

**DISEÑO DEL MÓDULO DE COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES DEL MANUAL
GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS DE ECOPETROL S.A.**

**OSCAR JOSÉ JIMÉNEZ ORTIZ
ANGELA XIMENA RINCÓN ARIAS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

**DISEÑO DEL MÓDULO DE COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES DEL MANUAL
GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS DE ECOPETROL S.A.**

OSCAR JOSÉ JIMÉNEZ ORTIZ

ANGELA XIMENA RINCÓN ARIAS

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

Director

**DIEGO FERNANDO MONROY TUTA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones)

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Abril 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Investigaciones

Dr. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirnos llegar a este punto de nuestra vida, y brindarnos el conocimiento y fuerza para cumplir con esta meta.

A nuestras familias, apoyo incondicional durante toda la carrera y el proceso que involucra ser un profesional, sin ellos no habiéramos podido llegar a este punto.

Agradecemos al convenio FUA (Fundación Universidad de América) –ECP (Ecopetrol S.A.) –ICP (Instituto Colombiano de Petróleo), por permitir el desarrollo de este proyecto y en general la Fundación de Universidad de América por brindarnos su conocimiento a lo largo de estos 5 años de carrera profesional.

Por último dar gracias a todas las personas que de forma directa e indirecta contribuyeron para la realización de este documento, tanto a los Ingenieros Carlos Acevedo y Olga Parada de Ecopetrol S.A como los de la universidad, nuestro director Diego Fernando Monroy y Ex-Director Williams Duarte por el soporte técnico y desarrollo de ideas durante todo el proyecto.

Agradecerle a Dios, guía en toda mi vida, a mi familia, en especial a mamá y papá quienes con su esfuerzo, soporte han hecho de mi lo que soy ahora y me han apoyado en todo aspecto durante este tiempo de mi carrera profesional.

Oscar José Jiménez Ortiz.

Agradecerle a Dios por iluminar mi camino en todo momento, a mi familia y amigos, especialmente a mis padres por su apoyo incondicional.

Angela Ximena Rincón Arias

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE INTERÉS EN EL PROYECTO	25
1.1 CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO (CAG-PUT)	25
1.1.1 Ubicación	25
1.1.2 Columna estratigráfica	25
1.1.3 Geología del petróleo	27
1.1.3.1 Roca Generadora	27
1.1.3.2 Migración	27
1.1.3.3 Roca Reservorio	27
1.1.3.4 Roca Sello	27
1.1.3.5 Trampa	28
1.2 CUENCA CATATUMBO (CAT)	28
1.2.1 Ubicación	28
1.2.2 Columna estratigráfica	28
1.2.3 Geología del petróleo	29
1.2.3.1 Roca Generadora	29
1.2.3.2 Migración	29
1.2.3.3 Roca Reservorio	29
1.2.3.4 Roca Sello	29
1.2.3.5 Trampa	29
1.3 CUENCA LLANOS ORIENTALES (LLA)	30
1.3.1 Ubicación	30
1.3.2 Columna estratigráfica	30
1.3.3 Geología del petróleo	31
1.3.3.1 Roca Generadora	31
1.3.3.2 Migración	31
1.3.3.3 Roca Reservorio	31
1.3.3.4 Roca Sello	31
1.3.3.5 Trampa	31
1.4 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)	32
1.4.1 Ubicación	32
1.4.2 Columna estratigráfica	32
1.4.3 Geología del petróleo	33
1.4.3.1 Roca Generadora	33
1.4.3.2 Migración	33

1.4.3.3 Roca Reservorio	33
1.4.3.4 Roca Sello	33
1.4.3.5 Trampa	33
1.5 CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM)	34
1.5.1 Ubicación	34
1.5.2 Columna estratigráfica	34
1.5.3 Geología del petróleo	35
1.5.3.1 Roca Generadora	35
1.5.3.2 Migración	35
1.5.3.3 Roca Reservorio	35
1.5.3.4 Roca Sello	35
1.5.3.5 Trampa	35
2. MARCO TEÓRICO	36
2.1 COMPLETAMIENTO DE POZO	36
2.1.1 Tipos de completamiento actuales en la industria	37
2.1.1.1 Completamiento sencillo	39
2.1.1.2 Completamiento múltiple	40
2.2 HERRAMIENTAS PARA EL DESARROLLO SISTEMATIZADO DEL MÓDULO DE COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE.	50
2.2.1 Matriz de Selección	50
2.2.2 Aplicación Web	50
2.2.3 Modelo de Relación de Objetos	50
2.2.4 Base de Datos	50
2.2.5 Google Maps APIs	51
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	52
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	53
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA	53
3.2.1 Fases 1 y 2	54
3.2.1.1 Población	54
3.2.1.2 Muestra	54
3.2.1.3 Parámetros de Selección de Muestra	54
3.2.1.4 Tipo de muestra y Forma de Muestreo	54
3.2.2 Fase 3	54
3.2.2.1 Población	54
3.3 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	54
3.3.1 Instrumentos de recolección de Datos	54
3.3.1.1 Fase 1	54
3.3.1.2 Fase 2	55
3.3.1.3 Fase 3	56
3.3.2 Técnicas de Recolección de Datos	56
3.3.2.1 Fase 1	56
3.3.2.2 Fase 2	57

3.3.2.3 Fase 3	61
3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS	65
3.4.1 Fase 1	65
3.4.2 Fase 2	66
3.4.3 Fase 3	69
3.4.3.1 Completamiento Con sartas paralelas	70
3.4.3.2 Completamiento Con Sarta Dual de Gas Lift	70
3.4.3.3 Completamiento Dual Concéntrico con Bombeo Electrosumergible	70
3.4.3.4 Completamiento Selectivo	71
3.4.3.5 Completamientos Inteligentes	72
3.4.3.6 Preguntas para Diagrama de Flujo	74
3.4.3.7 Brazo Principal No. 1	77
3.4.7.8 Brazo Principal No. 2	78
4. RESULTADOS DEL PROYECTO	84
4.1 GENERALIDADES DE LOS COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES INSTALADOS EN ECOPETROL S.A.	84
4.1.1 Completamientos múltiples instalados en los pozos de Ecopetrol S.A.	87
4.1.1.1 Completamiento de gas lift sartas paralelas, una corta y una larga	88
4.1.1.2 BHA de sarta selectiva mecánica	89
4.1.1.3 Completamiento de inyección selectiva	90
4.1.1.4 Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift	91
4.1.1.5 Sarta selectiva anclada con sarta de producción de bombeo mecánico	92
4.1.1.6 Pozo en flujo natural con sarta selectiva en fondo	93
4.1.2 Estadística de los completamientos múltiples instalados en los pozos de Ecopetrol S.A. durante 2005 a 2015	94
4.1.2.1 Completamientos Múltiples en la Cuenca Catatumbo	95
4.1.2.2 Completamientos Múltiples en la Cuenca Llanos Orientales	96
4.1.2.3 Completamientos Múltiples en la Cuenca Caguán-Putumayo	97
4.1.2.4 Completamientos Múltiples en la Cuenca Valle Superior del Magdalena	98
4.1.2.5 Completamientos Múltiples en la Cuenca Valle Medio del Magdalena	99
4.2 UBICACIÓN DE LOS COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES INSTALADOS EN LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A.	100
4.2.1 Mapa de Colombia con ubicación de completamientos múltiples instalados	100
4.2.1.1 Convenciones	100
4.2.1.2 Mapa de Completamientos Múltiples en ECOPETROL S.A.	100
4.2.1.3 Navegación	101
4.2.1.4 Manipulación de Datos	103
4.3 MATRIZ DE SELECCIÓN DE LOS COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES	107
4.3.1 Caso Ejemplo de Validación de la Matriz Web	111
4.3.2 Caso Real de Validación de la Matriz Web	114
5. CONCLUSIONES	119

6. RECOMENDACIONES	121
BIBLIOGRAFÍA	122
ANEXOS	125

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Clasificación de las Cuencas Sedimentarias de Colombia	26
Figura 2. Ubicación y límites Cuenca Caguán-Putumayo	27
Figura 3. Ubicación y límites Cuenca Catatumbo	28
Figura 4. Ubicación y límites Cuenca Llanos Orientales	30
Figura 5. Ubicación y límites Cuenca Valle Medio del Magdalena	32
Figura 6. Ubicación y límites Cuenca Valle Superior del Magdalena	34
Figura 7. Clasificación de los completamientos según cantidad de zonas a completar	38
Figura 8. Completamiento Sencillo	39
Figura 9. Completamiento Inteligente	42
Figura 10. Completamiento selectivo	43
Figura 11. Producción simultánea independiente sencilla	45
Figura 12. BHA Completamiento Dual	46
Figura 13. Producción simultánea independiente Multilateral	48
Figura 14. Producción simultánea independiente Dual Concéntrico BES	49
Figura 15. Diagrama de Fases del Proyecto	52
Figura 16. Imagen de Query con parámetros de Búsqueda	57
Figura 17. Captura de Pantalla GeoVisor MIGEP	58
Figura 18. Captura de Pantalla Función de Búsqueda MIGEP	59
Figura 19. Captura de Pantalla resultados de la consulta	60
Figura 20. Captura de pantalla de fragmento de Base de Datos en Excel con información obtenida	60
Figura 21. Captura de Pantalla de Documento de Investigación Soporte	62
Figura 22. Captura de Pantalla de Documento de Investigación Soporte	63
Figura 23. Metodología fase 1	65
Figura 24. Filtro por contenido de palabras claves	66
Figura 25. Captura de Pantalla de Herramienta de Office Excel de la base de datos (a) Parte 1: Filas 1 a 10 Vs Columnas A a G. (b) Parte 2: Filas 1 a 10 Vs Columnas H a N	67
Figura 26. Captura de pantalla de GeoVisor ANH v2.0	68
Figura 27. Captura de pantalla para la carga de datos en Página Web	69
Figura 28. Simbología ANSI para diagramas de flujo	81
Figura 29. Diagrama de flujo para la selección de un completamiento múltiple (Brazo principal 1)	82
Figura 30. Diagrama de flujo para la selección de un completamiento múltiple (Brazo principal 2)	83
Figura 31. Estado mecánico de un pozo con completamiento de gas lift sartas paralelas una corta y una larga	88
Figura 32. Estado mecánico de un pozo con completamiento de BHA de sarta selectiva	89

Figura 33. Estado mecánico de un pozo con Completamiento de inyección selectivo	90
Figura 34. Estado mecánico de un pozo con Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift	91
Figura 35. Estado mecánico de un pozo con BHA de sarta selectiva mecánica para Bombeo Mecánico	92
Figura 36. Estado mecánico de un pozo con BHA de sarta selectiva para flujo natural	93
Figura 37. Convenciones del mapa de Completamientos Múltiples	100
Figura 38. Mapa General de los Pozos con Completamientos Múltiple en sus cuencas productoras	101
Figura 39. Enfoque de una zona en el mapa de completamiento múltiples	102
Figura 40. Información de pozo en el mapa con un solo evento	102
Figura 41. Información de pozo en el mapa con varios eventos	103
Figura 42. Pantalla de ingreso a página de manual general de completamiento	104
Figura 43. Pantalla de inicio de página de manual general de completamiento	104
Figura 44. Pantalla de mapa de ocurrencias de completamiento múltiple	105
Figura 45. Pantalla de para eliminación de datos	106
Figura 46. Pantalla para cargar datos	106
Figura 47. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte inicial)	107
Figura 48. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte intermedia)	108
Figura 49. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte I)	109
Figura 50. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte II)	109
Figura 51. Pantalla video manual del usuario completamientos múltiples	110
Figura 52. Diagrama de Flujo para la selección de un Completamiento Múltiple para Caso Ejemplo (Brazo Principal 1)	112
Figura 53. Diagrama de Flujo para la selección de un Completamiento Múltiple para Caso Ejemplo (Brazo Principal 2)	113
Figura 54. Pantalla matriz de selección para Caso Ejemplo	114
Figura 55. Selección de respuestas para caso Real Pozo A	117
Figura 56. Recomendaciones para caso Real Pozo A	117

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Completamientos múltiples instalados en los pozos de las cuencas productoras de ECOPETROL S.A. durante 2005 a 2015	85
Gráfica 2. Completamientos múltiples instalados en los pozos de las cuencas productoras de ECOPETROL S.A. durante 2005 a 2015	87
Gráfica 3. Estadística de los Completamientos múltiples instalados en los campos de ECOPETROL S.A. durante 2005 a 2015	94
Gráfica 4. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Catatumbo durante 2005 a 2015	95
Gráfica 5. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Llanos Orientales durante 2005 a 2015	96
Gráfica 6. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Caguán-Putumayo durante 2005 a 2015	97
Gráfica 7. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Valle Superior del Magdalena durante 2005 a 2015	98
Gráfica 8. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Valle Medio del Magdalena durante 2005 a 2015	99

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Periodos de tiempo filtrados en cada query (consulta)	57
Tabla 2. Fuentes Bibliográficas para la formulación de la matriz	64
Tabla 3. Rangos de Aplicación por Diámetro de Casing	72
Tabla 4. Relación Variables con cada tipo de Completamiento Múltiple	73
Tabla 5. Completamientos múltiples instalados en las diferentes Cuencas Productoras de ECOPETROL S.A durante 2005 a 2015	86
Tabla 6. Datos de pozo A	115

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Columnar estratigráficas para cuencas sedimentarias de interés en el proyecto	126
Anexo B. Tablas de eventos de pozos con completamiento múltiple durante 2005 a 2015	131
Anexo C. Estado mecánico de producción de caso real pozo A	159

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
'	Pies
"	Pulgadas
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AICD	Adjustable Inflow Control Device (Dispositivo de Control de Flujo Ajustable).
ANSI	American National Standards Institute.
API	American Petroleum Institute.
ASME	American Society of Mechanical Engineers
BHA	Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo)
DD	Draw Down.
D	Darcy
EBES	Equipo de Bombeo Electrosumergible
BM	Bombeo Mecánico
BS&W	Basic Sediments and Water (Contenido de Agua y Sedimentos)
FT	Feet (Pies)
GOR	Gas-Oil Ratio (Relación Gas-Petróleo)
ICD	Inflow Control Device (Dispositivo de Control de Influjo).
ID	Inner Diameter (Diámetro Interno)
IN	Inches (Pulgadas)
IP	Index Productivity (Índice de Productividad).
mD	Mili Darcy
OCM	Original Completion (Completamiento Original)
OCM MULT	Completamiento Múltiple.
PICD	Passive Inflow Control Device (Dispositivo de Control de Influjo Pasivo)
SSD	Sliding Sleeve Door (Camisa de Deslizamiento)
SSV	Sliding Sleeve Valve (Camisa de deslizamiento con Válvula).
WRK	Work Over (Reacondicionamiento de Pozo).
WSV	Well Service (Servicio de Pozo).

