,21	0,00000	0,00	0,00	1446918,06	0,00	0,00	10406,62	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0459	68081	BP	0,00	6015,08	0,00	0,00	259056,38	0,00000	0,00	0,00	25305,42	0,00	0,00	82881,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0461	68081	BP	0,00	903,00	0,00	0,00	197186,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0462	68081	BP	0,00	862,00	0,00	0,00	55006,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0463	68081	BP	0,00	3547,00	0,00	0,00	139457,00	0,00000	0,00	0,00	71233,00	0,00	0,00	419,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0465	68081	BP	0,00	7250,00	0,00	0,00	433458,00	0,00000	0,00	0,00	457674,00	0,00	0,00	1899,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0470	68081	BP	0,00	24242,79	0,00	0,00	451252,65	0,00000	0,00	0,00	486594,52	0,00	0,00	160010,69	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0471	68081	BP	0,00	23065,24	0,00	0,00	574675,44	0,00000	0,00	0,00	137578,40	0,00	0,00	817037,33	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0473	68081	PCP	0,00	27566,37	0,00	0,00	390226,02	0,00000	0,00	0,00	306950,80	0,00	0,00	79644,05	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0474	68081	BP	0,00	3706,00	0,00	0,00	49257,00	0,00000	0,00	0,00	14127,00	0,00	0,00	1706,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0475	68081	BP	0,00	8855,00	0,00	0,00	314305,00	0,00000	0,00	0,00	52647,00	0,00	0,00	3499,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0477	68081	BP	0,00	2920,00	0,00	0,00	31483,00	0,00000	0,00	0,00	8716,00	0,00	0,00	3087,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0478	68081	BP	0,00	19889,00	0,00	0,00	345346,00	0,00000	0,00	0,00	68717,00	0,00	0,00	15733,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0480	68081	BP	0,00	2451,40	0,00	0,00	323486,91	0,00000	0,00	0,00	235,49	0,00	0,00	2447,74	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0484	68081	PCP	0,00	25003,91	0,00	0,00	696241,06	0,00000	0,00	0,00	102008,54	0,00	0,00	917787,06	0,00	0,00	0,00	ACT
INFA0485	68081	BP	0,00	16327,00	0,00	0,00	289047,00	0,00000	0,00	0,00	954870,00	0,00	0,00	4278,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.G.P. GIRA MATECA

Campo: INFANTAS
Medialidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE CLEDDUCTOS LCT, ESTACION CRASA ELC

Pozo	Municipi o	Meto do Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFAD486	68081	BP	0,00	1632,39	0,00	0,00	83630,30	0,00000	0,00	0,00	189,59	0,00	0,00	72546,32	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD489	68081	BP	0,00	2782,00	0,00	0,00	72876,00	0,00000	0,00	0,00	52114,00	0,00	0,00	141,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFAD491	68081	BP	0,00	8153,00	0,00	0,00	178873,00	0,00000	0,00	0,00	58913,00	0,00	0,00	436,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD492	68081	BP	0,00	6408,00	0,00	0,00	197827,00	0,00000	0,00	0,00	91533,00	0,00	0,00	5520,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD495	68081	BP	0,00	6107,00	0,00	0,00	449685,00	0,00000	0,00	0,00	61201,00	0,00	0,00	25923,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD498	68081	BP	0,00	1304,00	0,00	0,00	196081,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2725,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD499	68081	BP	0,00	4514,00	0,00	0,00	59623,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	345,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD504	68081	BP	0,00	26320,29	0,00	0,00	1731091,13	0,00000	0,00	0,00	729478,16	0,00	0,00	499000,56	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD505	68081	BP	0,00	1453,00	0,00	0,00	39639,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFAD506	68081	BP	0,00	22786,37	0,00	0,00	680171,03	0,00000	0,00	0,00	245589,29	0,00	0,00	6497,11	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD509	68081	BP	0,00	1624,89	0,00	0,00	220123,21	0,00000	0,00	0,00	176,94	0,00	0,00	389830,98	0,00	0,00	0,00	INACT
INFAD510	68081	BP	0,00	1842,00	0,00	0,00	83422,00	0,00000	0,00	0,00	181755,00	0,00	0,00	64801,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD512	68081	BP	0,00	897,00	0,00	0,00	108262,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD514	68081	BP	0,00	799,00	0,00	0,00	48473,00	0,00000	0,00	0,00	162428,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD515	68081	BP	29,79	30675,09	9,16	273,48	1002377,92	0,95110	0,72	21,38	387055,13	343,15	10222,99	1801316,25	97,01	24,00	78,18	ACT
INFAD516	68081	BP	0,00	466,00	0,00	0,00	28595,00	0,00000	0,00	0,00	62003,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD517	68081	BP	0,00	25360,58	0,00	0,00	549814,21	0,00000	0,00	0,00	375166,95	0,00	0,00	290761,75	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD518	68081	BP	0,00	5563,00	0,00	0,00	187111,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18650,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD519	68081	BP	0,00	2448,00	0,00	0,00	154024,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16087,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD521	68081	BP	0,00	18862,00	0,00	0,00	1018227,00	0,00000	0,00	0,00	345686,00	0,00	0,00	41438,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD524	68081	BP	0,00	1835,00	0,00	0,00	161410,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2827,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD525	68081	BP	0,00	1010,00	0,00	0,00	185418,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFAD527	68081	BP	0,00	4271,21	0,00	0,00	151462,48	0,00000	0,00	0,00	2979,53	0,00	0,00	1575530,58	0,00	0,00	0,00	ACT
INFAD528	68081	BP	29,79	4640,48	12,91	371,76	149834,32	0,94593	0,73	21,13	1964,23	234,32	6746,76	1538892,27	84,74	24,00	96,84	ACT
INFAD529	68081	BP	0,00	22690,08	0,00	0,00	674112,38	0,00000	0,00	0,00	253672,25	0,00	0,00	23381,49	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 24/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION GIRADIA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Corrección	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0531	68081	BP	0,00	2571,00	0,00	0,00	252411,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	358330,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0532	68081	BP	29,21	9939,80	19,42	587,06	484298,25	0,94559	0,25	7,17	87403,61	140,43	4101,67	653376,50	87,78	24,00	12,64	ACT
INFA0537	68081	BP	0,00	2349,00	0,00	0,00	233967,00	0,00000	0,00	0,00	160,00	0,00	0,00	41045,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0538	68081	BP	0,00	871,00	0,00	0,00	2467,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	542,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0539	68081	BP	0,00	5332,00	0,00	0,00	148831,00	0,00000	0,00	0,00	2048,00	0,00	0,00	428,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0541	68081	BP	0,00	1108,00	0,00	0,00	505097,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	351,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0542	68081	INE	0,00	4651,00	0,00	0,00	96286,00	0,00000	0,00	0,00	30713,00	0,00	0,00	679,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0544	68081	BP	0,00	1924,00	0,00	0,00	86103,00	0,00000	0,00	0,00	32596,00	0,00	0,00	232,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0545	68081	BP	0,00	23902,98	0,00	0,00	813628,39	0,00000	0,00	0,00	726055,22	0,00	0,00	183019,64	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0546	68081	BP	0,00	4724,00	0,00	0,00	159150,00	0,00000	0,00	0,00	31872,00	0,00	0,00	13765,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0547	68081	BP	0,00	5009,00	0,00	0,00	110344,00	0,00000	0,00	0,00	23661,00	0,00	0,00	1532,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0548	68081	BP	0,00	4179,00	0,00	0,00	65390,00	0,00000	0,00	0,00	17134,00	0,00	0,00	7728,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0549	68081	BP	0,00	3540,00	0,00	0,00	93321,00	0,00000	0,00	0,00	27251,00	0,00	0,00	3028,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0550	68081	BP	28,75	9308,57	62,37	1605,74	439618,77	0,94734	1,27	36,58	47972,51	103,26	2958,58	295889,19	66,16	24,00	24,28	ACT
INFA0551	68081	PCP	0,00	792,98	0,00	0,00	41836,66	0,00000	0,00	0,00	10,74	0,00	0,00	839,77	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0552	68081	BP	0,00	2163,00	0,00	0,00	211821,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5324,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0553	68081	BP	0,00	7861,00	0,00	0,00	427412,00	0,00000	0,00	0,00	957737,00	0,00	0,00	2653,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0554	68081	BP	0,00	1062,00	0,00	0,00	202568,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0558	68081	BP	0,00	571,00	0,00	0,00	33545,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	516,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0559	68081	BP	0,00	1917,00	0,00	0,00	222009,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58477,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0562	68081	BP	28,25	22878,37	29,11	851,38	877331,73	0,94718	0,00	0,00	158474,57	581,83	17018,50	2063687,87	95,22	24,00	0,00	ACT
INFA0563	68081	BP	29,21	4078,58	29,00	847,01	355114,29	0,94693	0,50	14,55	4818,18	482,90	14396,88	1432139,07	94,39	24,00	17,18	ACT
INFA0564	68081	INE	0,00	8003,00	0,00	0,00	253269,00	0,00000	0,00	0,00	40579,00	0,00	0,00	109462,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0566	68081	BP	0,00	22002,06	0,00	0,00	582455,23	0,00000	0,00	0,00	488628,06	0,00	0,00	13632,80	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0567	68081	BP	0,00	3937,00	0,00	0,00	78931,00	0,00000	0,00	0,00	24489,00	0,00	0,00	369,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL- CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GEN. O.D.P. GIRAFINTECA