GLOSARIO

COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE (OCM MULT): configuración de sartas que hacen posible la producción o inyección de dos o más zonas.

DATA ANALYZER®: herramienta para realizar consultas integradas de información registrada en OpenWells®.

DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO (DCF/ICD): controlador de flujo pasivo, cuenta con boquillas que dan preferencia de flujo al petróleo, su diseño se basa en las características de los fluidos y diferencial de presión a la que serán producidos los fluidos estos dispositivos también pueden ser llamados PICD si no se tiene control remoto de ellos en superficie o AICD si requiere de control en superficie.

DRAW DOWN: caída de presión que ocurre a través del completamiento, se define como un diferencial de presión entre la presión de fondo fluyendo y la presión estática del yacimiento.

EMPAQUE RECUPERABLE: empaque de completamiento que puede ser removido del pozo por medio de un ensamblaje especial con una herramienta de conexión (pescante) que no comprenda la destrucción del empaque.

EMPAQUES DE COMPLETAMIENTO: dispositivo utilizado en operaciones de completamiento, WRK o WSV, con el fin de aislar una zona en dos o más de acuerdo al diseño y objetivo de Producción/Inyección de pozo.

ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA): conjunto de tubería(s) y herramientas diseñadas con el objetivo de perforar y/o completar un pozo.

EVENTO DE COMPLETAMIENTO ORIGINAL (OCM): primera intervención después de la perforación original para completar el pozo para ponerlo en Producción/Inyección.¹

EVENTO DE OPENWELLS®: registro de Actividad realizada sobre un pozo, distribuida en tres eventos de perforación y cinco de producción², ejemplo: WSV o WRK

FLUJO MEZCLADO- COMMINGLED FLOW: producción de fluido de dos o más zonas prospectivas a través de un solo conducto o sarta de tubería.

¹ ECOPETROL S.A. Cartilla “Gestión de la Información de Operaciones de Perforación en Open Wells-ECP”. Febrero de 2015

² Ibíd. p. 17

MANDRIL DE INYECCIÓN: herramienta de completamiento de pozos que aloja la válvula que permite la inyección selectiva de fluidos y forma parte del completamiento de inyección.

ON/OFF TOOL: herramienta de completamiento que permite el acople y desacople de la tubería en fondo para posicionar Ensamblajes de Producción Selectivos o Aislantes.

OPENWELLS®: software que permite la administración y registro de las actividades de perforación y terminación de pozos además de simplificar y racionalizar la recopilación de datos de informes y análisis.

PERMEABILIDAD: “capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella”³ también es un indicador del grado de conectividad del espacio poral de la roca.

PROFILE®: herramienta para la representación gráfica de un completamiento y un estado mecánico con base a la información de OpenWells®.

QUERY: búsqueda o pedido de datos almacenados en una base de datos de OpenWells®.

REACONDICIONAMIENTO (WRK): reparación o estimulación de un pozo con el propósito de restaurar, prolongar o mejorar producción/inyección. Puede implicar modificación al completamiento previo del pozo.⁴

RIGLESS: técnicas de intervención de pozo que no requieren de un equipo de perforación o WorkOver, las más comunes son Coiled Tubing, Slickline y Snubbing.

SARTA DE TUBERÍA: componente de un completamiento que transporta el flujo desde el pozo hasta superficie (producción) o desde superficie al pozo (inyección).

SARTA DUAL: configuración de tubulares y equipos instalados en el pozo que hacen posible la producción de diferentes arenas de forma simultánea por dos tuberías.

SERVICIO A POZO (WSV): intervención que busca recuperar y/o mantener la producción o inyección, en la cual no se altera el estado mecánico del pozo⁵.

³ SCHLUMBERGER Oilfield Glossary [En línea]

⁴ ECOPETROL S.A. Cartilla “Gestión de la Información de Operaciones de Perforación en Open Wells-ECP”. Febrero de 2015.

⁵ Ibíd.

SLIDING SLEEVE DOOR (SSD): herramienta para producir o aislar zonas operada de forma mecánica (en fondo del pozo) o inteligente (en superficie), también denominada Camisa o manga de deslizamiento.

SLIDING SLEEVE VALVE (SSV): herramienta de completamiento inteligente que permite la apertura y cierre Binario (ON/OFF) o gradual para la producción selectiva de intervalos.

VÁLVULA CONTROLADORA DE INFLUJO (VCI/ICV): herramienta para producción selectiva, el control de la válvula puede ser gradual o valores discretos, su activación se realiza en superficie por medio de herramientas eléctricas, hidráulicas o electro-hidráulicas.

VÁLVULA REGULADORA DE FLUJO (VRF): dispositivo de completamiento que permite el flujo parcial o total de tubería hacia el anular, pueden ser calibradas para admitir o inyectar cierta cantidad de flujo a determinada presión o pueden ser operadas desde superficie para su cierre total o parcial.

Y-TOOL: herramienta de derivación de la sarta de tubería que permite la intervención Rigless del pozo para la toma de registros o estimulación debajo de un Equipo de Bombeo Electrosumergible. También es utilizada en la configuración de un Equipo Dual de Bombeo Electrosumergible junto con una herramienta de cruce.

RESUMEN

Las tecnologías desarrolladas para la administración del yacimiento en la industria del petróleo y gas a través de los tiempos han permitido a las compañías operadoras incrementar sus reservas. Algunas de estas tecnologías apuntan al desarrollo de yacimientos estratificados, ya que por su alta diferencia de propiedades petrofísicas o por restricciones para fluir en conjunto es muy poco rentable producirlos de una forma aislada, por ello la implementación de los completamientos múltiples (inteligentes, selectivos, duales, etc.) permiten optimizar la operación de producción de varios yacimientos a través de un mismo pozo y aumentar la rentabilidad de los proyectos de explotación de hidrocarburos.

El diseño del módulo desarrollado en este proyecto se efectuó en 3 fases. Como primera fase, se tuvo el análisis de información histórica para identificar los pozos con completamiento múltiple instalados en las cuencas donde Ecopetrol S.A. ha mantenido sus operaciones desde el año 2005 hasta el año 2015. Seguido a lo anterior y con el fin de lograr el desarrollo de la fase 2, la construcción de un mapa de ocurrencias de los completamientos múltiples que permitiera identificar, tendencias y zonas candidatas a la instalación de este tipo de completamiento. Por último, una fase 3 que involucra el desarrollo de una matriz teórica que permita la selección e identificación de pozos candidatos para un completamiento múltiple por medio de la identificación de diferentes variables tales como, diferencias de permeabilidad, requerimientos del usuario y condiciones que permitan la instalación de un completamiento múltiple; como resultado final la matriz proporcionará una o más recomendaciones según lo especificado en ella.

El desarrollo de estas actividades permitió la realización del módulo de completamiento múltiple, el cual se encuentra compilado en la página web <<http://mgcp.com.co>> destinada para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A.

Palabras Claves: Completamiento, Múltiple, Módulo, Manual.

INTRODUCCIÓN

La implementación de completamientos que se adapten a las condiciones del pozo y permitan la posibilidad de un incremento en la producción o una mejora en la inyección bien sea para recobro mejorado o como disposal, son cada vez más frecuentes ya que estos integran herramientas que se diseñan de acuerdo a la necesidad del pozo y tienen en cuenta los yacimientos perforados en un mismo pozo con el fin de mejorar las condiciones de producción aislando arenas que producen crudos con diferentes características y tasas de producción, o capas que tienen diferentes índices de inyectividad; con la implementación de estos completamientos se puede lograr reducción de costos e incrementos en la rentabilidad de los proyectos, ya que surgen nuevas alternativas para administrar un yacimiento aumentando su recobro o mejorando un proceso de inyección administrando flujo ajustado a la capacidad de recibir fluidos de un capa.

Este proyecto tiene como objetivo identificar los tipos de completamiento múltiples instalados en ECOPETROL S.A entre los años 2005 hasta 2015 en las Cuencas sedimentarias productoras Caguán-Putumayo(CAG PUT), Catatumbo(CAT), Llanos orientales (LLA), Valle Medio del Magdalena (VMM) y Valle Superior del Magdalena (VSM) realizando una revisión histórica de estos tipos de completamientos instalados en las actividades de completamiento y/o terminación de pozos, el desarrollo de un módulo que genere estrategias para la futura selección de estos tipos completamiento a través de la ubicación de los tipos de completamiento múltiple encontrados en el mapa de Colombia y del estudio de las variables que permita el desarrollo de una matriz de selección de completamiento.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar el módulo de completamientos múltiples del manual general de completamientos de pozos de ECOPETROL S.A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la información histórica de los completamientos múltiples instalados en los campos de Ecopetrol S.A. desde Enero de 2005 hasta Diciembre de 2015.
- Representar geográficamente en el mapa de Colombia la ubicación de los completamientos múltiples instalados en los campos de Ecopetrol S.A.
- Analizar parámetros y variables operativas que permitan identificar condiciones para la instalación de un completamiento múltiple en los pozos de Ecopetrol S.A.
- Elaborar matriz teórica que proporcione criterios para la toma de decisiones en la selección de un completamiento múltiple para un pozo.
- Diseñar el modelo de gestión sistematizado para el manual de completamientos múltiples para Ecopetrol S.A.

1. GENERALIDADES DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE INTERÉS EN EL PROYECTO

Según la ANH⁶, Colombia cuenta con 23 cuencas sedimentarias (**Ver Figura 1.**), de las cuales las siguientes nueve son productoras: Cuenca Guajira (GUA), Cuenca Guajira Marino (GUA OFF), Cuenca Valle Inferior del Magdalena (VIM), Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), Cuenca Valle Superior del Magdalena (VSM), Cuenca Caguán-Putumayo (CAG PUT), Cuenca Catatumbo (CAT), Cuenca de los Llanos orientales (LLA) y Cuenca Cordillera Oriental (COR).

En este capítulo se describen generalidades de cinco (5) de estas cuencas productoras, en las cuales se instalaron completamientos múltiples por Ecopetrol S.A, durante el período comprendido entre Enero de 2005 y Diciembre de 2015. En la **Figura 1**, se presentan estas cuencas como “cuencas de interés para el proyecto”, las cuales se encuentran resaltadas y son Cuenca Caguán-Putumayo (CAG PUT), Cuenca Catatumbo (CAT), Cuenca de los Llanos orientales (LLA), Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Cuenca Valle Superior del Magdalena (VSM).

1.1 CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO (CAG-PUT)

Se describe brevemente ubicación, columna estratigráfica y geología del petróleo de la cuenca.

1.1.1 Ubicación. Se encuentra ubicada en el Suroeste de Colombia limitando al Noroeste con el sistema de fallas de la Cordillera Oriental, al Este con la Serranía de Chiribiquete (SCH), al Sur con la frontera internacional Ecuador-Perú y al Noreste con la Sierra de la Macarena (SM)⁷ (**Ver Figura 2**).