Pag. 25/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Centrales: COLABORACION EMPRESARIAL
Max: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION ORAMSA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	Factor Correc.	Día	Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0568	68081	BP	0,00	24649,12	0,00	0,00	454057,88	0,00000	0,00	0,00	782101,73	0,00	0,00	12184,19	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0570	68081	BP	0,00	665,00	0,00	0,00	88862,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	54,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0571	68081	BP	0,00	17280,71	0,00	0,00	182430,04	0,00000	0,00	0,00	296825,41	0,00	0,00	225027,84	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0572	68081	BP	0,00	18775,00	0,00	0,00	230356,00	0,00000	0,00	0,00	213879,00	0,00	0,00	12135,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0573	68081	INE	0,00	1744,00	0,00	0,00	48660,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11573,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0574	68081	BP	0,00	1309,88	0,00	0,00	107908,30	0,00000	0,00	0,00	91,92	0,00	0,00	72052,55	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0577	68081	BP	0,00	1112,00	0,00	0,00	113542,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	426,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0578	68081	BP	29,29	7874,13	28,51	747,35	294239,92	0,94500	0,00	0,00	7270,82	351,99	10283,94	1880475,39	93,18	24,00	0,00	ACT
INFA0579	68081	BP	0,00	4580,00	0,00	0,00	46360,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	127,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0581	68081	BP	0,00	1888,00	0,00	0,00	24755,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0582	68081	BP	0,00	958,00	0,00	0,00	54758,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0583	68081	BP	0,00	1525,00	0,00	0,00	84198,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19358,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0585	68081	BP	0,00	1088,00	0,00	0,00	137501,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0587	68081	BP	0,00	6296,00	0,00	0,00	78920,00	0,00000	0,00	0,00	1995,00	0,00	0,00	62,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0589	68081	BP	0,00	3569,74	0,00	0,00	121408,68	0,00000	0,00	0,00	1257,28	0,00	0,00	97371,68	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0590	68081	BP	0,00	2378,12	0,00	0,00	113154,57	0,00000	0,00	0,00	663,37	0,00	0,00	21395,58	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0594	68081	BP	0,00	3752,00	0,00	0,00	123801,00	0,00000	0,00	0,00	17944,80	0,00	0,00	456,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0595	68081	BP	0,00	8426,00	0,00	0,00	378298,00	0,00000	0,00	0,00	35079,00	0,00	0,00	2368,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0596	68081	BP	0,00	14453,00	0,00	0,00	362329,00	0,00000	0,00	0,00	90158,00	0,00	0,00	1322972,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0598	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0599	68081	BP	0,00	996,00	0,00	0,00	159550,00	0,00000	0,00	0,00	9,00	0,00	0,00	315,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0601	68081	BP	0,00	946,00	0,00	0,00	107679,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	236,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0602	68081	BP	0,00	1008,00	0,00	0,00	73203,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. G.D.P. CIRA INFTECA

Pag. 26/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRA05A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 98°F	RGP	Estado
INFA0603	68081	BP	0,00	6443,00	0,00	0,00	374893,00	0,00000	0,00	0,00	81121,00	0,00	0,00	57443,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0609	68081	BP	0,00	7018,00	0,00	0,00	72078,00	0,00000	0,00	0,00	1066356,00	0,00	0,00	495,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0611	68081	BP	0,00	901,00	0,00	0,00	218877,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10482,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0613	68081	BP	0,00	850,00	0,00	0,00	58351,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0614	68081	BP	0,00	1626,00	0,00	0,00	30286,00	0,00000	0,00	0,00	497106,00	0,00	0,00	156,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0615	68081	BP	0,00	2583,00	0,00	0,00	23141,00	0,00000	0,00	0,00	170804,00	0,00	0,00	685,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0617	68081	BP	29,21	4207,58	20,80	607,43	172372,82	0,95045	0,00	0,00	1259,85	582,31	17009,27	1294464,08	95,88	24,00	0,00	ACT
INFA0618	68081	BP	0,00	4587,00	0,00	0,00	307890,00	0,00000	0,00	0,00	141471,00	0,00	0,00	447,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0622	68081	BP	0,00	714,00	0,00	0,00	298163,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	206,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0626	68081	INE	0,00	6480,00	0,00	0,00	169045,00	0,00000	0,00	0,00	378066,00	0,00	0,00	164,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0628	68081	BP	0,00	1451,00	0,00	0,00	86457,00	0,00000	0,00	0,00	255215,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0630	68081	BP	0,00	1575,00	0,00	0,00	42089,00	0,00000	0,00	0,00	150584,00	0,00	0,00	84,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0631	68081	BP	0,00	4912,00	0,00	0,00	267883,00	0,00000	0,00	0,00	52316,00	0,00	0,00	1185,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0632	68081	BP	29,04	23702,58	28,50	627,60	648681,05	0,94889	0,06	1,83	244462,78	347,19	10053,07	1382495,10	92,36	24,00	2,21	ACT
INFA0633	68081	BP	0,00	400,00	0,00	0,00	62077,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0634	68081	BP	0,00	3453,00	0,00	0,00	132896,00	0,00000	0,00	0,00	26793,00	0,00	0,00	582,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0635	68081	BP	0,00	5045,00	0,00	0,00	73189,00	0,00000	0,00	0,00	16188,00	0,00	0,00	8852,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0637	68081	BP	0,00	1730,63	0,00	0,00	143748,69	0,00000	0,00	0,00	360,72	0,00	0,00	397173,94	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0638	68081	BP	0,00	4275,00	0,00	0,00	160214,00	0,00000	0,00	0,00	32772,00	0,00	0,00	293,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0640	68081	BP	0,00	742,00	0,00	0,00	67774,00	0,00000	0,00	0,00	7228,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0643	68081	BP	0,00	5081,00	0,00	0,00	263024,00	0,00000	0,00	0,00	161926,00	0,00	0,00	3159,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0645	68081	BP	0,00	2345,00	0,00	0,00	109908,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1789,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0647	68081	BP	0,00	783,00	0,00	0,00	13925,00	0,00000	0,00	0,00	7987,00	0,00	0,00	2355,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0648	68081	BP	0,00	21172,99	0,00	0,00	785894,84	0,00000	0,00	0,00	281824,44	0,00	0,00	2444220,81	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GEN. O.D.P. CIRA Nº TEGA

Pag. 27/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS ICT, ESTACION CRA6A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0653	68061	BP	0,00	696,00	0,00	0,00	23581,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1579,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0654	68061	BP	0,00	876,00	0,00	0,00	103239,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	213,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0659	68061	BP	29,75	30360,39	13,10	369,84	958595,28	0,94363	0,09	2,71	950511,83	0,06	1,78	32502,18	0,45	24,00	6,95	ACT
INFA1270	68061	BP	0,00	5595,00	0,00	0,00	578816,00	0,00000	0,00	0,00	378994,00	0,00	0,00	271105,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1274	68061	BP	0,00	18948,38	0,00	0,00	827772,19	0,00000	0,00	0,00	428909,03	0,00	0,00	120985,03	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1371	68061	BP	0,00	14996,70	0,00	0,00	168568,27	0,00000	0,00	0,00	229245,38	0,00	0,00	17498,35	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1485	68061	BP	0,00	5936,00	0,00	0,00	41549,00	0,00000	0,00	0,00	404189,00	0,00	0,00	1900,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1519	68061	INE	0,00	14622,00	0,00	0,00	94499,00	0,00000	0,00	0,00	167585,00	0,00	0,00	3776,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1559	68061	BP	26,29	23419,32	15,05	395,62	1050250,96	0,94274	1,48	38,46	1405975,54	808,76	21283,68	587440,55	97,66	24,00	97,10	ACT
INFA1579	68061	BP	0,00	11441,00	0,00	0,00	193324,00	0,00000	0,00	0,00	117795,00	0,00	0,00	86289,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1580	68061	BP	0,00	833,00	0,00	0,00	13412,00	0,00000	0,00	0,00	25983,00	0,00	0,00	8523,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1585	68061	BP	0,00	15351,16	0,00	0,00	96967,83	0,00000	0,00	0,00	180375,24	0,00	0,00	13438,09	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1590	68061	BP	0,00	21159,47	0,00	0,00	259142,91	0,00000	0,00	0,00	379739,96	0,00	0,00	6792,78	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1591	68061	BP	0,00	16008,69	0,00	0,00	244045,75	0,00000	0,00	0,00	226159,19	0,00	0,00	11638,69	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1595	68061	BP	0,00	19106,67	0,00	0,00	93669,29	0,00000	0,00	0,00	150167,00	0,00	0,00	12028,40	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1596	68061	BP	28,56	22283,30	2,61	72,62	295761,09	0,94619	0,02	0,46	181545,18	0,01	0,30	13246,06	0,41	24,00	6,61	ACT
INFA1598	68061	BP	0,00	935,00	0,00	0,00	3862,00	0,00000	0,00	0,00	22599,00	0,00	0,00	3728,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1599	68061	BP	0,00	2295,00	0,00	0,00	98394,00	0,00000	0,00	0,00	62147,00	0,00	0,00	9616,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1603	68061	BP	0,00	16370,41	0,00	0,00	262206,61	0,00000	0,00	0,00	514864,64	0,00	0,00	52610,56	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1604	68061	BP	0,00	8897,00	0,00	0,00	62880,00	0,00000	0,00	0,00	389514,00	0,00	0,00	3009,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1607	68061	BP	0,00	16157,79	0,00	0,00	233046,48	0,00000	0,00	0,00	448024,96	0,00	0,00	40830,68	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1608	68061	BP	0,00	14418,39	0,00	0,00	47617,31	0,00000	0,00	0,00	91627,95	0,00	0,00	16400,32	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1609	68061	BP	0,00	11976,00	0,00	0,00	91030,00	0,00000	0,00	0,00	132417,00	0,00	0,00	7236,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1613	68061	BP	0,00	1411,00	0,00	0,00	24880,00	0,00000	0,00	0,00	72613,00	0,00	0,00	1388,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. D.D.P. CIRA INF TEGA

Pag. 25/44

Campo: INFANTAS
Localidad: Comercial

Centro: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LGT, ESTACION CRA05A ELC