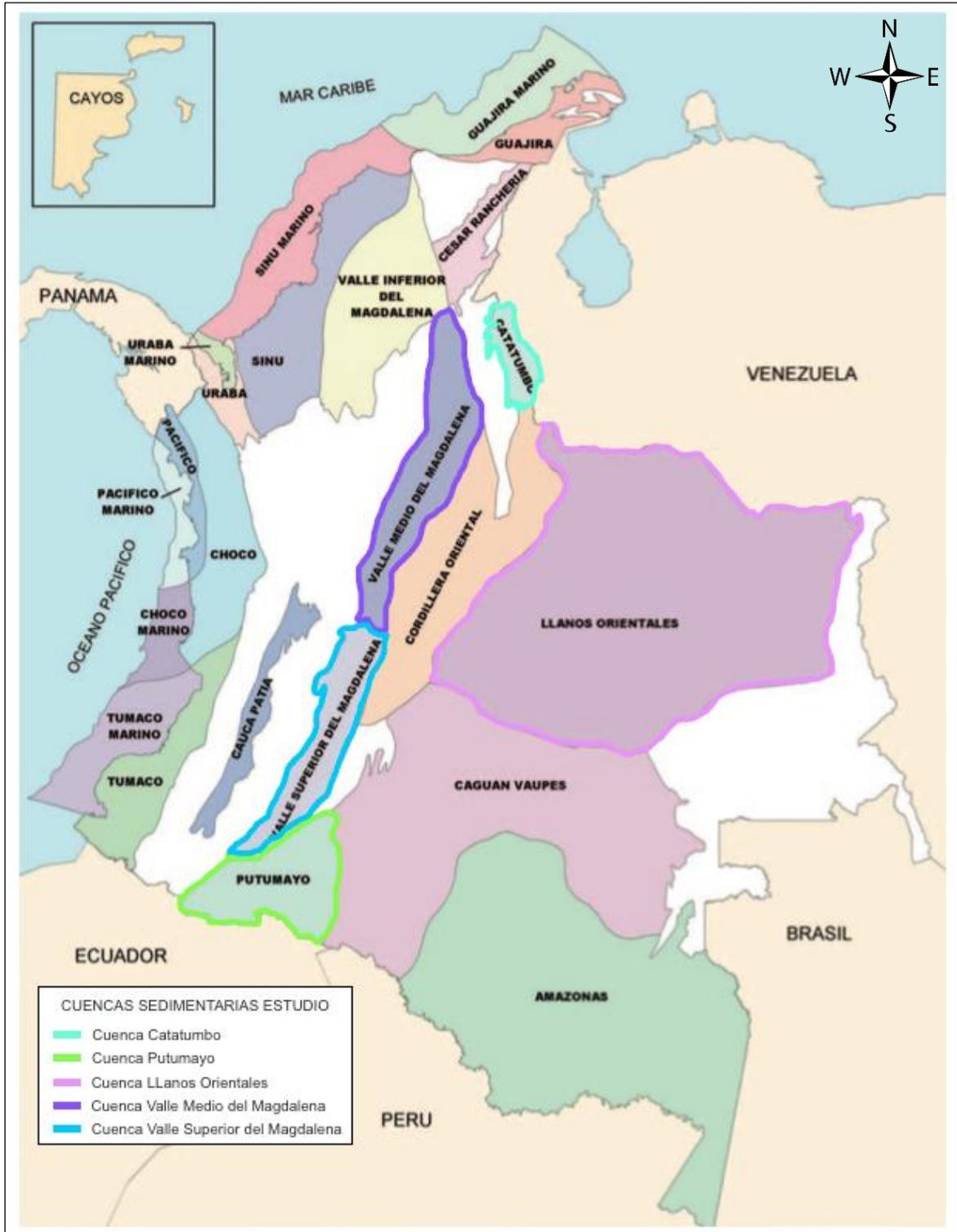
1.1.2 Columna estratigráfica. En el Anexo A se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Caguán-Putumayo la cual está constituida por una secuencia sedimentaria de rocas que van desde el Jurásico hasta el reciente que reposan sobre el basamento Pre-Cámbrico.

Según la estratigrafía para la Cuenca Caguán-Putumayo se tiene que el Campo principal productor de la Formación Pepino es el Campo Orito, de la Formación Villeta son los Campos Orito, Mansoyá, Yurilla, Quililí, Acaé-San Miguel, Loro y Hormiga y de la Formación Caballos son los Campos Orito, Caribe, Churuyaco, San Antonio, Quiriyana, Sucumbíos, Acaé-San Miguel, Loro y Hormiga.

⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p27

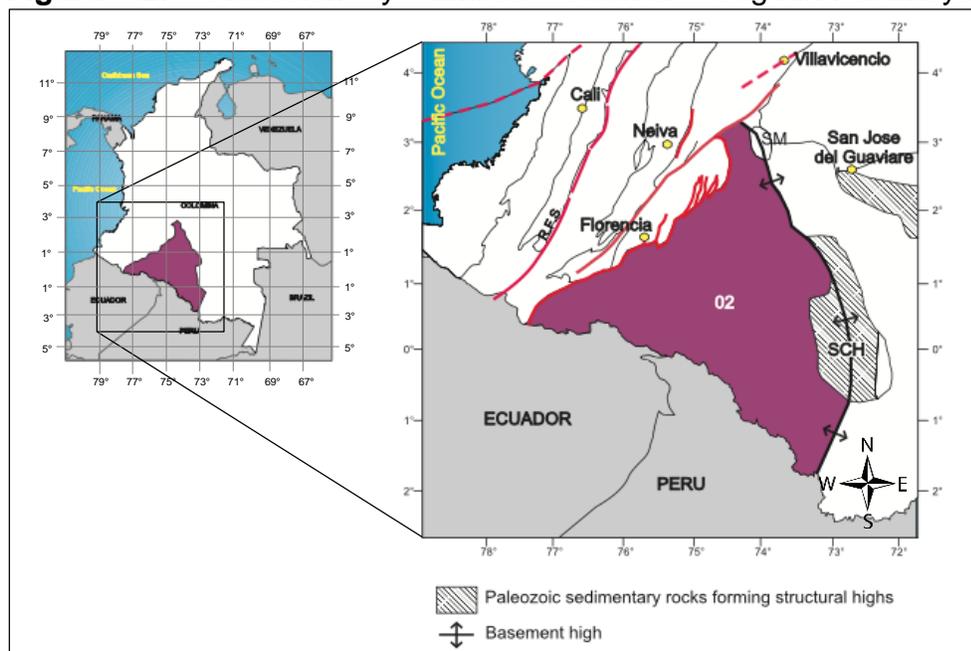
⁷ *Ibíd.*p32.

Figura 1. Clasificación de las Cuencas Sedimentarias de Colombia.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p26.

Figura 2. Ubicación y límites Cuenca Caguán-Putumayo.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p32.

1.1.3 Geología del petróleo. Se describe brevemente sobre la manera como migró el hidrocarburo, las características de la roca generadora, la roca reservorio, roca sello y trampa.

1.1.3.1 Roca Generadora. Las calizas y lutitas del periodo Cretácico de la Formación Villeta representan las principales rocas fuente de hidrocarburos. Y como rocas fuente de hidrocarburos secundarios están las lutitas orgánicas del periodo Cretácico de la Formación Caballos.

1.1.3.2 Migración. La ruta más probable de migración parece ser de oeste a este a lo largo de las areniscas de las Formaciones Caballos y Villeta. También se ha documentado migración vertical a lo largo de fracturas y zona de fallas.

1.1.3.3 Roca Reservorio. La principal roca almacenadora corresponde a las areniscas del periodo Cretácico de la Formación Caballos y como rocas reservorios están las areniscas de la Formación Villeta y los conglomerados de la Formación Pepino.

1.1.3.4 Roca Sello. Las lutitas y niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta corresponden a excelentes unidades de sellos superior y lateral. Las lutitas de Rumiyaco y Orteguzza son sellos potenciales.

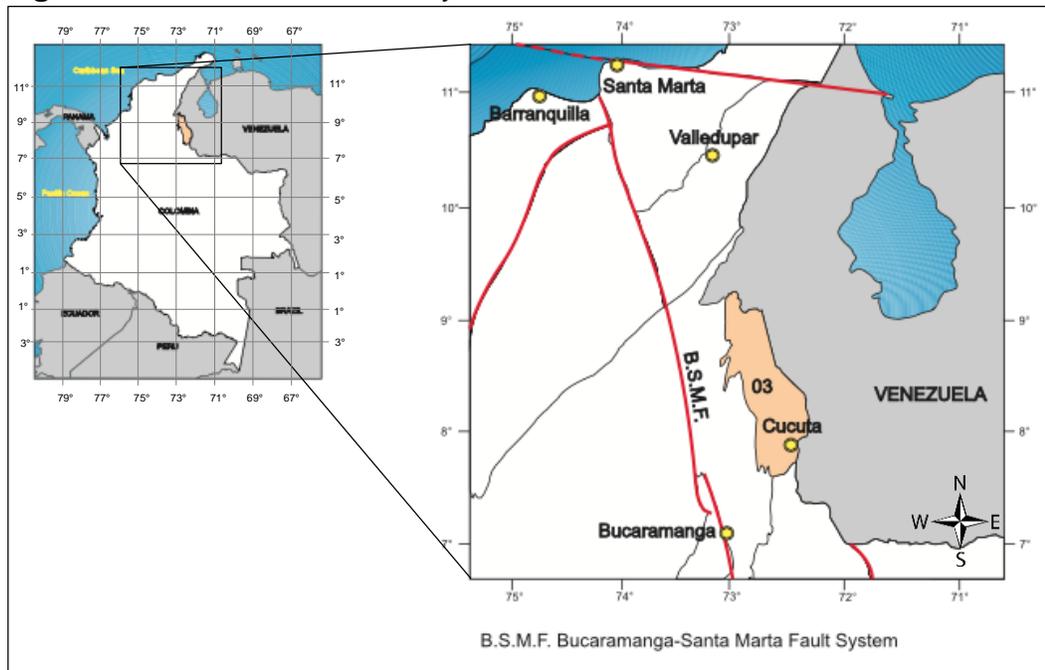
1.1.3.5 Trampa. Las principales trampas para la zona del Putumayo son fallas inversas de alto ángulo con pliegues asociados, anticlinales formados por inversión de fallas normales y anticlinales relacionados con fallas inversas y retro-cabalgamientos. Para la zona del Caguán, las estructuras de entrapamiento se relacionan con pliegues formados por inversión de fallas normales y pliegues de arrastre tipo pliegues de propagación de falla.

1.2 CUENCA CATATUMBO (CAT)

Se describe brevemente ubicación, columna estratigráfica y geología del petróleo de la cuenca.

1.2.1 Ubicación. Se ubica en el Noroeste de Colombia limitando al Norte y el Este con el borde geográfico de Venezuela, al Sur con las rocas Cretácicas de la Cordillera Oriental y al Oeste con las rocas ígneas y metamórficas del macizo de Santander⁸. (Ver **Figura 3**).

Figura 3. Ubicación y límites Cuenca Catatumbo.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p33.

1.2.2 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica de la cuenca del Catatumbo abarca rocas de un amplio rango de edad desde el Jurásico hasta el

⁸ Ibíd. p33.

reciente e involucra lutitas, lodolitas, calizas y areniscas depositadas sobre una plataforma marina somera en forma discordante sobre las rocas triásicas y jurásicas como se observa en el Anexo A.

Según la estratigrafía para la Cuenca Catatumbo se tiene que los principales campos productores de la Formación Carbonera son los Campos Tibú y Carbonera, de la Formación Barco son los Campos Socuavo y Puerto Barco, de la Formación Catatumbo el Campo Socuavo, de las Formaciones Mitojuan y Colón el Campo Petrolera y de las Formaciones Aguardiente y Mercedes el Campo Tibú y Socuavo.⁹

1.2.3 Geología del petróleo. Se describe brevemente sobre la manera como migró el hidrocarburo, las características de la roca generadora, la roca reservorio, roca sello y trampa.

1.2.3.1 Roca Generadora. Las rocas pelíticas del periodo cretácico de las Formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes son consideradas unas de las fuentes más ricas en hidrocarburos en el mundo. La Formación La Luna es la principal unidad generadora de la cuenca.

1.2.3.2 Migración. La documentación permite identificar tres sistemas de migración distintas. El carácter litológico de la secuencia del Cretácico han favorecido el desarrollo de los yacimientos de petróleo in situ con muy poca o ninguna migración de hidrocarburos. Las dos rutas más efectivas en la cuenca que permitieron la acumulación de hidrocarburos son la migración lateral a lo largo de cuerpos de areniscas y la migración vertical a lo largo de las fracturas.

1.2.3.3 Roca Reservorio. Las principales rocas almacenadoras son calizas y areniscas del Cretácico (Grupo Uribante, Formaciones Capacho y La Luna), así como areniscas deltaicas cenozoicas (Formaciones Catatumbo, Barco, Mirador y Carbonera). Adicionalmente, las rocas fracturadas del basamento son consideradas reservorios potenciales.

1.2.3.4 Roca Sello. Las unidades sellos correspondientes a esta cuenca son lutitas marinas cretácicas y las arcillolitas plásticas continentales del Cenozoico.

1.2.3.5 Trampa. Las trampas asociadas a la cuenca corresponden a estructuras asociadas a fallamiento normal con inversión parcial, estructuras asociadas a subcabalgamientos, anticlinales producidos por transcurrencia y estructuras asociadas a sistemas de inversión. El entrampamiento y la producción de las rocas cretácicas está controlado y asociado a la porosidad secundaria desarrollada por fracturamiento de las mismas.