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)		Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA1614	68081	PCP	0,00	15255,85	0,00	0,00	250568,94	0,00000	0,00	0,00	335215,38	0,00	0,00	189484,37	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1615	68081	BP	0,00	14173,25	0,00	0,00	85518,98	0,00000	0,00	0,00	330725,08	0,00	0,00	13453,34	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1616	68081	BP	0,00	16805,42	0,00	0,00	239029,60	0,00000	0,00	0,00	645952,75	0,00	0,00	12161,01	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1617	68081	BP	0,00	11247,04	0,00	0,00	128110,89	0,00000	0,00	0,00	1161054,28	0,00	0,00	89537,71	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1625	68081	INE	0,00	9965,00	0,00	0,00	80412,00	0,00000	0,00	0,00	44523,00	0,00	0,00	76083,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1626	68081	BP	0,00	209,00	0,00	0,00	1633,00	0,00000	0,00	0,00	12021,00	0,00	0,00	2345,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1630	68081	BP	0,00	1300,00	0,00	0,00	55499,00	0,00000	0,00	0,00	58861,00	0,00	0,00	1225,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1632	68081	BP	0,00	15853,78	0,00	0,00	385728,61	0,00000	0,00	0,00	182407,69	0,00	0,00	29297,83	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1633	68081	BP	0,00	17976,92	0,00	0,00	152333,71	0,00000	0,00	0,00	217104,50	0,00	0,00	35084,67	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1635	68081	BP	0,00	1248,00	0,00	0,00	107809,00	0,00000	0,00	0,00	101451,00	0,00	0,00	1040,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1637	68081	BP	0,00	40,00	0,00	0,00	1460,00	0,00000	0,00	0,00	1858,00	0,00	0,00	11,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1638	68081	BP	0,00	1183,00	0,00	0,00	89130,00	0,00000	0,00	0,00	96011,00	0,00	0,00	10651,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1640	68081	BP	0,00	2,00	0,00	0,00	222,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1642	68081	BP	0,00	12476,00	0,00	0,00	146844,00	0,00000	0,00	0,00	191441,00	0,00	0,00	3822,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1643	68081	BP	0,00	18925,95	0,00	0,00	328750,67	0,00000	0,00	0,00	513970,88	0,00	0,00	72388,42	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1644	68081	BP	0,00	16087,34	0,00	0,00	257399,45	0,00000	0,00	0,00	426399,78	0,00	0,00	24453,45	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1649	68081	BP	0,00	1290,00	0,00	0,00	8137,00	0,00000	0,00	0,00	1105,00	0,00	0,00	2512,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1652	68081	INE	0,00	10051,00	0,00	0,00	116609,00	0,00000	0,00	0,00	257589,00	0,00	0,00	12986,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA - LA PAZ (CA)						0,00	98806,00		0,00	0,00	206650,00		0,00	127492,00	0,00	0,00	0,00	
INFA1613	68081	BP	0,00	6703,00	0,00	0,00	96806,00	0,00000	0,00	0,00	206690,00	0,00	0,00	127492,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (B)						635,36	20299047,82		30,62	0,00	20044134,51		102,99	7188991,51	13,90	24,00	48,19	
INFA0001	68081	INE	0,00	3960,00	0,00	0,00	13495,00	0,00000	0,00	0,00	5970,00	0,00	0,00	1007,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0008	68081	BP	0,00	14292,00	0,00	0,00	110347,00	0,00000	0,00	0,00	42864,00	0,00	0,00	88135,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACIÓN DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INFTECA

Pag. 29/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE CONDUCTOS LCT, ESTACION CIRAOSA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Aguas (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Corrección	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0010	68081	BP	0,00	5225,00	0,00	0,00	21127,00	0,00000	0,00	0,00	34384,00	0,00	0,00	503,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0013	68081	BP	0,00	1997,00	0,00	0,00	63180,00	0,00000	0,00	0,00	9334,00	0,00	0,00	3153,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0020	68081	BP	0,00	13172,00	0,00	0,00	92960,00	0,00000	0,00	0,00	167575,00	0,00	0,00	4725,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0021	68081	BP	0,00	20440,57	0,00	0,00	84969,95	0,00000	0,00	0,00	61225,64	0,00	0,00	14116,21	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0023	68081	BP	0,00	14675,00	0,00	0,00	142263,00	0,00000	0,00	0,00	168889,00	0,00	0,00	72000,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0038	68081	BP	0,00	20112,71	0,00	0,00	132143,35	0,00000	0,00	0,00	126726,58	0,00	0,00	94691,47	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0037	68081	BP	0,00	890,00	0,00	0,00	8316,00	0,00000	0,00	0,00	1647,00	0,00	0,00	16311,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0041	68081	BP	0,00	14154,00	0,00	0,00	449351,00	0,00000	0,00	0,00	609219,00	0,00	0,00	1301395,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0047	68081	BP	0,00	20535,56	0,00	0,00	197470,67	0,00000	0,00	0,00	241730,21	0,00	0,00	18295,17	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0051	68081	BP	0,00	10731,00	0,00	0,00	81104,00	0,00000	0,00	0,00	88917,00	0,00	0,00	67286,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0058	68081	BP	0,00	18642,22	0,00	0,00	332121,18	0,00000	0,00	0,00	404300,31	0,00	0,00	11905,45	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0055	68081	BP	0,00	3152,00	0,00	0,00	404520,00	0,00000	0,00	0,00	390441,00	0,00	0,00	112,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0060	68081	BP	0,00	14509,00	0,00	0,00	204407,00	0,00000	0,00	0,00	644677,00	0,00	0,00	880494,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0067	68081	BP	0,00	2397,00	0,00	0,00	6853,00	0,00000	0,00	0,00	5805,00	0,00	0,00	41482,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0074	68081	BP	0,00	13746,00	0,00	0,00	117614,00	0,00000	0,00	0,00	195341,00	0,00	0,00	7877,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0075	68081	BP	0,00	7493,00	0,00	0,00	87595,00	0,00000	0,00	0,00	61007,00	0,00	0,00	256865,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0085	68081	BP	0,00	30369,25	0,00	0,00	338603,17	0,00000	0,00	0,00	163238,35	0,00	0,00	5038,77	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0104	68081	BP	0,00	13977,00	0,00	0,00	400363,00	0,00000	0,00	0,00	453014,00	0,00	0,00	38336,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0107	68081	BP	0,00	20852,32	0,00	0,00	125729,36	0,00000	0,00	0,00	51445,39	0,00	0,00	126425,17	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0118	68081	BP	0,00	17405,67	0,00	0,00	145199,55	0,00000	0,00	0,00	85315,56	0,00	0,00	4380,24	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0119	68081	BP	0,00	106,00	0,00	0,00	662,00	0,00000	0,00	0,00	302,00	0,00	0,00	5459,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0121	68081	INE	0,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0124	68081	BP	0,00	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4160,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0132	68081	BP	0,00	5870,00	0,00	0,00	95797,00	0,00000	0,00	0,00	165963,00	0,00	0,00	95053,00	0,00	0,00	0,00	ASA
INFA0134	68081	BP	0,00	37,00	0,00	0,00	14,00	0,00000	0,00	0,00	8,00	0,00	0,00	1352,00	0,00	0,00	0,00	ASA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TEGA

Pag. 30/44

Campo: INFANTAS
Medialidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRA06A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0137	68081	INE	0,00	58,00	0,00	0,00	111,00	0,00000	0,00	0,00	2082,00	0,00	0,00	8682,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0139	68061	BP	0,00	13399,00	0,00	0,00	89905,00	0,00000	0,00	0,00	66398,00	0,00	0,00	43484,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0152	68061	INE	0,00	10188,00	0,00	0,00	119062,00	0,00000	0,00	0,00	207895,00	0,00	0,00	12818,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0154	68061	BP	0,00	13167,00	0,00	0,00	130827,00	0,00000	0,00	0,00	51201,00	0,00	0,00	116051,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0161	68061	BP	0,00	287,00	0,00	0,00	1371,15	0,00000	0,00	0,00	3469,12	0,00	0,00	172,50	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0165	68081	BP	0,00	21809,03	0,00	0,00	256672,83	0,00000	0,00	0,00	121477,59	0,00	0,00	318459,06	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0174	68081	BP	0,00	14814,00	0,00	0,00	86802,80	0,00000	0,00	0,00	66156,04	0,00	0,00	7472,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0175	68081	BP	0,00	2944,00	0,00	0,00	45964,00	0,00000	0,00	0,00	42249,00	0,00	0,00	8008,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0183	68081	BP	0,00	18654,56	0,00	0,00	205876,35	0,00000	0,00	0,00	279150,24	0,00	0,00	6640,19	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0188	68081	INE	0,00	13743,00	0,00	0,00	157159,00	0,00000	0,00	0,00	167468,00	0,00	0,00	7368,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0198	68081	BP	0,00	3320,00	0,00	0,00	31948,00	0,00000	0,00	0,00	22454,00	0,00	0,00	175172,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0206	68081	BP	0,00	3609,00	0,00	0,00	103036,00	0,00000	0,00	0,00	243883,00	0,00	0,00	1490,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0259	68081	BP	0,00	657,00	0,00	0,00	8700,00	0,00000	0,00	0,00	2324,00	0,00	0,00	21,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0266	68081	BP	0,00	29,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5117,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0271	68081	BP	0,00	21260,33	0,00	0,00	301727,78	0,00000	0,00	0,00	307064,03	0,00	0,00	3076,37	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0272	68061	BP	0,00	23837,57	0,00	0,00	253311,58	0,00000	0,00	0,00	132415,55	0,00	0,00	4723,45	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0280	68061	BP	0,00	3757,00	0,00	0,00	50600,00	0,00000	0,00	0,00	72774,00	0,00	0,00	327404,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0286	68061	BP	0,00	20064,41	0,00	0,00	331318,64	0,00000	0,00	0,00	311547,20	0,00	0,00	5434,82	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0288	68081	BP	0,00	21628,77	0,00	0,00	188849,13	0,00000	0,00	0,00	171418,45	0,00	0,00	7390,59	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0296	68081	BP	0,00	8672,00	0,00	0,00	255236,00	0,00000	0,00	0,00	321417,00	0,00	0,00	317506,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0305	68081	BP	0,00	20690,88	0,00	0,00	193574,58	0,00000	0,00	0,00	263533,38	0,00	0,00	21232,42	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRANSA ELC