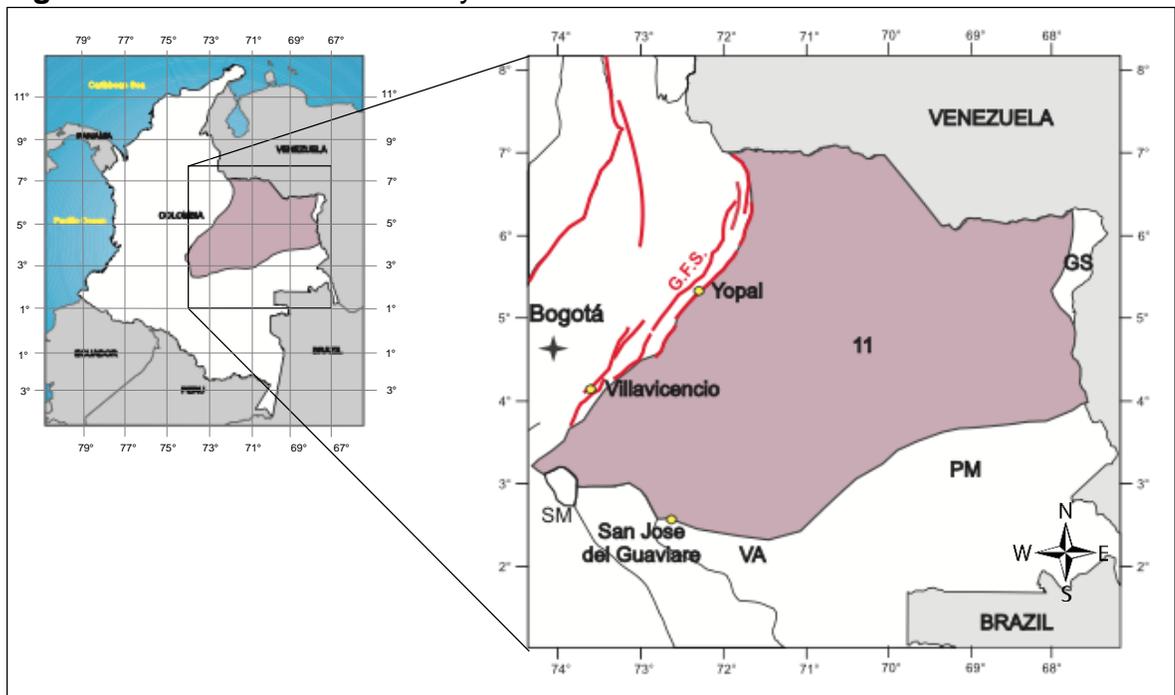
⁹ VERGARA, Maria y TOVAR, LUIS. Cuencas sedimentarias en Colombia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2010. s. 41.

1.3 CUENCA LLANOS ORIENTALES (LLA)

Se describe brevemente ubicación, columna estratigráfica y geología del petróleo de la cuenca.

1.3.1 Ubicación. Se ubica en el Este de Colombia limitando al Norte con el borde geográfico de Venezuela, al Sur con la Serranía de la Macarena (SM), Arco del Vaupés (VA) y las rocas metamórficas del Precámbrico (PM); al Oeste con el sistema de empuje frontal de la Cordillera Oriental y al Este con los afloramientos de las rocas plutónicas Precámbricas del Escudo de Guyana (GS)¹⁰. (Ver **Figura 4**).

Figura 4. Ubicación y límites Cuenca Llanos Orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p40.

1.3.2 Columna estratigráfica. Según la ANH¹¹, la sucesión sedimentaria conocida en la Cuenca de los Llanos Orientales está representada por rocas del basamento Precámbrico, rocas paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas separadas por tres grandes discordancias que se localizan en la fase del Paleozoico del Cretáceo superior y el Eoceno Medio.¹² (Ver Anexo A).

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op., cit., p40.

¹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., cit., p.41.

¹² *Ibíd.* p.41.

Según la estratigrafía para la Cuenca Llanos Orientales se tiene que los principales campos productores de la Formación Carbonera C5 son los Campos Coracora y Palmarito, de la Formación Carbonera C7 son los Campo Remacho Sur, Trinidad y Tubiales, de la Formación Carbonera C8 son los Campos Apiay y Suria, de la Formación Mirador el Campo La Yuca, de la Formación Los Cuervos es el Campo Caño Limón, de las Formación Barco y Guadalupe el Campo Cusiana, de la Formación Gachetá los Campos Castilla y Cravo Sur y de la Formación Une los Campos Morichal y Cravo Sur.¹³

1.3.3 Geología del petróleo. Se describe brevemente sobre la manera como migró el hidrocarburo, las características de la roca generadora, la roca reservorio, roca sello y trampa.

1.3.3.1 Roca Generadora. La principal roca fuente de hidrocarburos son las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá.

1.3.3.2 Migración. Se han documentado dos pulsos de migración: el primero durante el Eoceno superior -Oligoceno y el segundo inició en el Mioceno y continúa en la actualidad.

1.3.3.3 Roca Reservorio. Las unidades almacenadoras para esta cuenca son las areniscas de las de las Formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador.

1.3.3.4 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades pares de la Formación Carbonera (C-2, C-4, C-6 y C-8) son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

1.3.3.5 Trampa. Las trampas asociadas a esta cuenca corresponden a fallas normales antitéticas, sin embargo los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas representan objetivos exploratorios de alto potencial.

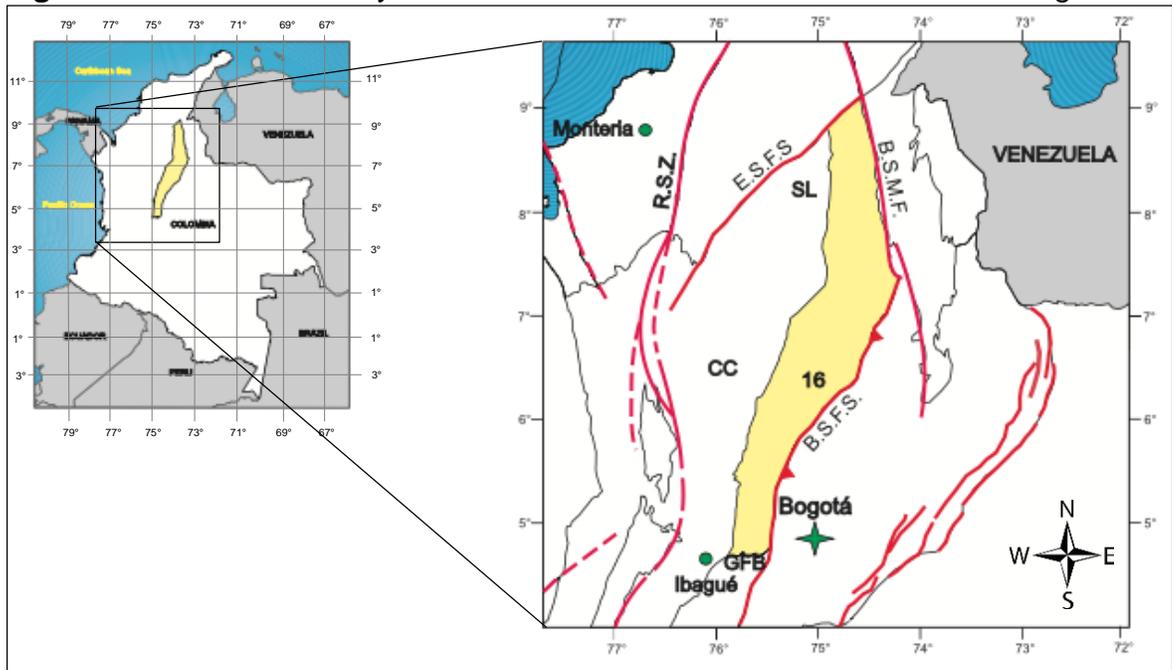
¹³ VERGARA, Maria y TOVAR, LUIS. Cuencas sedimentarias en Colombia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2010. Slide 44.

1.4 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

Se describe brevemente ubicación, columna estratigráfica y geología del petróleo de la cuenca.

1.4.1 Ubicación. Está localizada a lo largo de la porción central del Valle cursado por el Río Magdalena, entre las Cordilleras Oriental y Central de Los Andes, limitando al Norte con el sistema de fallas Espíritu Santo (E.S.F.S), al Sur con el cinturón plegado de Girardot (GFB), al Oeste con el traslapeo transgresivo de sedimentos del Neógeno sobre la Serranía de San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC); al Noreste con el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta (B.S.M.F) y al Sureste con el sistema de fallas Bituima y La Salina (B.S.F.S)¹⁴. (Ver **Figura 5**).

Figura 5. Ubicación y límites Cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p45.

1.4.2 Columna estratigráfica. “El Valle Medio del Magdalena está constituido por rocas ígneas y metamórficas Pre-mesozoicas las cuales hacen parte del basamento, cubiertas por rocas sedimentarias Cretácicas, Terciarias hasta depósitos Cuaternarios”¹⁵.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op., cit., p25.

¹⁵ CARRASCAL, Diego y VERGEL, Eduardo. Simulación mediante modelamiento analítico del proceso de inyección de agua en la formación Lisama del Campo Tisquirama. Trabajo de grado

La columna estratigráfica en esta cuenca abarca rocas desde el periodo Cretáceo hasta el Plioceno-Holoceno, como se observa en el **Anexo A**.

Según los autores CARRASCAL y VERGEL¹⁶, de la Formación Colorado producen los Campos Llanito e Infantas, de la Formación Mugrosa producen los Campos Lisama, Infantas, Peroles, Nutria y Tesoro, de la Formación Esmeraldas los Campos Provincia, Liebre y Opon, de la Formación La Paz el Campo Cantagallo y de la Formación Lisama los Campos Provincia y Bonanza.

1.4.3 Geología del petróleo. Se describe brevemente sobre la manera como migró el hidrocarburo, las características de la roca generadora, la roca reservorio, roca sello y trampa.

1.4.3.1 Roca Generadora. Para la Cuenca Valle Medio del Magdalena la documentación permite identificar como principales rocas fuente de hidrocarburos las calizas y lutitas del periodo Cretácico de las formaciones La Luna y Simiti-Tablazo.

1.4.3.2 Migración. Se da debido al sistema de rutas generado por la discordancia del Eoceno. Las principales rutas de migración consisten en: 1) migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno, 2) migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno 3) migración vertical a través de fallas en áreas donde La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

1.4.3.3 Roca Reservorio. El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales del Paleógeno de las formaciones Lisama, Esmeraldas-La Paz y Colorado-Mugrosa.

1.4.3.4 Roca Sello. Los sellos para los reservorios de areniscas del Paleógeno corresponden a arcillolitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado y los sellos potenciales para los reservorios de calizas del Cretácico son lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir.

1.4.3.5 Trampa. Entre las trampas identificadas en la cuenca se encuentran: Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento, Estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente, Cierres dependientes de falla y Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2016. p41.

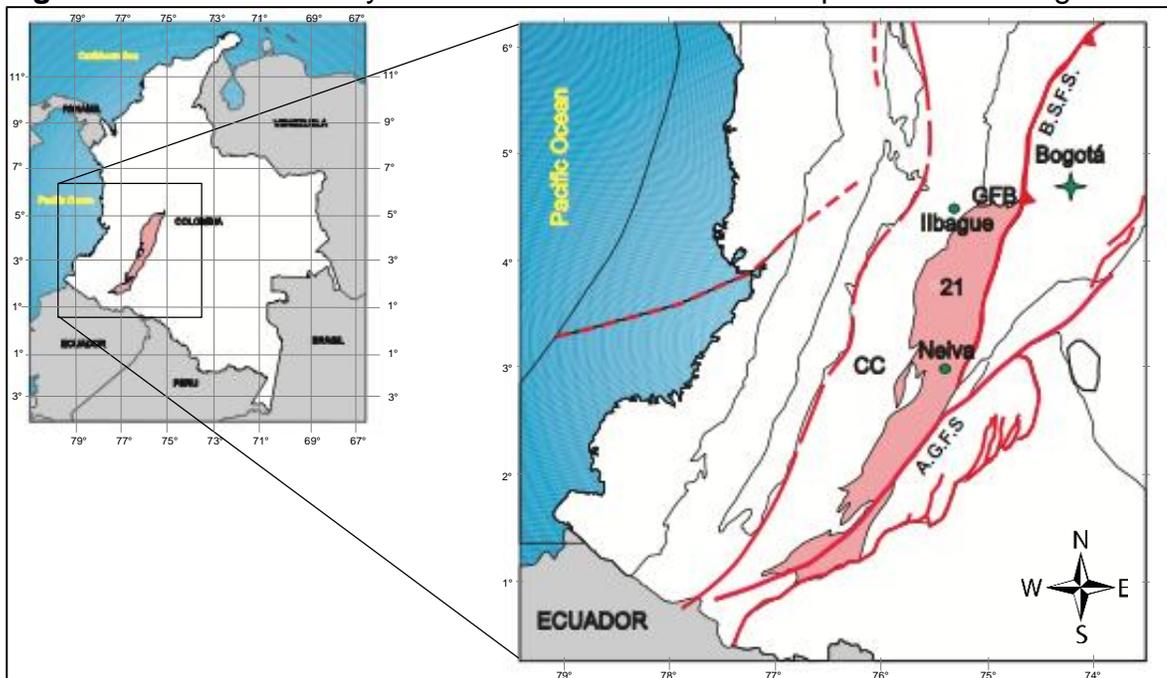
¹⁶ Ibíd. p.42.

1.5 CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM)

Se describe brevemente ubicación, columna estratigráfica y geología del petróleo de la cuenca.

1.5.1 Ubicación. Está localizada en el Sur de Colombia en la parte alta del Río Magdalena. Limitada al Este y Oeste principalmente por las rocas pre-Cretácicas de la Cordillera Central (CC) y Cordillera Oriental, respectivamente, al Norte por el cinturón plegado de Girardot (GFB), al Sureste por el sistema de fallas Algeciras-Garzón y por el sistema de empuje del piedemonte Cordillera Oriental y al Noreste por el sistema de fallas Bituima-La Salina (B.S.F.S)¹⁷. (Ver **Figura 6**).