Pozo	Municipi o	Meto do de Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFA0306	68061	BP	0,00	23451,08	0,00	0,00	253910,97	0,00000	0,00	0,00	345449,16	0,00	0,00	3875,80	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0332	68061	BP	0,00	17733,68	0,00	0,00	148465,82	0,00000	0,00	0,00	286860,73	0,00	0,00	3982,12	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0365	68061	BP	0,00	14292,00	0,00	0,00	151772,00	0,00000	0,00	0,00	214799,00	0,00	0,00	10905,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0371	68061	BP	0,00	19413,76	0,00	0,00	339352,15	0,00000	0,00	0,00	621447,09	0,00	0,00	50978,82	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0373	68061	BP	0,00	9299,00	0,00	0,00	50290,00	0,00000	0,00	0,00	223727,00	0,00	0,00	86823,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0379	68061	BP	0,00	16544,00	0,00	0,00	272494,58	0,00000	0,00	0,00	159016,74	0,00	0,00	379812,49	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0384	68061	INE	0,00	13276,00	0,00	0,00	148231,00	0,00000	0,00	0,00	103190,00	0,00	0,00	5232,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0391	68061	BP	26,75	24211,75	9,11	271,01	582136,35	0,94501	0,04	27,06	373866,95	2,44	72,40	54330,24	21,03	24,00	103,17	ACT
INFA0393	68061	BP	0,00	12285,00	0,00	0,00	105913,00	0,00000	0,00	0,00	269968,00	0,00	0,00	5633,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0412	68061		0,00	7836,00	0,00	0,00	51311,00	0,00000	0,00	0,00	101325,00	0,00	0,00	48116,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0414	68061	INE	0,00	24553,37	0,00	0,00	740133,71	0,00000	0,00	0,00	350120,10	0,00	0,00	11748,41	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0423	68061	BP	0,00	21988,19	0,00	0,00	243279,10	0,00000	0,00	0,00	251262,31	0,00	0,00	4587,81	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0429	68061	BP	0,00	12635,00	0,00	0,00	50623,00	0,00000	0,00	0,00	49688,00	0,00	0,00	7080,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0434	68061	BP	0,00	2098,00	0,00	0,00	72426,00	0,00000	0,00	0,00	54624,00	0,00	0,00	481029,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0437	68061	BP	0,00	6167,00	0,00	0,00	39908,00	0,00000	0,00	0,00	36514,00	0,00	0,00	26253,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0439	68061	BP	0,00	553,00	0,00	0,00	2700,00	0,00000	0,00	0,00	3679,00	0,00	0,00	14792,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0444	68061	BP	0,00	11,00	0,00	0,00	71,00	0,00000	0,00	0,00	3109,50	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0459	68061	BP	0,00	7376,00	0,00	0,00	95587,00	0,00000	0,00	0,00	96393,00	0,00	0,00	3964,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0481	68061	BP	0,00	12840,00	0,00	0,00	43789,00	0,00000	0,00	0,00	37155,00	0,00	0,00	1201,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0541	68061	BP	0,00	6016,00	0,00	0,00	85589,00	0,00000	0,00	0,00	109363,00	0,00	0,00	6290,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0552	68061	PCP	0,00	20791,20	0,00	0,00	200152,34	0,00000	0,00	0,00	322720,31	0,00	0,00	6359,02	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0557	68061	BP	0,00	23297,00	0,00	0,00	199631,70	0,00000	0,00	0,00	105475,00	0,00	0,00	1997,88	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0566	68061	BP	0,00	4983,00	0,00	0,00	94483,00	0,00000	0,00	0,00	2696,00	0,00	0,00	99,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0584	68061	BP	0,00	8447,00	0,00	0,00	190419,00	0,00000	0,00	0,00	16304,00	0,00	0,00	221,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0591	68061	INE	0,00	18997,00	0,00	0,00	191719,00	0,00000	0,00	0,00	161293,00	0,00	0,00	1571,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INFATECA.

Pag. 32/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Convencional

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAGUA ELC

Pozo	Municipio	Método de Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 66°F	RGP	Estado
INFA0603	68081	BP	0,00	4365,00	0,00	0,00	29050,00	0,00000	0,00	0,00	55500,00	0,00	0,00	9996,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0605	68081	BP	0,00	5172,00	0,00	0,00	129146,00	0,00000	0,00	0,00	4352,00	0,00	0,00	79,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0606	68081	BP	0,00	1816,00	0,00	0,00	48484,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0611	68081	BP	0,00	1878,00	0,00	0,00	11052,00	0,00000	0,00	0,00	34167,00	0,00	0,00	767,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0618	68081	BP	0,00	13717,00	0,00	0,00	100413,00	0,00000	0,00	0,00	161848,00	0,00	0,00	1984,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0620	68081	BP	0,00	4902,00	0,00	0,00	78648,00	0,00000	0,00	0,00	12738,00	0,00	0,00	8,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0621	68081	INE	0,00	12454,00	0,00	0,00	37152,48	0,00000	0,00	0,00	17699,46	0,00	0,00	5717,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0662	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0663	68081	BP	0,00	3352,00	0,00	0,00	8014,00	0,00000	0,00	0,00	27333,00	0,00	0,00	193,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0664	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0665	68081	BP	0,00	16375,29	0,00	0,00	70762,03	0,00000	0,00	0,00	122493,31	0,00	0,00	3379,37	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0666	68081	BP	0,00	16996,52	0,00	0,00	90614,44	0,00000	0,00	0,00	171507,56	0,00	0,00	13316,30	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0667	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0668	68081	BP	25,79	20825,01	9,05	289,58	132086,11	0,94652	0,05	1,49	57097,16	0,01	0,21	2700,45	0,08	24,00	5,53	ACT
INFA0669	68081	BP	0,00	15186,83	0,00	0,00	91206,53	0,00000	0,00	0,00	77628,40	0,00	0,00	1161,78	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0670	68081	BP	0,00	28982,85	0,00	0,00	402026,95	0,00000	0,00	0,00	191009,89	0,00	0,00	5668,71	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0671	68081	BP	0,00	26663,68	0,00	0,00	300077,97	0,00000	0,00	0,00	215160,17	0,00	0,00	4702,47	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0672	68081	BP	0,00	7162,00	0,00	0,00	67965,00	0,00000	0,00	0,00	39042,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0673	68081	BP	0,00	25742,92	0,00	0,00	335417,40	0,00000	0,00	0,00	164582,01	0,00	0,00	13005,12	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0674	68081	BP	0,00	16868,00	0,00	0,00	351790,00	0,00000	0,00	0,00	167163,00	0,00	0,00	12480,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0675	68081	INE	0,00	11430,00	0,00	0,00	144315,00	0,00000	0,00	0,00	43024,00	0,00	0,00	9299,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0676	68081	BP	0,00	12896,47	0,00	0,00	38168,95	0,00000	0,00	0,00	96917,47	0,00	0,00	1096,79	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0677	68081	BP	0,00	1977,00	0,00	0,00	24785,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,80	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 33/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Centrale: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRA06A ELC

Pozo	Municipi pio	Meto do Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFA0678	68061	BP	0,00	1763,00	0,00	0,00	13747,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0679	68061	BP	0,00	25331,51	0,00	0,00	511013,79	0,00000	0,00	0,00	225211,77	0,00	0,00	32954,46	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0680	68061	BP	0,00	1006,00	0,00	0,00	19927,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	721,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0681	68061	BP	0,00	25179,47	0,00	0,00	499789,86	0,00000	0,00	0,00	206668,08	0,00	0,00	189801,44	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0682	68061	BP	0,00	27370,71	0,00	0,00	276727,16	0,00000	0,00	0,00	137763,71	0,00	0,00	8171,01	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1279	68061	BP	0,00	14610,00	0,00	0,00	215870,00	0,00000	0,00	0,00	274624,00	0,00	0,00	17927,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1281	68061	BP	0,00	19456,00	0,00	0,00	167882,00	0,00000	0,00	0,00	132744,00	0,00	0,00	13199,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1282	68061	BP	0,00	12699,00	0,00	0,00	108770,00	0,00000	0,00	0,00	122059,00	0,00	0,00	11258,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1289	68061	BP	0,00	12929,84	0,00	0,00	78887,25	0,00000	0,00	0,00	190619,60	0,00	0,00	4896,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1297	68061	BP	0,00	14724,00	0,00	0,00	212723,00	0,00000	0,00	0,00	175052,00	0,00	0,00	5076,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1300	68061	BP	0,00	20849,08	0,00	0,00	267007,95	0,00000	0,00	0,00	219624,70	0,00	0,00	7245,14	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1301	68061	BP	0,00	14795,00	0,00	0,00	248152,00	0,00000	0,00	0,00	192597,00	0,00	0,00	110862,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1302	68061	BP	0,00	21605,00	0,00	0,00	478305,14	0,00000	0,00	0,00	372449,24	0,00	0,00	112543,13	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1307	68061	BP	0,00	17024,60	0,00	0,00	238401,32	0,00000	0,00	0,00	208836,00	0,00	0,00	17070,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1355	68061	BP	0,00	14536,00	0,00	0,00	198352,00	0,00000	0,00	0,00	368148,80	0,00	0,00	9668,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1369	68061	BP	0,00	17827,88	0,00	0,00	112529,20	0,00000	0,00	0,00	126428,16	0,00	0,00	5388,79	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1369	68061	BP	0,00	6886,00	0,00	0,00	127482,00	0,00000	0,00	0,00	236796,00	0,00	0,00	3787,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1436	68061	BP	0,00	18394,74	0,00	0,00	172999,16	0,00000	0,00	0,00	243488,12	0,00	0,00	38365,52	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1439	68061	BP	29,07	24884,80	3,20	94,79	240295,53	0,94347	0,04	1,17	271549,23	1,02	30,29	33362,61	23,58	24,00	12,34	ACT
INFA1440	68061	NA	0,00	15198,00	0,00	0,00	163670,00	0,00000	0,00	0,00	177240,00	0,00	0,00	12289,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1442	68061	BP	0,00	13195,00	0,00	0,00	201100,00	0,00000	0,00	0,00	108837,00	0,00	0,00	106615,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1518	68061	BP	0,00	21,00	0,00	0,00	27,00	0,00000	0,00	0,00	155,00	0,00	0,00	563,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1520	68061	BP	0,00	14817,00	0,00	0,00	111809,00	0,00000	0,00	0,00	48328,00	0,00	0,00	17336,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1521	68061	BP	0,00	22858,84	0,00	0,00	383685,48	0,00000	0,00	0,00	341601,63	0,00	0,00	8259,75	0,00	0,00	0,00	INAC T