Figura 6. Ubicación y límites Cuenca Valle Superior del Magdalena.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007.p50.

1.5.2 Columna estratigráfica. En el Anexo A, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Valle Superior del Magdalena la cual está conformada según autores Ferreira, Kyruz, y Solano¹⁸ por una secuencia sedimentaria Mesozoica-Cenozoica que reposa sobre el basamento económico Pre-Cretácico cuya historia evolutiva está circunscrita a diversos episodios de

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op., cit.,p50.

¹⁸ KYRUS, Edgar, FERREIRA, Paulina y SOLANO, Orlando. Provincia petrolífera del Valle Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá D.C. ECOPETROL S.A. 2000. p1.

deformación ocurridos principalmente en el Jurásico y desde finales del Cretácico hasta el reciente.

Según la estratigrafía presente en la Cuenca Valle Superior del Magdalena, se tiene que los principales campos productores de la Formación Honda, son los Campos La Jagua, Dina y Río Ceibas. De la Formación Doima son los Campo Chenche y Andalucía Sur, de la Formación Monserrate son los Campo Pacandé, Dina y Tello y de la Formación Caballos son los Campos Los Mangos, Pacandé, Toldado y San Francisco.¹⁹

1.5.3 Geología del petróleo. Se describe brevemente sobre la manera como migró el hidrocarburo, las características de la roca generadora, la roca reservorio, roca sello y trampa.

1.5.3.1 Roca Generadora. Corresponden a lutitas y calizas con alto contenido de materia orgánica en las Formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna.

1.5.3.2 Migración. Comienza después del primer evento compresivo del Cretácico tardío y continúa hasta el presente. El principal transportador de hidrocarburos son las areniscas de la Formación Caballos y en menor escala las areniscas de la Formación Monserrate.

1.5.3.3 Roca Reservorio. Se presentan tres importantes unidades de areniscas, correspondientes a las Formaciones Caballos, Monserrate y Honda.

1.5.3.4 Roca Sello. El sello superior y lateral está representado por un importante espesor de arcillolitas plásticas de la Formación Bambucá. Las formaciones Guaduala y Honda son otros importantes sellos en la cuenca.

1.5.3.5 Trampa. Entre las trampas identificadas en la cuenca se encuentran: Pliegues asociados a flexión de falla, anticlinales fallados, sub-cabalgamientos, abanicos imbricados, retro-cabalgamientos y anticlinales asociados a transcurrancia.

¹⁹ VERGARA, María y TOVAR, LUIS. Cuencas sedimentarias en Colombia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2010. Slide 44

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describen las generalidades de completamiento de pozos, los tipos de completamientos actuales en la industria, la clasificación acorde a la cantidad de zonas a completar, y conceptos asociados para el desarrollo sistemático de la matriz y el mapa de ocurrencias.

2.1 COMPLETAMIENTO DE POZO

“Es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos”²⁰. El completamiento involucra todo el proceso después de la última fase de perforación, y es en este donde se toma la decisión del tipo de completamiento que el pozo va a tener.

En el proceso de completamiento de un pozo bien sea productor o inyector se llevan a cabo todas las actividades destinadas para lograr alcanzar la producción o inyección de la zona interés que ha sido evaluada, por ello se deben tener en cuenta características del yacimiento; tipo, profundidad, presiones en las diferentes formaciones, mecanismos de empuje, tipos de fluidos aportados, etc. Para seleccionar el completamiento más apropiado en el pozo se deben tener en cuenta información obtenida de la perforación, a partir de muestras de núcleos, pruebas de presión y los diferentes registros. Los factores considerados esenciales por Gabriel Socorro²¹ para la selección de cualquier completamiento son:

- Tasa de producción requerida y tipo de fluido
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Posibilidades de aplicación de futuros proyectos de recobro mejorado de petróleo.
- Inversiones requeridas que satisfagan la relación beneficio-costos
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.

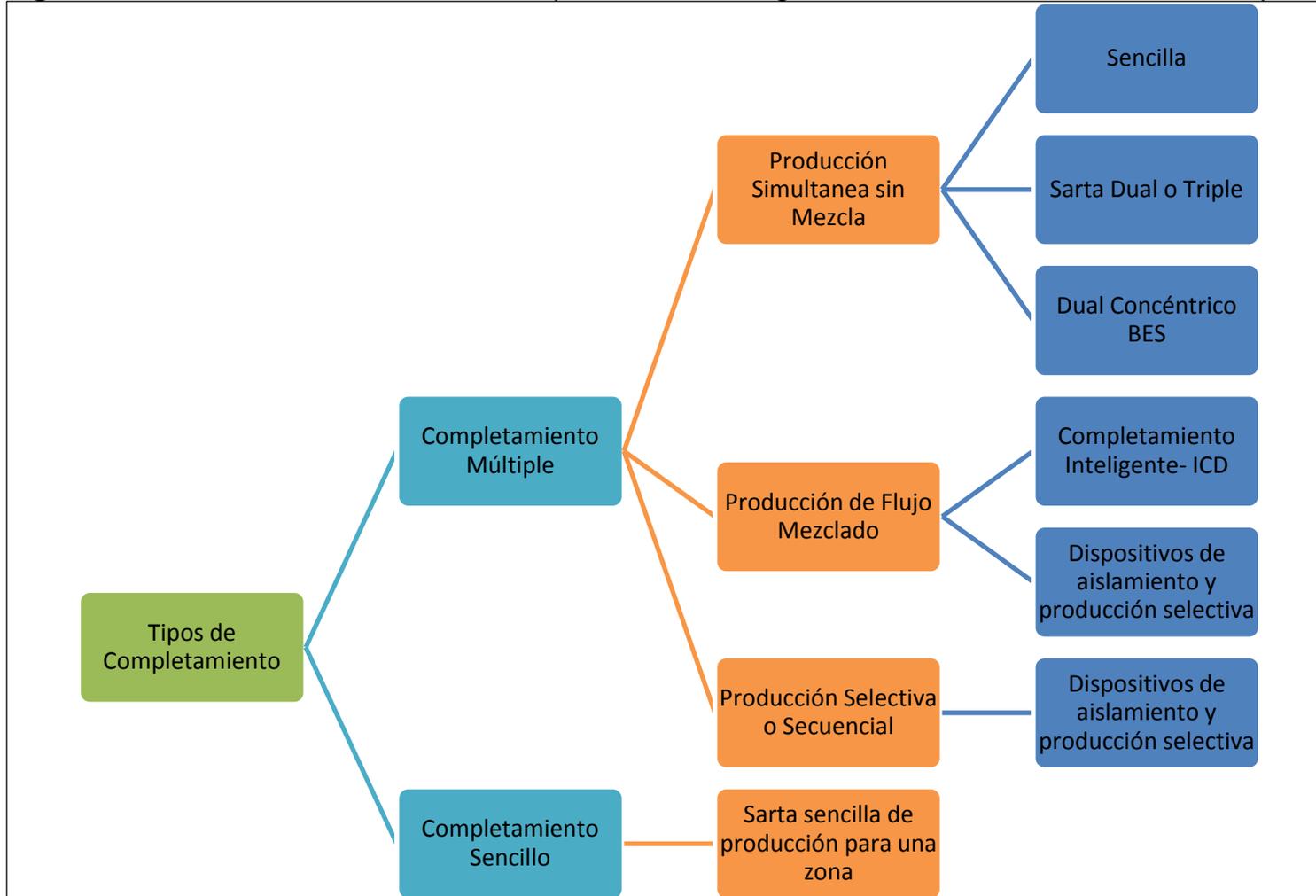
²⁰ LEAL, Tulio. Schlumberger Manual de Completación. 2003 p. 3

²¹ SOCORRO, Gabriel. Producción I. Tipos de completamiento [En línea]. 2012 [Consultado el 15 de Mayo de 2016] Disponible en Internet: <URL: <http://www.slideshare.net/gabosocoro.com>> d. 2.

2.1.1 Tipos de completamiento actuales en la industria. Existen varias clasificaciones de las terminaciones de pozo, como completaciones a hueco abierto o revestido, completamientos de acuerdo al tipo de sistema de levantamiento artificial. Para fines concernientes al tema se desarrollará una clasificación acorde a la cantidad de zonas a completar como se muestra en la **Figura 7.**

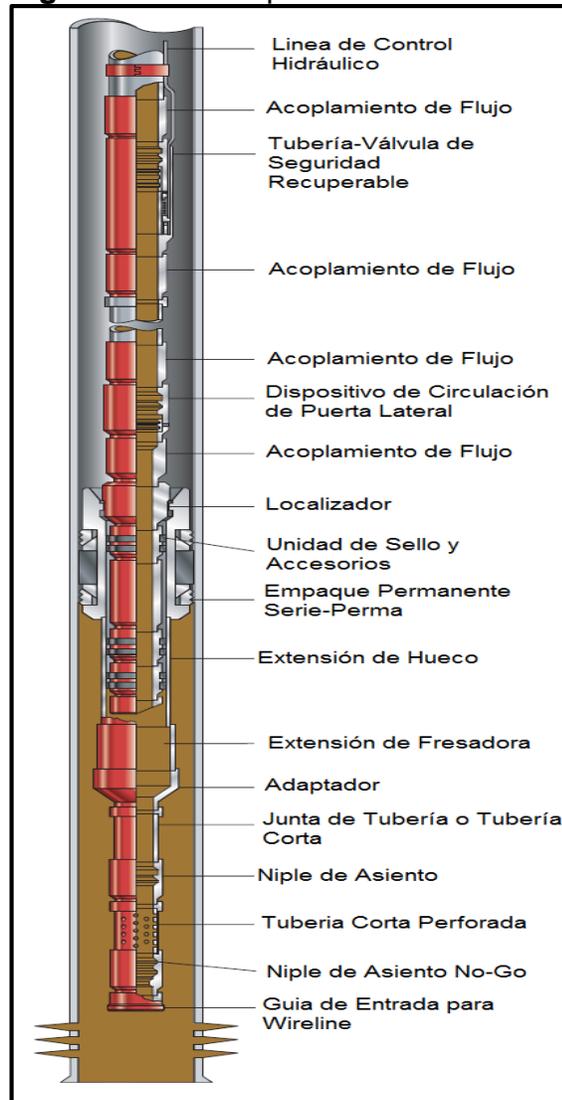
A continuación, se presenta una descripción detallada, para cada uno de los tipos de completamiento presentados en la **Figura 7.**

Figura 7. Clasificación de los completamientos según cantidad de zonas a completar.



2.1.1.1 Completamiento sencillo. Este tipo de completamiento es el más común en la industria, consiste en la producción de una zona de interés por medio de un conducto que va desde fondo hasta superficie, estos completamientos están conformados generalmente con una empaadura (Ver **Figura 8**) para generar estabilidad de los componentes de fondo. Los completamientos sencillos son los más comunes en integrarse a los Sistemas de Levantamiento Artificial.

Figura 8. Completamiento Sencillo



Fuente. HALLIBURTON Inflow Control Devices, Extending the Life of Mature Field Wells [En línea], <<http://halliburtonblog.com/inflow-control-devices-extending-the-life-of-mature-field-wells/>>. [Consultado el 15 de Mayo de 2016].

2.1.1.2 Completamiento múltiple. A fines de satisfacer los requerimientos del proyecto se definió Completamiento Múltiple como ²² pozo que presenta configuraciones de fondo que permite el flujo directo o administrado de entrada (producción) o de salida (inyección) de dos o más capas productoras o inyectoras, con o sin la característica de monitoreo en tiempo real de fondo. En el caso de ser productor se contempló, si es flujo mezclado o flujo independiente esto acorde a la necesidad productora del pozo. Otra definición acertada, es un pozo con diferentes configuraciones de sartas que hacen posible la producción o inyección de dos o más zonas.

La aplicación de estos completamientos se da en escenarios “cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos” ²³. Debido a que se pueden obtener altas tasas de producción y reducir el número de pozos a perforar.

Estos completamientos se contemplan cuando se tiene las siguientes limitaciones:

- Zonas que poseen diferentes caudales, con el fin de evitar que la zona de alta productividad o mayor caudal inyecte petróleo en la de menor caudal o bien llamado *cross-flow* (flujo cruzado).
- Diferentes tipos de yacimientos, debido a los diferentes mecanismos de producción de yacimiento, ya que es indeseable producir, bien sea un yacimiento con empuje hidráulico y uno de gas en solución.
- Para tener un control del yacimiento, se puede tener control sobre zonas donde ya se haya drenado el petróleo y se empiece a producir agua o gas.
- El tipo de fluido, los yacimientos poseen diferencias entre sus propiedades de fluido, como mayor cantidad de BS&W, viscosidad, concentración de Sal o presencia de arena lo cual puede generar el retraso o interferencia con el otro yacimiento.
- Reglamentaciones, debido a regulaciones gubernamentales que exigen la fiscalización de los yacimientos independientemente como deja expresado el Ministerio de Minas y Energía y ANH²⁴

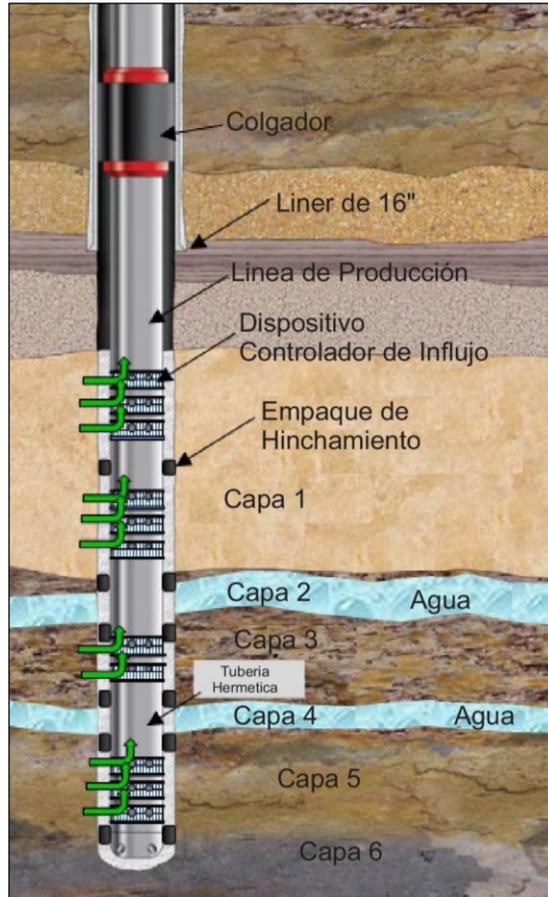
²² Departamento de Completamiento de ECOPETROL S.A., Definición dada por el departamento para el desarrollo del proyecto.