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CURA INF TECA

Pag. 34/44

Campo: INFANTAS
Medallón: Comercial

Control: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS-IGT, ESTACION DRAUSA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA1574	68081	BP	0,00	17774,01	0,00	0,00	88329,12	0,000000	0,00	0,00	166639,81	0,00	0,00	40422,06	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1578	68081	BP	0,00	19131,34	0,00	0,00	643863,59	0,000000	0,00	0,00	259946,83	0,00	0,00	385150,89	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1583	68081	BP	0,00	14437,17	0,00	0,00	113846,78	0,000000	0,00	0,00	160488,68	0,00	0,00	8306,77	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1587	68081	BP	0,00	12653,00	0,00	0,00	84503,00	0,000000	0,00	0,00	241971,00	0,00	0,00	37913,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1594	68081	BP	0,00	10289,00	0,00	0,00	151371,15	0,000000	0,00	0,00	168929,50	0,00	0,00	25782,20	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1604	68081	BP	0,00	2258,00	0,00	0,00	71844,00	0,000000	0,00	0,00	190807,00	0,00	0,00	4298,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1606	68081	BP	0,00	2257,00	0,00	0,00	33822,00	0,000000	0,00	0,00	28865,00	0,00	0,00	1307,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1611	68081	BP	0,00	12721,00	0,00	0,00	53920,00	0,000000	0,00	0,00	271315,00	0,00	0,00	2688,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1612	68081	BP	0,00	14204,00	0,00	0,00	229995,00	0,000000	0,00	0,00	378528,00	0,00	0,00	9548,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1630	68081	BP	0,00	61,00	0,00	0,00	6113,00	0,000000	0,00	0,00	2355,00	0,00	0,00	15,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1635	68081	BP	0,00	9694,00	0,00	0,00	217035,00	0,000000	0,00	0,00	214761,00	0,00	0,00	61073,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1640	68081	BP	0,00	1122,00	0,00	0,00	62434,00	0,000000	0,00	0,00	50832,00	0,00	0,00	241,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1645	68081	BP	0,00	22,00	0,00	0,00	1406,00	0,000000	0,00	0,00	2480,00	0,00	0,00	82,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1646	68081	BP	0,00	37,00	0,00	0,00	954,00	0,000000	0,00	0,00	2379,00	0,00	0,00	19,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1647	68081	BP	0,00	15,00	0,00	0,00	201,00	0,000000	0,00	0,00	213,00	0,00	0,00	340,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1648	68081	BP	0,00	1013,00	0,00	0,00	64568,00	0,000000	0,00	0,00	84639,00	0,00	0,00	547,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1650	68081	BP	0,00	14270,96	0,00	0,00	155772,69	0,000000	0,00	0,00	368959,81	0,00	0,00	24536,32	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1651	68081	BP	0,00	31,00	0,00	0,00	617,00	0,000000	0,00	0,00	5715,00	0,00	0,00	132,00	0,00	0,00	0,00	INACT
Formación: MUGROSA (C)							128967,27	12196624,75			20836,45	1522035,41		1085781,33	81241836,85	82,80	24,00	181,94
INFA0001U	68081	BP	26,54	2950,70	2,00	53,05	65264,42	0,94513	0,00	0,05	3041,54	97,87	2592,22	1280376,28	97,88	24,00	0,94	ACT
INFA0483	68081	BP	0,00	1656,00	0,00	0,00	164812,00	0,000000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	953,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0483	68081	BP	0,00	21328,91	0,00	0,00	320154,97	0,000000	0,00	0,00	550697,66	0,00	0,00	37852,51	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0621	68081	INE	0,00	9386,00	0,00	0,00	133962,00	0,000000	0,00	0,00	27432,00	0,00	0,00	441,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. GIRASOL/TECA

Pag. 35/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Centro: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Bateria: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT. ESTACION CIRROGA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0665	68081	BP	0,00	9406,00	0,00	0,00	189495,00	0,00000	0,00	0,00	69523,00	0,00	0,00	392,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0676	68081	BP	0,00	9111,00	0,00	0,00	110085,00	0,00000	0,00	0,00	78082,00	0,00	0,00	429,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA1636	68081	BP	29,46	3314,53	34,29	1010,03	194108,04	0,94671	0,00	0,00	8329,36	1416,49	41727,31	2307195,56	97,63	24,00	0,00	ACT
INFA1651	68081	BP	29,71	3473,49	20,35	604,67	190209,81	0,94293	0,00	0,00	18231,37	65,55	1947,48	906185,61	76,09	24,00	0,00	ACT
INFA2075	68081	BP	0,00	2513,34	0,00	0,00	19570,02	0,00000	0,00	0,00	398,00	0,00	0,00	8563,02	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA2076	68081	BP	0,00	64,00	0,00	0,00	1333,07	0,00000	0,00	0,00	42,26	0,00	0,00	7,34	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA2077	68081	BP	29,17	3600,22	61,65	1798,23	107454,51	0,94588	0,00	0,00	2165,67	84,91	2476,51	26431,63	57,17	24,00	0,00	ACT
INFA2096	68081	BP	28,21	3484,42	32,75	856,43	106996,73	0,94815	0,28	8,32	3582,00	419,83	12262,67	1403407,91	92,72	24,00	8,70	ACT
INFA2098	68081	BP	29,71	2534,66	16,88	501,43	20903,39	0,94388	0,16	4,70	1195,19	451,67	13418,49	1561329,40	96,38	24,00	8,37	ACT
INFA2302	68081	BP	29,12	2885,62	66,14	1635,01	98877,95	0,94671	1,00	29,17	3347,41	913,87	29816,52	1287518,32	94,16	24,00	17,84	ACT
INFA2304	68081	BP	29,42	3533,64	40,90	1203,21	238875,79	0,94615	16,47	484,57	14397,20	284,37	8365,26	715273,80	86,71	24,00	402,79	ACT
INFA2317	68081	BP	29,17	3048,86	25,88	754,81	198582,93	0,94488	0,33	9,66	5663,95	1212,17	35356,07	1398807,59	97,26	24,00	12,80	ACT
INFA2318	68081	BP	29,38	3332,04	70,75	2078,35	358299,62	0,94791	0,80	23,59	8298,34	1214,68	35681,20	2822237,16	94,44	24,00	11,35	ACT
INFA2320	68081	BP	28,96	3380,41	295,20	8549,49	301202,63	0,94573	4,79	138,62	28104,62	647,88	18784,54	307054,83	69,58	24,00	16,22	ACT
INFA2321	68081	BP	29,54	3315,91	21,54	838,21	143490,02	0,94442	0,93	27,41	11864,13	260,84	7705,77	446119,72	92,34	24,00	43,08	ACT
INFA2324	68081	BP	29,00	3382,52	38,16	1106,63	281424,58	0,94911	0,05	1,34	8189,88	1070,95	31067,46	2076978,59	96,19	24,00	1,21	ACT
INFA2337	68081	PCP	0,00	3291,19	0,00	0,00	246119,50	0,00000	0,00	0,00	6090,97	0,00	0,00	3009145,19	0,00	0,00	0,00	ACT
INFA2344	68081	BP	28,62	3121,03	62,17	1797,93	231731,86	0,94711	0,36	10,20	6638,19	1154,50	33394,16	2266285,07	94,87	24,00	5,67	ACT
INFA2345	68081	BP	29,79	3359,13	23,47	599,35	106898,89	0,94532	0,00	0,06	3962,78	299,33	8317,67	251965,54	92,60	24,00	0,09	ACT
INFA2347	68081	BP	28,38	2961,12	20,55	603,53	24449,90	0,94457	0,05	1,41	658,46	0,10	2,85	115,59	0,47	24,00	2,34	ACT
INFA2372	68081	BP	23,58	2669,27	24,86	594,79	61209,65	0,94545	2,74	94,67	2593,56	964,89	6695,23	598511,97	93,83	24,00	110,59	ACT
INFA2384	68081	BP	29,33	3267,59	25,01	751,36	69846,21	0,94625	0,04	1,31	4209,60	678,93	19915,22	1493866,98	96,30	24,00	1,74	ACT
INFA2386	68081	BP	27,88	3212,30	54,50	1510,14	145013,22	0,94663	0,29	7,87	3817,99	1114,69	31072,06	1287988,17	95,27	24,00	5,18	ACT
INFA2389	68081	BP	20,67	2808,96	71,79	1483,75	274954,57	0,94195	1,84	33,96	94585,17	920,10	19015,47	636592,94	91,90	24,00	22,91	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACIÓN DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 36/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2016