²³ ARRIETA, Mario. Completación de Pozos petroleros. Hoyo Revestido y cañoneado: Múltiple. [En línea]. 2010 [Consultado el 15 de Mayo de 2016] Disponible en Internet: <URL <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacion3b3n-de-pozos.pdf>> d. 22.

²⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Decreto 1895 de 1973, Título IV, Art. 64.

- ❖ **Clasificación de los completamientos múltiples según su forma flujo.** En la industria de hidrocarburos se pueden encontrar variedad de tipos de completamiento múltiple según el requerimiento o el desarrollo productivo efectivo del pozo. A continuación se presentan los completamientos más reconocidos en la industria.
- ✓ **Flujo mezclado.** El flujo mezclado o Commingled-Flow está caracterizado por la producción simultánea de varias zonas que tienen diferentes presiones, caudales o características de fluido, para ser posible la producción de estos yacimientos o capas se han desarrollado tecnologías como Completamientos Inteligentes.
- **Completamientos Inteligente.** El término inteligente se asocia a un completamiento que tiene como característica el monitoreo constante en fondo de las variables de producción y un control autónomo del yacimiento por medio de Dispositivos de Control de Flujo Pasivos o Autónomos (ICD) (Ver **Figura 9**) o válvulas para apertura en superficie que regulan el influjo de la formación hacia la tubería. Estos completamientos son muy comunes en los yacimientos off-shore, ya que requieren poco mantenimiento e intervenciones mínimas, cabe resaltar su alto costo debido a los diseños y herramientas sofisticadas que son utilizadas.

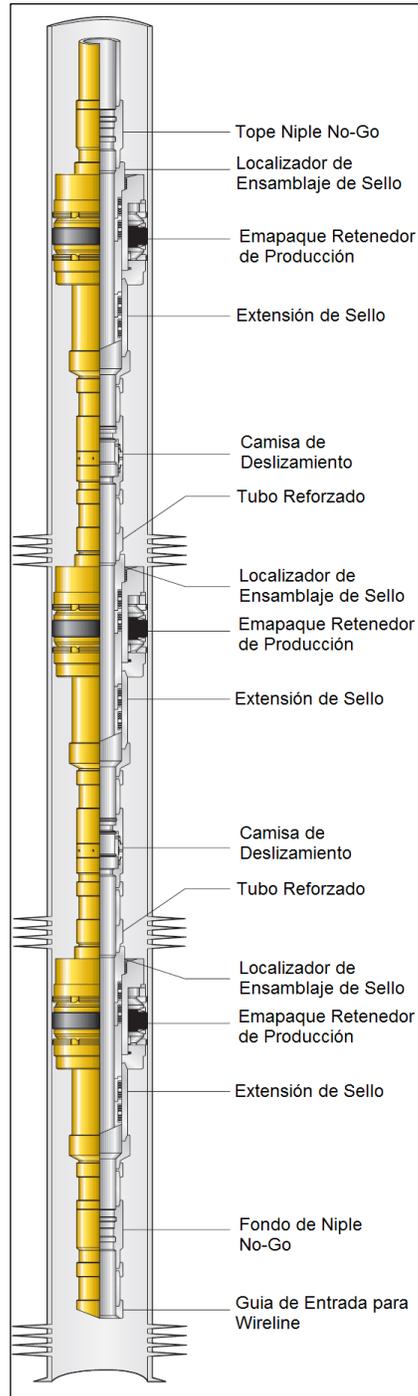
Figura 9. Completamiento Inteligente



Fuente. HALLIBURTON *Inflow Control Devices, Extending the Life of Mature Field Wells* [En línea], <<http://halliburtonblog.com/inflow-control-devices-extending-the-life-of-mature-field-wells/>>. [Citado el 15 de Mayo de 2016].

- ✓ **Producción selectiva o secuencial.** Este método de producción consiste en abrir flujo secuencial de diferentes formaciones para producirlas selectivamente. A continuación se describen los tipos de completamiento múltiple que permiten este tipo de producción.
- **Completamiento o BHA Selectivo.** Este tipo de completamiento provee dispositivos de apertura y cierre total o gradual para la producción selectiva como se aprecia en la **Figura 10**. Al momento de cierre de una camisa productora se puede abrir a flujo a la otra en una misma operación rigless.

Figura 10. Completamiento selectivo

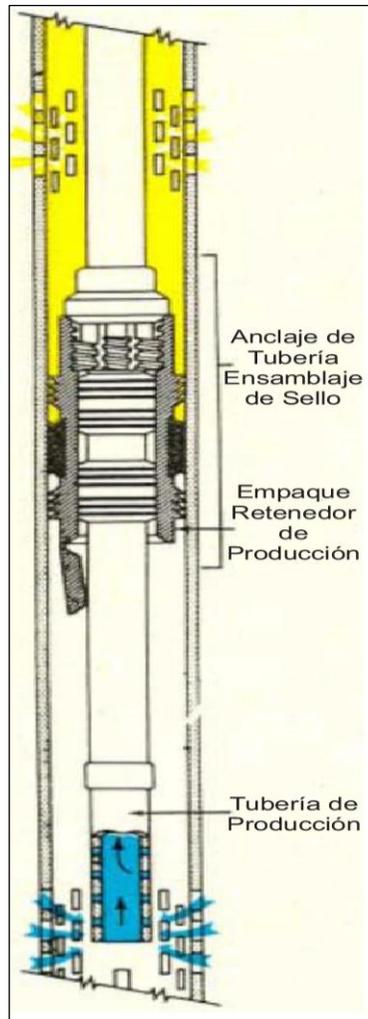


Fuente. BAKER HUGHES
INCORPORATED, *Packer*
Systems Catalog. 2012. p. 27.

- ✓ **Producción simultánea de dos o más zonas sin mezcla.** La producción simultánea de diferentes formaciones o yacimientos aplica cuando hay dos o más yacimientos cuyos fluidos no se pueden mezclar por asuntos gubernamentales, diferencias en sus propiedades fisicoquímica, condiciones termodinámicas o porque simplemente su producción simultánea no es rentable. Para casos como los citados anteriormente, han surgido diferentes configuraciones que hacen posible la producción de dos o más yacimientos en un solo pozo.

- **Completamiento Sencillo.** La **Figura 11** muestra la configuración para el caso más sencillo de producción simultánea sin mezcla, pudiéndose evidenciar como un pozo completado con una sola sarta de tubería y con un empaque sentado en medio de dos zonas de interés pueden producirse independientemente, la primera zona (inferior) producirá por la tubería de producción y la segunda zona (superior) producirá por el espacio anular del pozo. Igualmente se pueden encontrar casos donde por una de las dos zonas se produce y por la otra se inyecta agua u otro fluido.

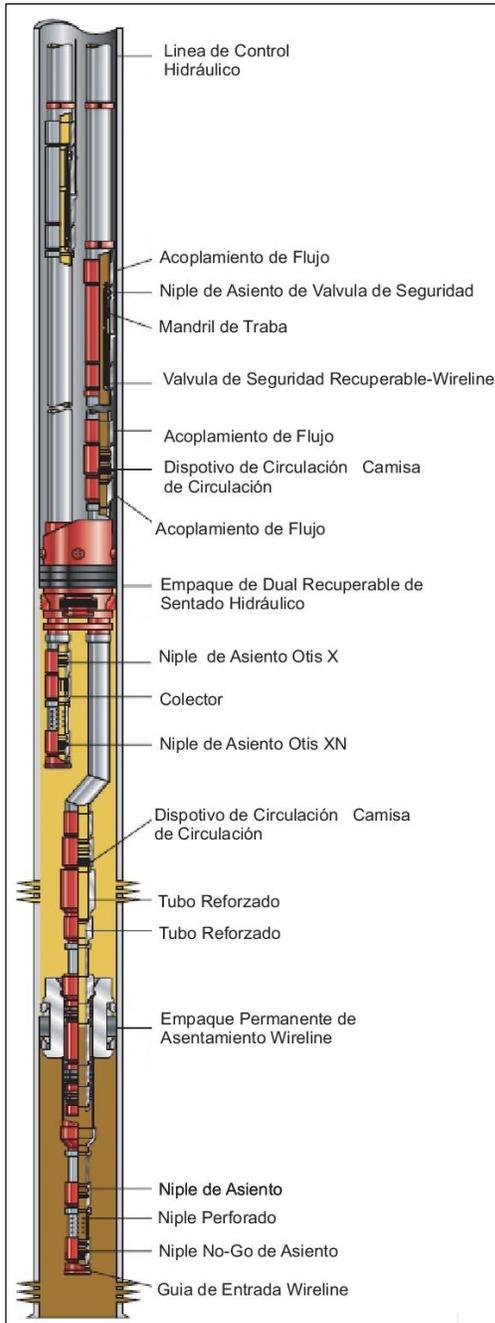
Figura 11. Producción simultánea independiente sencilla.



Fuente. SPE-1170-G W.S Althouse Jr. (1958). The Selection of a Multiple Completion Hook-up.

- **Completamiento dual.** Se pueden encontrar pozos completados con dos sartas de tubería, denominados también múltiples o sartas de producción dual como se observa en la **Figura 12**. Donde por cada sarta de tubería de producirá independientemente cada yacimiento o estrato hasta superficie, estos tipos de completamientos son corridos con empaques recuperables.

Figura 12. BHA Completamiento Dual.



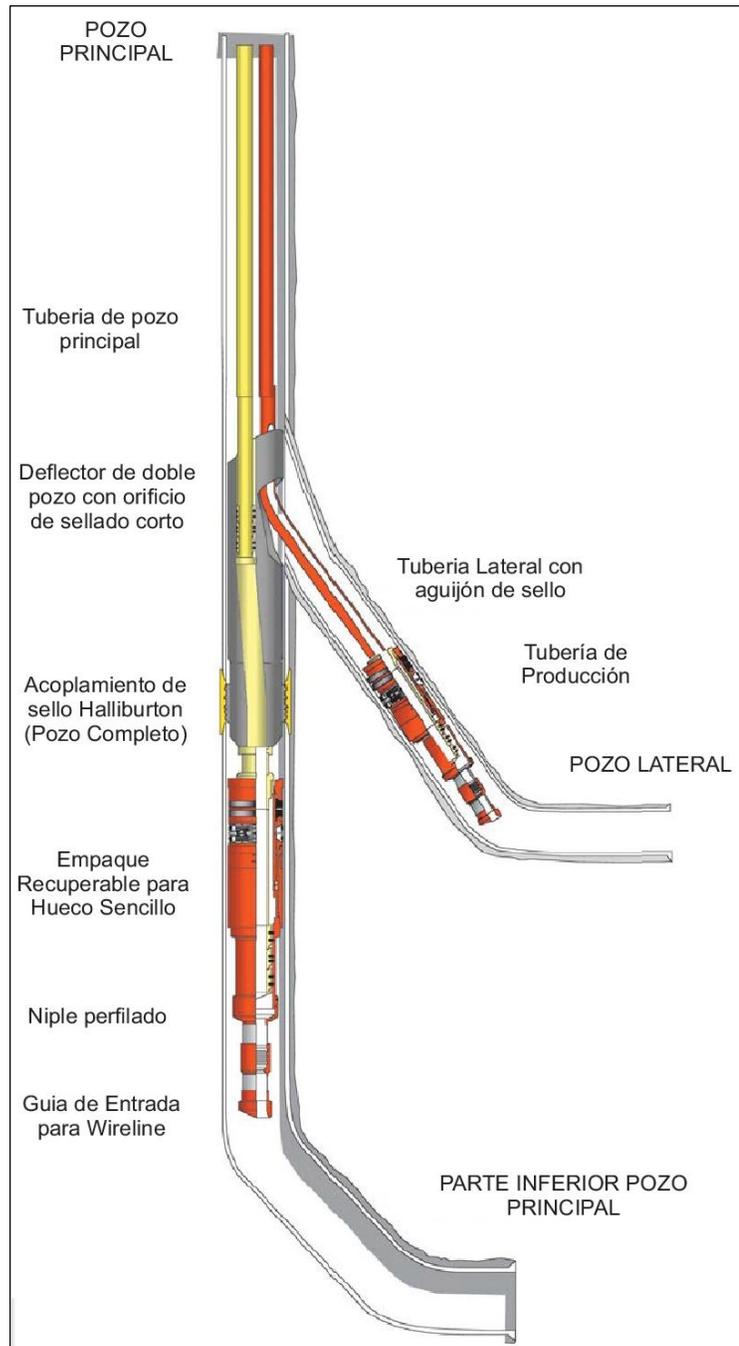
Fuente. HALLIBURTON Completion Solutions Introduction, [En línea] <http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog/01_Introduction.pdf> [Citado el 15 de Mayo de 2016].