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CRAMBA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% DSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA2393	68081	BP	0,00	1102,04	0,00	0,00	4857,57	0,000000	0,00	0,00	266,34	0,00	0,00	42516,88	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA2402	68081	BP	29,33	3056,93	41,72	1223,76	103353,89	0,94631	1,55	45,55	3518,56	640,19	18954,87	1141797,83	93,84	24,00	37,22	ACT
INFA2442	68081	BP	29,33	2946,97	58,67	1720,97	123223,32	0,94781	0,00	0,00	3211,43	712,49	20899,82	884079,36	92,30	24,00	0,00	ACT
INFA2451	68081	BP	0,00	1311,56	0,00	0,00	12306,61	0,000000	0,00	0,00	691,66	0,00	0,00	43493,77	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA2453	68081	BP	26,83	2690,46	70,36	2099,01	127175,85	0,94453	0,00	0,00	10069,01	582,97	17391,84	444652,86	89,18	24,00	0,00	ACT
INFA2454	68081	BP	26,04	2849,18	36,09	1048,06	131066,30	0,94679	0,46	13,22	4491,37	194,43	5646,48	343783,99	84,26	24,00	12,61	ACT
INFA2457	68081	BP	0,00	1213,72	0,00	0,00	20196,83	0,000000	0,00	0,00	636,62	0,00	0,00	2914,98	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA2464	68081	BP	26,38	2261,29	4,75	139,45	38471,16	0,94851	3,93	115,51	7078,86	510,61	14999,15	752617,63	99,07	24,00	829,33	ACT
INFA2465	68081	BP	26,38	2470,28	29,56	868,36	136699,09	0,94759	0,16	5,31	14043,52	1068,43	31395,25	1533577,10	97,24	24,00	6,11	ACT
INFA2466	68081	BP	26,79	3028,67	29,64	883,08	137106,34	0,94208	0,64	19,04	4217,19	706,14	22824,57	1045914,80	95,07	24,00	21,56	ACT
INFA2470	68081	BP	26,79	3147,69	31,47	937,67	115725,70	0,94496	0,21	6,39	2376,02	613,27	16270,26	1172706,84	95,10	24,00	6,80	ACT
INFA2476	68081	BP	29,83	2889,29	68,94	2056,73	109496,05	0,94528	0,00	0,00	3030,09	1132,89	33797,91	710294,60	94,24	24,00	0,00	ACT
INFA2491	68081	BP	20,25	2458,47	80,51	2354,84	183779,36	0,94801	1,64	48,09	6841,59	1374,30	40199,20	825363,05	94,34	24,00	20,42	ACT
INFA2493	68081	BP	29,21	2413,16	80,99	2339,27	174457,17	0,94864	1,11	32,37	5344,99	1144,46	33427,84	1721219,21	93,40	24,00	13,84	ACT
INFA2494	68081	BP	22,00	2596,63	44,88	989,53	270260,77	0,94883	0,09	2,06	5078,11	1132,33	24911,35	1540162,15	95,81	24,00	2,06	ACT
INFA2495	68081	BP	29,17	2769,98	10,88	317,34	152945,32	0,95209	0,10	2,97	11919,86	93,39	2724,01	82637,92	85,33	24,00	9,86	ACT
INFA2496	68081	BP	0,00	2467,64	0,00	0,00	46006,45	0,000000	0,00	0,00	4292,46	0,00	0,00	56698,57	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA2498	68081	BP	26,75	2658,35	68,56	1971,20	117297,48	0,94890	0,00	0,00	4574,28	171,56	4932,29	182677,47	71,40	24,00	0,00	ACT
INFA2499	68081	BP	26,42	2753,18	49,59	1429,22	79636,66	0,94968	0,21	6,05	4071,56	133,70	3933,04	41321,25	72,84	24,00	4,23	ACT
INFA3100	68081	PCP	26,42	2595,69	35,21	976,85	194896,67	0,94678	0,16	4,28	6449,52	171,79	5059,42	238321,50	83,76	24,00	4,38	ACT
INFA3101	68081	BP	26,88	2587,17	67,07	1705,03	72240,01	0,94482	5,93	177,21	3983,51	944,71	28223,23	355577,90	94,28	24,00	109,53	ACT
INFA3104	68081	BP	0,00	8,00	0,00	0,00	312,99	0,000000	0,00	0,00	14,88	0,00	0,00	287,92	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3104ST	68081	BP	29,62	2632,31	22,34	861,72	49527,72	0,94465	0,48	14,16	1100,96	45,35	1343,58	58752,54	66,77	24,00	21,40	ACT
INFA3105	68081	BP	26,86	1988,12	67,67	2819,20	72396,13	0,94293	0,56	18,46	2559,10	1269,03	38509,77	1333972,67	93,41	24,00	6,28	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. G.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 37/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Centro: COLABORACIÓN EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRABA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Corrección	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGF	Estado
INFA3106	68061	BP	29,75	2804,16	19,13	589,18	69327,96	0,94426	0,76	22,63	2727,73	114,17	3396,66	339950,03	88,41	24,00	39,78	ACT
INFA3107	68061	BP	29,79	2822,25	20,85	621,19	95417,42	0,94068	0,49	14,62	2864,18	854,13	25446,06	1690596,36	96,89	24,00	23,54	ACT
INFA3109	68061	BP	29,83	2738,91	65,51	1964,43	131425,01	0,94534	0,27	8,06	3219,67	574,17	17129,40	1667645,15	89,71	24,00	4,12	ACT
INFA3111	68061	BP	28,75	2544,37	194,54	5592,99	113080,35	0,94526	0,00	0,00	9127,54	710,43	20424,88	1998273,50	76,46	24,00	0,00	ACT
INFA3116	68061	BP	26,83	2570,87	45,67	1316,91	183143,60	0,95120	0,55	15,88	3320,39	1264,98	36473,56	1333224,86	96,01	24,00	12,13	ACT
INFA3118	68061	BP	29,71	2690,98	16,16	540,03	45119,79	0,94628	0,30	8,98	1351,56	75,92	2255,47	494610,27	75,69	24,00	16,63	ACT
INFA3119	68061	BP	29,83	2702,08	33,77	1007,60	73782,49	0,94451	0,87	26,06	2247,87	804,25	23693,58	1424492,42	85,84	24,00	25,86	ACT
INFA3120	68061	BP	29,82	2621,59	115,25	3414,29	235537,84	0,94398	0,54	16,93	9092,86	1359,44	40273,47	2028721,66	82,07	24,00	4,67	ACT
INFA3123	68061	BP	29,83	1403,26	18,80	560,78	13643,77	0,94509	4,04	120,51	788,66	329,34	9825,41	200475,89	94,57	24,00	214,80	ACT
INFA3125	68061	BP	28,46	2621,88	58,91	1676,54	258962,44	0,94601	1,09	30,07	5918,33	1054,05	29996,50	1186709,81	94,62	24,00	17,94	ACT
INFA3127	68061	BP	28,48	2485,32	51,20	1457,20	134936,17	0,94662	2,37	67,40	7693,47	860,91	18808,62	741635,28	92,79	24,00	46,25	ACT
INFA3129	68061	BP	29,12	2595,12	50,06	1457,96	81074,16	0,94808	1,37	39,91	2466,34	209,93	6114,20	253099,61	80,37	24,00	27,37	ACT
INFA3201	68061	BP	23,46	2355,25	75,11	1782,04	241515,19	0,95101	4,70	190,27	6948,82	936,91	21978,93	796790,14	82,53	24,00	62,58	ACT
INFA3208	68061	BP	29,25	2738,79	41,80	1222,77	169288,10	0,94360	0,00	0,00	20802,72	789,05	23079,72	1402622,96	94,89	24,00	0,00	ACT
INFA3210	68061	BP	29,42	2361,40	3,59	105,47	23393,79	0,94694	0,08	1,73	1176,10	771,07	22682,33	1180591,74	96,54	24,00	16,40	ACT
INFA3211	68061	BP	29,42	2303,23	37,31	1097,68	63460,85	0,94120	0,70	20,52	3466,93	580,92	17088,62	666341,51	93,54	24,00	18,69	ACT
INFA3214	68061	BP	0,00	1843,14	0,00	0,00	26390,80	0,00000	0,00	0,00	1488,30	0,00	0,00	480488,63	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3217	68061	BP	29,17	2236,48	6,83	199,07	20820,54	0,94588	0,00	0,00	1077,68	794,62	20656,14	934206,88	99,04	24,00	0,00	ACT
INFA3218	68061	BP	29,21	2364,21	39,69	1129,26	20848,68	0,94739	0,00	0,00	483,70	1376,51	40264,09	231278,91	96,92	24,00	0,00	ACT
INFA3219	68061	BP	29,04	2336,31	31,16	965,58	131982,96	0,94226	0,34	9,90	5300,25	380,72	11347,17	778981,52	89,25	24,00	10,93	ACT
INFA3220	68061	BP	29,59	2303,44	22,12	848,91	41094,95	0,94523	0,19	5,51	8056,77	439,23	12893,65	639640,39	85,01	24,00	8,49	ACT
INFA3241	68061	BP	0,00	380,34	0,00	0,00	234,54	0,00000	0,00	0,00	5,59	0,00	0,00	24584,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3243	68061	BP	0,00	1472,25	0,00	0,00	12970,79	0,00000	0,00	0,00	272,27	0,00	0,00	3871,08	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA3248	68061	BP	29,42	1913,10	73,87	2172,94	67270,07	0,94859	1,58	46,54	13371,50	1011,53	29769,81	820093,89	93,15	24,00	21,42	ACT
INFA3284	68061	BP	29,38	1842,77	38,18	1150,97	53074,02	0,94598	0,00	0,00	514,91	336,54	6983,93	884305,88	80,45	24,00	0,00	ACT
INFA3319	68061	BP	26,58	1794,23	136,89	3639,07	242951,42	0,85009	0,00	0,00	4984,09	1105,98	29400,72	698543,41	89,37	24,00	0,00	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INFATECA

Pag. 38/44

Campo: INFANTAS
Medioid: General

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION GRABSA ELC

Pozo	Municipio	Método de Producción	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Aguas (BLS)		Calidad					
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Corrección	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA3321	68081	BP	29,38	1785,71	34,57	1015,48	71639,33	0,94601	0,00	0,00	4302,02	208,75	6132,09	229716,93	85,75	24,00	0,00	ACT
INFA3337	68081	BP	29,42	1503,81	57,47	1690,49	145239,33	0,94658	0,50	14,63	4938,31	972,06	29618,43	713747,59	94,28	24,00	8,65	ACT
INFA3346	68081	BP	29,42	1900,35	152,68	4491,21	280129,01	0,94796	0,23	6,89	8135,50	1317,96	39779,02	1263212,50	89,44	24,00	1,53	ACT
INFA3353	68081	BP	21,88	2545,47	54,79	1198,08	242825,44	0,94780	0,69	12,84	55781,16	460,19	10087,30	540826,82	88,23	24,00	10,71	ACT
INFA3357	68081	BP	29,28	2472,26	71,65	2098,86	69673,24	0,94780	0,72	21,15	1308,76	761,88	22316,80	941162,05	91,32	24,00	10,10	ACT
INFA3358	68081	BP	29,25	1532,70	14,00	409,64	22648,69	0,94489	600,11	17553,14	57533,35	25,34	741,23	270916,90	64,05	24,00	42850,1	ACT
INFA3373	68081	BP	29,42	2143,16	38,00	1126,39	88121,39	0,94629	0,00	0,00	4025,42	630,79	18565,90	677735,36	93,26	24,00	0,00	ACT
INFA3376	68081	ESP	29,42	2398,59	130,70	3844,68	249033,13	0,94810	3,29	96,77	4950,23	1616,11	47540,64	2051440,76	92,47	24,00	25,17	ACT
INFA3378	68081	BP	29,38	2367,78	37,03	1087,83	161625,35	0,94506	0,00	0,00	2734,35	990,32	29059,63	1201266,75	96,10	24,00	0,00	ACT
INFA3379	68081	BP	23,21	2262,84	128,52	2382,76	154434,76	0,95230	13,37	310,21	5059,96	391,48	8653,52	167066,43	72,86	24,00	104,00	ACT
INFA3389	68081	BP	29,38	1987,35	66,83	2553,53	137646,11	0,94672	3,33	67,71	18599,03	1338,68	30323,68	1017677,07	93,88	24,00	38,26	ACT
INFA3398	68081	BP	28,33	1971,27	66,87	2464,28	277834,85	0,94586	0,57	18,22	4462,05	1215,04	34426,19	1021827,81	93,24	24,00	6,58	ACT
INFA3609	68081	ESP	28,79	1881,84	92,16	2653,61	141306,47	0,94680	0,79	22,65	2581,84	1458,90	41947,54	1450809,62	94,03	24,00	8,55	ACT
INFA3691	68081	BP	29,42	1668,00	76,08	2238,15	68732,37	0,94597	1,91	56,14	2758,55	848,86	24911,83	772040,66	91,70	24,00	25,06	ACT
INFA3701	68081	BP	25,25	1876,50	43,80	1106,08	82677,20	0,95189	0,41	10,31	2962,28	673,03	22044,51	620021,74	95,08	24,00	9,32	ACT
INFA3719	68081	BP	27,92	1828,25	57,32	1600,25	73945,47	0,94803	5,94	165,72	1904,56	1153,77	32209,96	1109540,82	96,13	24,00	109,58	ACT
INFA3792	68081	BP	29,63	1728,48	78,38	2338,23	119604,00	0,94511	1,13	33,61	3203,09	1365,21	40728,72	1295613,93	94,55	24,00	14,37	ACT
INFA3793	68081	BP	29,54	1636,56	140,30	4144,63	280274,23	0,94518	16,38	484,03	6168,72	892,78	26374,32	903224,10	86,26	24,00	116,78	ACT
INFA3798	68081	PCP	29,42	766,19	25,76	757,77	61854,25	0,94693	0,48	14,15	70066,22	463,88	13645,73	1648781,05	94,69	24,00	18,67	ACT
INFA41J2	68081	BP	0,00	1506,21	0,00	0,00	40480,21	0,00000	0,00	0,00	68673,09	0,00	0,00	852,91	0,00	0,00	0,00	INACT
Formación: MUGROSA (CB)						3487,83	22279108,88			12,71	30453732,40		60431,17	13484412,64	94,50	24,00	3,63	
INFA0013	68081	BP	0,00	1431,00	0,00	0,00	187950,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43274,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0024	68081	BP	0,00	5847,00	0,00	0,00	71116,00	0,00000	0,00	0,00	11142,00	0,00	0,00	8359,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0047	68081	BP	0,00	316,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51275,00	6,00	0,00	0,00	ABA
INFA0048	68081	BP	0,00	261,00	0,00	0,00	2887,80	0,00000	0,00	0,00	15960,00	0,00	0,00	6861,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0056	68081	BP	0,00	6,00	0,00	0,00	63,00	0,00000	0,00	0,00	515,00	0,00	0,00	883,00	0,00	0,00	0,00	ABA