Se pueden encontrar gran variedad de BHAs para este fin, y diseños especiales partiendo de la idea de los completamientos múltiples, que pueden llegar a ser frágiles y muy complejos de maniobrar en operaciones de campo. Algunos de estos casos, es el de los sistemas de asentamiento mecánico, aunque los empaques comúnmente utilizados en estas operaciones son los hidráulicos que tienen un procedimiento de des asentamiento más práctico, “la inclusión de un mecanismo de retención hidráulico en un empaque sentado por peso, aumentará el costo inicial de un 20-100%.”²⁵.

- **Completamiento multilateral.** Entre los completamientos de producción independiente de yacimientos se encuentra el Completamiento Multilateral (Ver **Figura 13**). El cual se caracteriza por el uso de tuberías de producción paralelas. Este tipo de completamiento puede llevarse a cabo con dos o más tuberías de producción y con varios empaques de aislamiento y consiste en una tubería de producción principal sea vertical, horizontal o desviada, de la cual se derivan otras tuberías que internamente vienen paralelas.

²⁵ DELGADO, Juan Especificaciones técnicas, manual – guía de empaques en operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2005. p. 32-33.

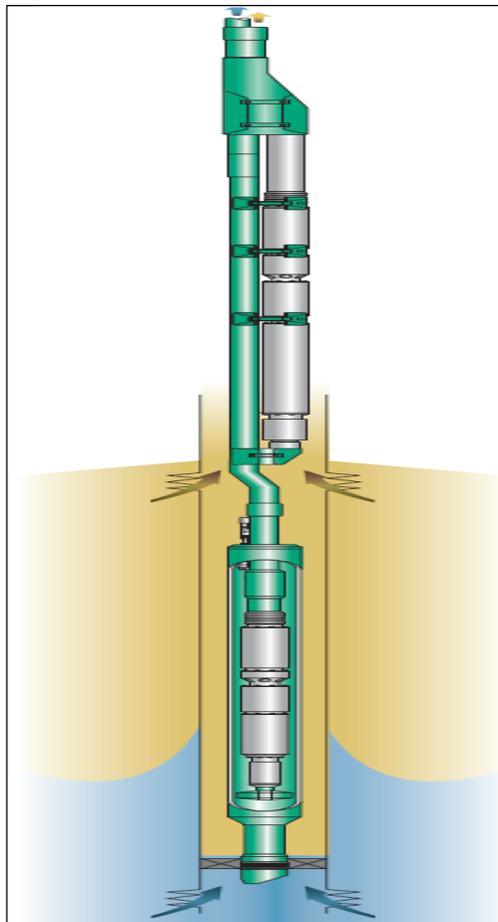
Figura 13. Producción simultánea independiente Multilateral.



Fuente. HALLIBURTON Completion Solutions
 Introduction, [En línea]
 <http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog/01_Introduction.pdf> [Citado el 15 de Mayo de 2016]

- **Completamiento Dual Concéntrico BES.** Como nuevas tecnologías se han desarrollado sistemas de completamiento para producción independiente de yacimientos, tales como los sistemas de producción dual concéntrico BES **Figura 14.** Con este completamiento es posible producir a través de dos tuberías de producción inmersa una dentro de la otra. Esto se realiza a través de una herramienta de cruce y un Y-Tool, que hace una unión entre el espacio anular del tubo exterior y tubo interior, y la tubería lo que permite que se produzca por este anular la zona superior, y la zona inferior se produce por la tubería interior.

Figura 14. Producción simultánea independiente mediante Dual Concéntrico BES.



Fuente. RMS pumptools, Dual Concentric Multiple Zone [En línea] <<http://www.rmspumptools.com/perch/resources/product%20docs/dual-concentric-multiple-zone.pdf>> [Citado el 15 de Mayo de 2016].

2.2 HERRAMIENTAS PARA EL DESARROLLO SISTEMATIZADO DEL MÓDULO DE COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE

Debido a que el alcance del proyecto, contempla (uno) el desarrollo de un mapa virtual en una página web con la ubicación de los completamientos múltiples instalados en Ecopetrol S.A. durante Enero de 2005 a Diciembre de 2015 y (dos) la creación de una matriz de selección en una página web/aplicativo virtual como guía para la selección de completamientos futuros, a continuación se presentan conceptos informáticos relevantes e importantes, que se emplearán y aplicarán durante el desarrollo de los objetivos mencionados anteriormente.

2.2.1 Matriz de Selección. Técnica de clasificación jerárquica para evaluar proyectos potenciales, problemas, alternativas o soluciones propuestas basadas en un criterio específico o dimensiones de calidad.

2.2.2 Aplicación Web. Una aplicación Web es un sitio Web que contiene páginas con contenido sin determinar, parcialmente o en su totalidad²⁶. El contenido final de una página se determina sólo cuando el usuario solicita una página del servidor Web, el contenido de una aplicación web puede ser parcial o totalmente descargado según sea el requerimiento, las aplicaciones web son utilizadas como herramientas para acceder algún servidor web a través de internet mediante un navegador. Las aplicaciones web son codificadas en el lenguaje de programación soportados por los navegadores.

2.2.3 Modelo de Relación de Objetos. Técnica de programación que permite el emparejamiento de datos con una base de datos y asociarlo a objetos con el fin de realizar tareas sobre la base de datos por medio de queries para la búsqueda de información, actualización, eliminación y creación de información en la base de datos.

2.2.4 Base de Datos. Conjunto de datos informativos organizados en un mismo contexto para su uso y vinculación, la interacción base de datos aplicación se realiza por medio del modelo de relación de objetos que extrae o modifica la información de la base de datos que es solicitada por el usuario desde el navegador Web, Algunas de las características de una base de datos según Pérez²⁷ son:

- Independencia lógica y física de los datos.

²⁶ ADOBE SYSTEM INCORPORATED, Aspectos Básicos de las aplicaciones Web. [En línea]. 2016 [Consultado el 19 de Septiembre de 2016] Disponible en Internet: <URL <https://helpx.adobe.com/es/dreamweaver/using/web-applications.html>>

²⁷ PEREZ, Damian ¿Qué son las bases de datos? [En línea]. 2012 [Consultado el 19 de Septiembre de 2016] Disponible en Internet: <URL <http://www.maestrosdelweb.com/que-son-las-bases-de-datos/>>

- Redundancia mínima.
- Acceso concurrente por parte de múltiples usuarios.
- Integridad de los datos.
- Consultas complejas optimizadas.
- Seguridad de Acceso y Auditoría.
- Respaldo y recuperación.
- Acceso a través de lenguajes de programación estándar.

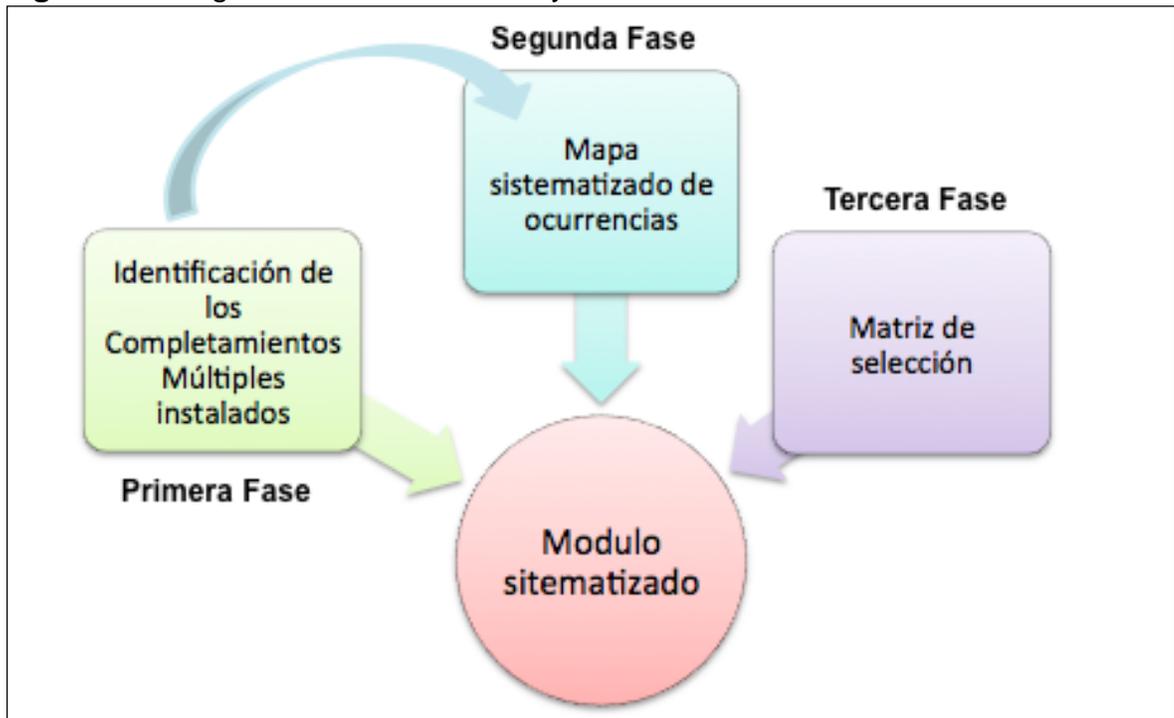
2.2.5 Google Maps APIs. Google Maps (Interfaz de programación de Aplicaciones) API, es una herramienta que permite la inserción de mapas de Google Maps a páginas Web para visualización de datos, direcciones, etc. Mediante esta herramienta se desarrolla el mapa de los completamiento Múltiples.

3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presenta la metodología para satisfacer los objetivos del proyecto, el cual se desarrolló en tres fases consecutivas, la primera correspondiente a la identificación de los completamientos múltiples, una segunda etapa concerniente al desarrollo del mapa sistematizado de ocurrencias, y una última etapa que contiene los pasos para el desarrollo de la matriz sistematizada de selección de los completamientos múltiples.

En la **Figura 15** se muestran las etapas del proyecto y su relación entre sí. Para el desarrollo del mapa sistematizado de ocurrencias se requirió de la identificación previa de los completamientos múltiples instalados por Ecopetrol durante los años 2005-2015, posteriormente se realizó la matriz virtual, que en conjunto con el mapa sistematizado integran el módulo.

Figura 15. Diagrama de Fases del Proyecto



La primera fase del proyecto integra los procedimientos realizados para la búsqueda, filtrado y análisis de la información, con el fin de identificar los completamientos múltiples. El desarrollo de la fase uno integra el primer objetivo de la investigación definido como:

- (1) Analizar la información histórica de los completamientos múltiples instalados en los campos de Ecopetrol S.A. desde Enero de 2005 hasta Diciembre de 2015.

La segunda fase, que corresponde al segundo objetivo del proyecto, integra todo el desarrollo sistematizado del mapa de ocurrencias, por medio de la aplicación Google Maps API, e involucra los medios utilizados para:

(2) Representar geográficamente en el mapa de Colombia la ubicación de los completamientos múltiples instalados en los campos de Ecopetrol S.A.

La última fase de la investigación abarca el desarrollo de la matriz de selección de los completamientos múltiples y la información necesaria para la identificación de parámetros y condiciones técnicas, además de nuevas tecnologías que puedan aplicarse. Esta etapa comprende los objetivos tercero, cuarto y quinto del proyecto, definidos como:

(3) Analizar parámetros y variables operativas que permitan identificar condiciones para la instalación de un completamiento múltiple en los pozos de Ecopetrol S.A.

(4) Elaborar matriz teórica que proporcione criterios para la toma de decisiones en la selección de un completamiento múltiple para un pozo.

(5) Diseñar el modelo de gestión sistematizado para el manual de completamientos múltiples para Ecopetrol S.A.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias)²⁸ este proyecto de investigación es de carácter Científico Aplicado debido a que genera un nuevo conocimiento partir de uno existente, en respuesta a un problema o necesidad identificada. Como posibles resultados a este tipo de investigación, se tienen: Nuevo conocimiento que aporta a la solución parcial o total de una necesidad o un problema identificado y genera la base de conocimiento para un sector de aplicación. El problema identificado en la compañía es el desaprovechamiento de la información histórica para la maduración en los proyectos de la compañía. Para darle solución a este problema, se planteó el desarrollo de una matriz que permita la selección preliminar de un completamiento múltiple, y a su vez un mapa de que permita ver las ocurrencias de este tipo de completamientos en los campos de Ecopetrol S.A.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

A continuación se describe para cada etapa del diseño de investigación, la población, muestra, tipo de muestra y los criterios utilizados para su selección.

²⁸ COLCIENCIAS, Tipología de proyectos calificados como de carácter científico, tecnológico e innovación, 2006, Pág. 17.

3.2.1 Fases 1 y 2. Se describe para fase uno y dos la población y muestra.

3.2.1.1 Población. Para el proyecto son todos los eventos de Completamiento Original, Work Over y Well Services entre Enero de 2005 y Diciembre de 2015, las cuales sumaron un total de 55.944 Eventos.