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INFTECA

Pag. 39/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAOSA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días			Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Aguas (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	Factor Correc.	Día	Mes	Acum.	Día	Mes	Acum.	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0050	68081	BP	0,00	231,00	0,00	0,00	7437,00	0,00000	0,00	0,00	4860,00	0,00	0,00	23589,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0062	68081	INE	0,00	21093,34	0,00	0,00	433347,03	0,00000	0,00	0,00	861881,06	0,00	0,00	28974,05	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0065	68081	BP	0,00	13927,00	0,00	0,00	275067,50	0,00000	0,00	0,00	943579,67	0,00	0,00	24034,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0069	68081	BP	0,00	15897,41	0,00	0,00	538489,52	0,00000	0,00	0,00	2163145,14	0,00	0,00	98043,59	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0080	68081	INE	0,00	19168,00	0,00	0,00	545831,00	0,00000	0,00	0,00	927225,00	0,00	0,00	5350,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0111	68081	BP	0,00	13085,00	0,00	0,00	304879,00	0,00000	0,00	0,00	608544,00	0,00	0,00	300296,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0113	68081	BP	0,00	8951,00	0,00	0,00	90254,00	0,00000	0,00	0,00	46347,00	0,00	0,00	10484,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0153	68081	INE	0,00	21979,46	0,00	0,00	552047,46	0,00000	0,00	0,00	432059,15	0,00	0,00	130278,88	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0161	68081	BP	0,00	16498,58	0,00	0,00	263924,26	0,00000	0,00	0,00	377323,66	0,00	0,00	23328,95	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0164	68081	BP	0,00	16774,27	0,00	0,00	338947,24	0,00000	0,00	0,00	348754,24	0,00	0,00	419224,01	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0173	68081	BP	0,00	15038,25	0,00	0,00	143831,41	0,00000	0,00	0,00	245039,08	0,00	0,00	89035,29	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0190	68081	PCP	28,42	19736,95	36,16	1063,84	344075,30	0,94742	0,22	6,50	278468,88	535,52	15753,07	1777269,35	59,63	24,00	6,11	ACT
INFA0201	68081	BP	0,00	15192,00	0,00	0,00	222874,00	0,00000	0,00	0,00	210224,00	0,00	0,00	766216,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0204	68081	BP	0,00	8888,00	0,00	0,00	45917,00	0,00000	0,00	0,00	207890,00	0,00	0,00	6695,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0230	68081	BP	0,00	3335,00	0,00	0,00	47549,00	0,00000	0,00	0,00	37604,00	0,00	0,00	102504,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0247	68081		0,00	17558,98	0,00	0,00	161728,44	0,00000	0,00	0,00	117558,61	0,00	0,00	78204,61	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0259	68081	BP	0,00	17816,58	0,00	0,00	505603,99	0,00000	0,00	0,00	631633,50	0,00	0,00	1457900,06	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0261	68081	BP	0,00	18277,00	0,00	0,00	204573,26	0,00000	0,00	0,00	580448,53	0,00	0,00	87888,92	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0296	68081	BP	29,33	3440,82	4,92	144,25	151913,34	0,94615	0,00	0,00	4306,16	43,30	1270,18	608514,71	89,58	24,00	0,00	ACT
INFA0313	68081	BP	0,00	18897,65	0,00	0,00	364187,17	0,00000	0,00	0,00	3168931,91	0,00	0,00	18216,17	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0315	68081	BP	0,00	14153,00	0,00	0,00	429276,00	0,00000	0,00	0,00	482281,00	0,00	0,00	173177,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0329	68081	INE	0,00	20177,00	0,00	0,00	485989,93	0,00000	0,00	0,00	355896,00	0,00	0,00	30152,52	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0330	68081	BP	0,00	17793,14	0,00	0,00	223935,95	0,00000	0,00	0,00	166911,53	0,00	0,00	679205,38	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0360	68081	BP	26,71	27964,23	68,96	1979,52	1272430,02	0,95045	0,00	0,00	465520,16	1297,52	37249,77	1068840,42	94,80	24,00	0,00	ACT

Forma No. 9	
ORIGINAL- CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TEGA

Pag. 40/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE OLEODUCTOS ICT, ESTACION CIRABSA ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad				
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado
INFA0362	68081	BP	0,00	21025,30	0,00	0,00	281223,40	0,00000	0,00	0,00	1542045,13	0,00	0,00	6716,26	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0363	68081	PCP	0,00	24285,24	0,00	0,00	307643,21	0,00000	0,00	0,00	206170,56	0,00	0,00	26423,27	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0363	68081	BP	0,00	340,00	0,00	0,00	15874,00	0,00000	0,00	0,00	24461,00	0,00	0,00	2991,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0412	68081		0,00	8747,57	0,00	0,00	153161,72	0,00000	0,00	0,00	80300,53	0,00	0,00	84883,92	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0423	68081	BP	0,00	13549,00	0,00	0,00	252590,00	0,00000	0,00	0,00	198276,00	0,00	0,00	5603,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0424	68081	BP	0,00	24497,39	0,00	0,00	602786,62	0,00000	0,00	0,00	787647,74	0,00	0,00	33578,60	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0434	68081	BP	0,00	1279,00	0,00	0,00	186494,00	0,00000	0,00	0,00	56767,00	0,00	0,00	292151,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0461	68081	BP	0,00	18574,00	0,00	0,00	287258,00	0,00000	0,00	0,00	683024,00	0,00	0,00	10286,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0490	68081	BP	0,00	25029,50	0,00	0,00	620061,67	0,00000	0,00	0,00	1720105,01	0,00	0,00	58912,20	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0490	68081	BP	0,00	520,00	0,00	0,00	6207,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0492	68081	BP	0,00	15387,00	0,00	0,00	192239,00	0,00000	0,00	0,00	387239,00	0,00	0,00	35285,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0495	68081	BP	0,00	13278,00	0,00	0,00	124734,00	0,00000	0,00	0,00	151792,00	0,00	0,00	43692,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0509	68081	BP	0,00	17393,00	0,00	0,00	157993,00	0,00000	0,00	0,00	667210,00	0,00	0,00	7485,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0510	68081	BP	0,00	21297,59	0,00	0,00	254821,58	0,00000	0,00	0,00	75239,26	0,00	0,00	32752,18	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0512	68081	BP	0,00	4002,00	0,00	0,00	95142,00	0,00000	0,00	0,00	64905,00	0,00	0,00	12019,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0525	68081	BP	0,00	268,00	0,00	0,00	1506,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1487,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0527	68081	BP	0,00	14212,26	0,00	0,00	78392,81	0,00000	0,00	0,00	98237,51	0,00	0,00	1979,75	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0528	68081	BP	0,00	2482,00	0,00	0,00	27626,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11317,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0532	68081	BP	0,00	20912,01	0,00	0,00	535720,95	0,00000	0,00	0,00	548789,54	0,00	0,00	449970,44	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0535	68081	BP	0,00	4429,00	0,00	0,00	101972,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0641	68081	BP	0,00	6226,00	0,00	0,00	369508,00	0,00000	0,00	0,00	272578,00	0,00	0,00	8323,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0660	68081	BP	0,00	20754,91	0,00	0,00	336958,13	0,00000	0,00	0,00	405543,88	0,00	0,00	32541,11	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0661	68081	BP	0,00	9687,00	0,00	0,00	142571,00	0,00000	0,00	0,00	90424,00	0,00	0,00	5987,00	0,00	0,00	0,00	INACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA Nº TECA

Pag. 41/44

Campo: INFANTAS
Modalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterías: ESTACION DE CONDUCTOS LCT, ESTACION CRAASA ELC

Pozo	Municipi o	Meto do de Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc. e.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad o
INFA0554	68081	BP	0,00	4290,00	0,00	0,00	107485,00	0,00000	0,00	0,00	186213,00	0,00	0,00	11970,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0558	68081	BP	0,00	3209,00	0,00	0,00	86461,00	0,00000	0,00	0,00	15281,00	0,00	0,00	1229,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0563	68081	BP	0,00	25674,91	0,00	0,00	745027,26	0,00000	0,00	0,00	493174,33	0,00	0,00	17050,82	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0564	68081	INE	0,00	17305,62	0,00	0,00	340565,22	0,00000	0,00	0,00	236408,40	0,00	0,00	272542,88	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0570	68081	BP	0,00	218,00	0,00	0,00	364,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15996,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0574	68081	BP	6,00	21327,00	0,00	0,00	441683,74	0,00000	0,00	0,00	258193,07	0,00	0,00	93370,24	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0577	68081	BP	0,00	17499,00	0,00	0,00	257586,00	0,00000	0,00	0,00	306899,00	0,00	0,00	17603,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0582	68081	BP	0,00	236,00	0,00	0,00	341,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	695,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0585	68081	BP	0,00	17746,00	0,00	0,00	111572,00	0,00000	0,00	0,00	180230,00	0,00	0,00	10486,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0589	68081	BP	0,00	9651,00	0,00	0,00	190463,00	0,00000	0,00	0,00	178617,00	0,00	0,00	147205,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0590	68081	BP	0,00	3505,00	0,00	0,00	45743,00	0,00000	0,00	0,00	10165,00	0,00	0,00	15179,00	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0595	68081	PCP	29,29	23800,21	10,09	310,22	759075,06	0,94802	0,21	6,21	417435,73	210,24	6158,15	2206238,41	95,19	24,00	20,02	ACT
INFA0599	68081	BP	0,00	21836,59	0,00	0,00	486053,99	0,00000	0,00	0,00	390780,00	0,00	0,00	37740,80	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0601	68081	BP	0,00	22993,04	0,00	0,00	584354,96	0,00000	0,00	0,00	407853,29	0,00	0,00	14089,18	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0602	68081	BP	0,00	25215,10	0,00	0,00	367327,86	0,00000	0,00	0,00	448128,05	0,00	0,00	31488,58	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0603	68081	BP	0,00	7667,00	0,00	0,00	197399,00	0,00000	0,00	0,00	209022,00	0,00	0,00	5032,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0611	68081	BP	0,00	1814,00	0,00	0,00	52501,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58032,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0613	68081	BP	0,00	218,00	0,00	0,00	5283,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1888,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0614	68081	BP	0,00	479,00	0,00	0,00	7201,00	0,00000	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00	107,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0617	68081	BP	0,00	24342,96	0,00	0,00	618188,88	0,00000	0,00	0,00	716339,10	0,00	0,00	40143,13	0,00	0,00	0,00	INACT
INFA0622	68081	BP	0,00	3462,00	0,00	0,00	124065,00	0,00000	0,00	0,00	11898,00	0,00	0,00	1725,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0626	68081	BP	0,00	16441,00	0,00	0,00	182548,00	0,00000	0,00	0,00	105631,00	0,00	0,00	21905,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0630	68081	BP	0,00	16283,00	0,00	0,00	254303,00	0,00000	0,00	0,00	201361,00	0,00	0,00	153304,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0631	68081	BP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. D.D.P. CRA INF TECA

Pag. 42/44

Campo: INFANTAS
Modidad: Corveoil

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2013

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRAOBA ELC

Pozo	Municipio	Meto do Prod.	Dias			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad				
			Mes	Acum	De	Mes	Acum	Factor Correc. C.	Dia	Mes	Acum	Dia	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RCP	Estad o
INFA0633	68081	BP	0,00	71,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9805,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0637	68081	BP	0,00	3876,00	0,00	0,00	84627,00	0,00000	0,00	0,00	20737,00	0,00	0,00	664,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0654	68081	BP	0,00	4137,00	0,00	0,00	92097,00	0,00000	0,00	0,00	33454,00	0,00	0,00	1936,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1239	68081	BP	0,00	9449,00	0,00	0,00	227236,00	0,00000	0,00	0,00	257616,00	0,00	0,00	29290,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1630	68081	BP	0,00	14359,42	0,00	0,00	543671,99	0,00000	0,00	0,00	777178,28	0,00	0,00	71525,19	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1636	68081	BP	0,00	8314,00	0,00	0,00	167376,00	0,00000	0,00	0,00	321510,00	0,00	0,00	68574,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1637	68081	BP	0,00	15160,43	0,00	0,00	243229,88	0,00000	0,00	0,00	331472,47	0,00	0,00	120102,13	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1638	68081	BP	0,00	16256,17	0,00	0,00	286043,54	0,00000	0,00	0,00	444242,03	0,00	0,00	83493,31	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1640	68081	BP	0,00	14549,08	0,00	0,00	365479,52	0,00000	0,00	0,00	397486,01	0,00	0,00	41061,75	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1642	68081	BP	0,00	847,82	0,00	0,00	6613,97	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25913,75	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1645	68081	BP	0,00	18552,70	0,00	0,00	208632,11	0,00000	0,00	0,00	252274,03	0,00	0,00	18043,16	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA1646	68081	BP	0,00	13298,13	0,00	0,00	73531,31	0,00000	0,00	0,00	145916,11	0,00	0,00	2404,31	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1647	68081	BP	0,00	14359,96	0,00	0,00	318331,26	0,00000	0,00	0,00	305230,66	0,00	0,00	450127,34	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1648	68081	BP	0,00	11076,00	0,00	0,00	147867,00	0,00000	0,00	0,00	266038,00	0,00	0,00	14578,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA1651	68081	BP	0,00	18285,85	0,00	0,00	196302,28	0,00000	0,00	0,00	304657,53	0,00	0,00	93932,16	0,00	0,00	0,00	INAC T
Area: NA						4043,39	356977,68			267,28	16625353,83			58418,96	3857162,36	93,50	24,00	66,10
Formación: LA PAZ (C)						0,00	1445631,94			0,00	2422264,51			0,00	538915,09	0,00	0,00	0,00
INFA0034	68081		0,00	2415,00	0,00	0,00	151714,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0140	68081		0,00	21506,09	0,00	0,00	702935,13	0,00000	0,00	0,00	1772164,15	0,00	0,00	11224,62	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0317	68081		0,00	5325,36	0,00	0,00	503922,88	0,00000	0,00	0,00	123654,08	0,00	0,00	525370,87	0,00	0,00	0,00	ABA
INFA0333	68081		0,00	4076,25	0,00	0,00	80960,13	0,00000	0,00	0,00	526445,49	0,00	0,00	2319,60	0,00	0,00	0,00	ABA
Formación: MUGROSA (B)						0,34	1430356,23			0,00	12552370,07			0,00	400483,96	0,00	24,00	0,00
CIRAO336	68081		0,00	18958,00	0,00	0,00	245964,00	0,00000	0,00	0,00	476070,00	0,00	0,00	5515,00	0,00	0,00	0,00	INAC T

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACION	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Campo: INFANTAS
Mozalidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2016

Baterias: ESTACION DE DLEDDUCTOS LCT, ESTACION CIRA(RA) ELC.

Pozo	Munici- pio	Meto- do Prod.	Días			Petroleo (BLS)			Gas (KPC)			Aguas (BLS)			Calidad			
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Correc- c.	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estad- o
CIRA1268	68081		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INAC T
CIRA1356	68081		0,00	4965,81	0,00	0,00	65122,47	0,00000	0,00	0,00	197306,62	0,00	0,00	3444,07	0,00	0,00	0,00	INAC T
CIRA1433	68081		0,00	21112,85	0,00	0,00	544965,76	0,00000	0,00	0,00	4101152,57	0,00	0,00	308307,72	0,00	0,00	0,00	ABA
CIRA1461	68081		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
CIRA1506	68081	BP	0,38	7880,18	0,91	0,34	51521,05	0,69474	0,00	0,00	6716,41	0,00	0,00	16089,11	0,00	24,00	0,00	ACT
CIRA1573	68081		0,00	6451,74	0,00	0,00	24360,21	0,00000	0,00	0,00	534239,68	0,00	0,00	16173,95	0,00	0,00	0,00	INAC T
CIRA1576	68081		0,00	2654,46	0,00	0,00	13973,33	0,00000	0,00	0,00	7074,88	0,00	0,00	169,27	0,00	0,00	0,00	INAC T
CIRA1586	68081		0,00	18396,97	0,00	0,00	222436,95	0,00000	0,00	0,00	3269654,13	0,00	0,00	34622,09	0,00	0,00	0,00	INAC T
CIRA1592	68081		0,00	16664,67	0,00	0,00	125890,11	0,00000	0,00	0,00	3578273,97	0,00	0,00	3453,85	0,00	0,00	0,00	ABA
CIRA1659	68081		0,00	5196,37	0,00	0,00	25833,06	0,00000	0,00	0,00	2661,27	0,00	0,00	7453,37	0,00	0,00	0,00	INAC T
CIRA1610	68081		0,00	4170,38	0,00	0,00	22564,26	0,00000	0,00	0,00	345211,83	0,00	0,00	10061,12	0,00	0,00	0,00	INAC T
INFA0333	68081		0,00	19142,37	0,00	0,00	68394,02	0,00000	0,00	0,00	41506,72	0,00	0,00	2370,42	0,00	0,00	0,00	ABA

6

Forma No. 9	
ORIGINAL: CONSERVACIÓN	
COPIAS: OFICINA de ZONA	
COPIAS OPERADOR	

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION DE HIDROCARBUROS
CONSERVACION DE RESERVAS
INFORME MENSUAL DE PRODUCCION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS
SCOPETROL S.A.
VICIPRESIDENCIA CENTRAL - GER. O.D.P. CIRA INF TECA

Pag. 44/44

Campo: INFANTAS
Medialidad: Comercial

Contrato: COLABORACION EMPRESARIAL
Mes: 4 - 2018

Baterias: ESTACION DE OLEODUCTOS LCT, ESTACION CIRA005A ELC

Pozo	Municipio	Método Prod.	Días		Petróleo (BLS)			Gas (KPC)			Agua (BLS)		Calidad						
			Mes	Acum	Día	Mes	Acum	Factor Corrección	Día	Mes	Acum	Día	Mes	Acum	% BSW	API a 60°F	RGP	Estado	
Formación: MUGROSA (C)					4043,05	375553,51													
CIRA0336	68081		0,00	1069,00	0,00	0,00	118946,00	0,00000	0,00	0,00	211204,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
CIRA1563	68081		0,00	364,96	0,00	0,00	1201,88	0,00000	0,00	0,00	104,23	0,06	0,00	798,41	0,00	0,00	0,00	0,00	INACT
CIRA2479	68061	PCP	29,42	1870,25	30,46	896,06	77632,23	0,94622	6,60	194,22	3346,84	497,04	14621,21	851970,68	94,20	24,00	216,74	ACT	
INFAS224	68081	ESP	28,38	1892,04	107,13	3146,97	179773,39	0,94565	2,40	73,06	4786,18	1480,99	43797,75	2015239,23	93,08	24,00	23,22	ACT	
Formación: MUGROSA (CB)					0,00	316730,00													
INFA0317	68081		0,00	13065,00	0,00	0,00	316730,00	0,00000	0,00	0,00	331268,00	0,00	0,00	89755,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ABA
Total						382805,00	262449569,12			35632,57	202237968,49		4424003,44	243460137,53	92,000	24	93,093		


Wilson Vasquez Antolinez - (Tp No. 00855
CPIP)
Representante del Operador


Representante Agencia Nacional de Hidrocarburos - (Tp No.
CPIP)
cel. 04315 9710