3.2.1.2 Muestra. Corresponde a los pozos diseñados con completamiento múltiple, que presentaron eventos de OCM, WSV y WRK efectuados entre Enero de 2005 y Diciembre de 2015, los cuales sumaron un total de 1.546 casos identificados de 781 pozos.

3.2.1.3 Parámetros de Selección de Muestra. Los parámetros para la selección de la muestra fueron:

- Tiempo: delimitado entre Enero de 2005 y Diciembre de 2015.
- Tipo de completamiento: que tuviera instalado completamiento múltiple.
- Eventos: que los pozos presentaran eventos de WSV, WRK y OCM.

3.2.1.4 Tipo de muestra y Forma de Muestreo. El tipo de muestra utilizado para la selección de los completamientos múltiples fue muestreo no probabilístico ya que este tipo de muestreo no brinda a todos los individuos de la población iguales oportunidades de ser seleccionados. Estos deben ser seleccionados bajo criterios o características específicas, por ello la técnica utilizada fue la de muestreo discrecional que consiste en la selección de las unidades que serán muestra en base a su conocimiento y juicio profesional.

3.2.2 Fase 3. Se describe para fase tres la población y muestra.

3.2.2.1 Población. La población para la última fase se ve representada en documentos de investigación de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE) y tesis de investigación ubicados en los repositorios de la Universidad de América y la Universidad Industrial de Santander, relacionados a los completamientos múltiples.

3.3 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

A continuación se describe las técnicas e instrumentos para cada una de las fases del diseño metodológico de investigación.

3.3.1 Instrumentos de recolección de Datos. Se presenta para cada etapa los instrumentos de recolección de datos utilizados.

3.3.1.1 Fase 1. Se describe para fase uno los instrumentos de recolección de datos.

- ❖ **DataAnalyzer®.** Herramienta para realizar consultas integradas de información registrada en OpenWells®²⁹, por medio de esta plataforma es posible realizar filtros de información y tabularla para poder ser tratada o analizada.
- ❖ **Software OpenWells®.** “Gestiona y hace un seguimiento de las actividades de perforación y completamiento de pozos”³⁰ es la herramienta donde se consigna toda la información de las operaciones de la compañía.
- ❖ **Microsoft Excel**³¹. Software de Microsoft capaz de crear y editar hojas de cálculo. El programa realiza operaciones por medio de celdas y varias herramientas gráficas que permiten dar interpretación a datos estadísticos. Programa informático desarrollado y distribuido por Microsoft Corporation. Se trata de un software que permite realizar tareas contables, financieras, estadísticas entre otras gracias a sus funciones, desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.

3.3.1.2 Fase 2. Se describe para fase dos los instrumentos de recolección de datos.

- ❖ **DataAnalyzer®.** Herramienta para realizar consultas integradas de información registrada en OpenWells®, por medio de esta plataforma es posible realizar filtros de información y tabularla para poder ser tratada o analizada.
- ❖ **GeoVisor ANH v2.0.** El GeoVisor ANH es una aplicación Web propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia, que permite consultar libremente información general histórica de pozos y cuencas sedimentarias del país. El GeoVisor permite buscar cierta información de los pozos perforados por las diferentes compañías operadoras en Colombia.
- ❖ **Transformador de sistema de coordenadas de valores pares en-línea (cs2cs)**³². Herramienta online que permite la conversión de cualquier tipo de coordenadas.
- ❖ **Microsoft Excel.** Software de Microsoft capaz de crear y editar hojas de cálculo. El programa realiza operaciones por medio de celdas y varias herramientas gráficas que permiten dar interpretación a datos estadísticos.

²⁹La licencia de Base de Datos OpenWells y DataAnalyzer pertenece a Ecopetrol S.A., de las cuales se consultó la información para el proyecto.

³⁰LANDMARK WEBSITE, About Landmark [Online] 2016. [Consultado el 03 de Octubre de 2016]. Tomado de: <https://www.landmark.solutions/About>

³¹Cabe destacar que Excel es un programa comercial: algunas veces hay que pagar una licencia para poder instalarlo. Existen otras opciones, de código abierto (“open source“, en inglés), que pueden instalarse o ejecutarse sin cargo y que también permiten administrar hojas de cálculo, tales como OpenOffice.org Calc y Google Docs.

³²En Inglés **Coordinate system transformation of value pairs on-line (cs2cs)**. Herramienta disponible en cs2cs.mygeodata.eu

3.3.1.3 Fase 3. Se describe para fase tres los instrumentos de recolección de datos.

- ❖ **Documentos de Investigación.** Documentos de investigaciones o casos de estudio (*papers*), libros físicos y virtuales desarrollados y aplicados en diferentes países en el área de completamiento de pozos (well completion) de petróleo y gas. OnePetro es una de las páginas electrónicas ampliamente conocida por su contenido en documentos de investigación que pueden ser descargados libremente por estudiantes de la Universidad de América. Adicionalmente revisión de páginas electrónicas de compañías especializadas a nivel mundial, en operaciones de completamiento de pozos de hidrocarburos.
- ❖ **Tesis de Investigación.** Documentos físicos o electrónicos que contiene desarrollo y estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, que, para este proyecto, se enfocan en las tesis relacionadas al diseño de pozos hidrocarburíferos e inyectores de fluidos, en su etapa de completamiento.

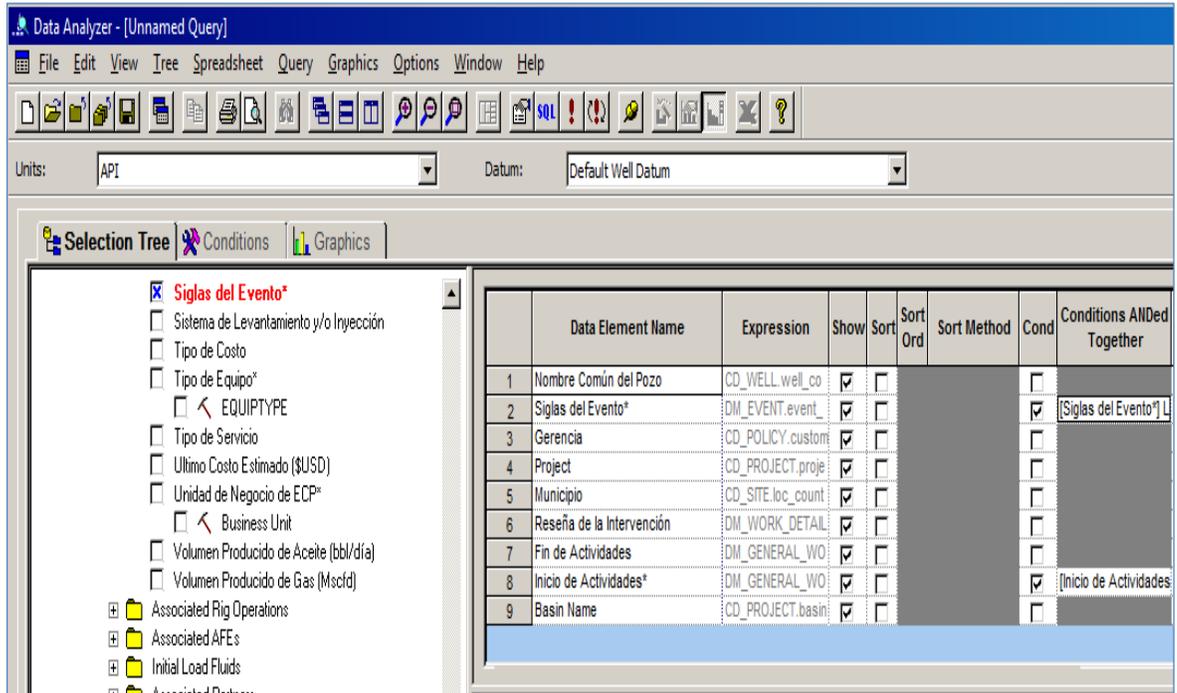
3.3.2 Técnicas de Recolección de Datos. A continuación, se detalla cada técnica empleada en cada fase:

3.3.2.1 Fase 1. Para identificar y seleccionar los eventos correspondientes a completamientos múltiples, instalados en los campos de ECOPETROL S.A. como múltiples se propuso los siguientes parámetros de búsqueda:

- Well_id
- geo_offset_north (m)
- geo_offset_east (m)
- Nombre Común del Pozo
- Siglas del Evento
- Gerencia
- Project
- Municipio
- Reseña de la Intervención
- Fin de Actividades
- Inicio de Actividades
- Basin Name

En la **Figura 16** se muestra la query con los parámetros de búsqueda mencionados anteriormente.

Figura 16. Imagen de Query con parámetros de Búsqueda



Fuente. Autores. Tomada de la Base de Datos de Data Analyzer de ECOPETROL S.A.

Para la búsqueda se realizaron queries teniendo en cuenta los periodos de las intervenciones realizadas de la siguiente manera:

Tabla 1. Periodos de tiempo filtrados en cada query (consulta).

No. Query	Periodo Filtrado
1	Enero 2005-Diciembre 2009
2	Enero 2010- Diciembre 2012
3	Enero 2013-Diciembre 2015

Para delimitar las queries se añadieron condicionales para el evento como OCM, WRK y WSV.

3.3.2.2 Fase 2. Para la elaboración del mapa, las coordenadas se obtuvieron de Data Analyzer®, incluyendo en los criterios de búsqueda la ubicación del pozo. También se obtuvieron/rectificaron de información pública de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

La información para rectificación de coordenadas se obtuvo del GeoVisor del Modelo Integrado de Gestión de Exploración y Producción de Hidrocarburos de la ANH, disponible en línea de manera gratuita.

En la **Figura 17** se muestra la vista del GeoVisor al iniciar el aplicativo.

Figura 17. Captura de Pantalla GeoVisor MIGEP.



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. GeoVisor MIGEP ANH [En línea], < <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx> > [Citado el 09 de Octubre de 2016].

Para obtener el listado de pozos de Ecopetrol se especificó en la categoría taxonomía “OPERADOR” y en el campo de búsqueda “ECOPETROL S.A”. En la opción de capas se seleccionó “pozos”, tal como se muestra en la **Figura 18**.

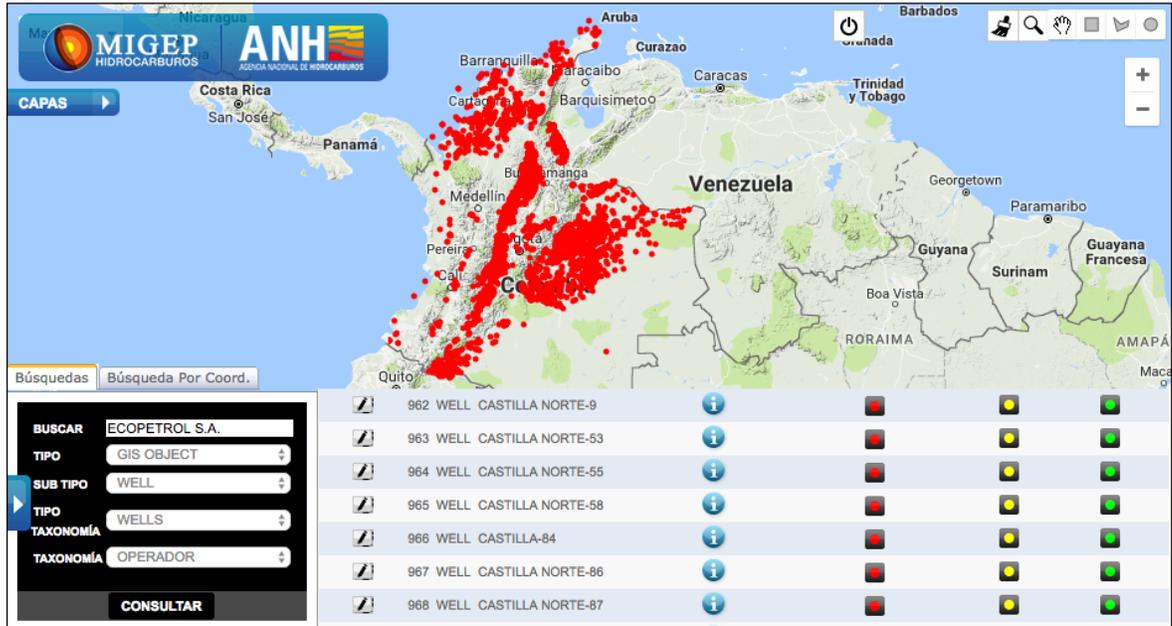
Figura 18. Captura de Pantalla Función de Búsqueda MIGEP.



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. GeoVisor MIGEP ANH [En línea], < <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx> > [Citado 09 de Octubre de 2016].

Al obtener el listado de pozo se obtuvo la información de latitud, longitud y otra información acerca de cada pozo. En la **Figura 19**, se muestra la lista parcial obtenida en la aplicación.

Figura 19. Captura de Pantalla resultados de la consulta.



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. GeoVisor MIGEP ANH [En línea], < <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx> > [Citado en 09 de Octubre de 2016].

Este proceso se realizó para cada pozo y se registró la información obtenida en una base de datos en Excel (Ver **Figura 20**) para su fácil verificación y comparación con la información obtenida de OpenWells®.

Figura 20. Captura de pantalla de fragmento de Base de Datos en Excel con información obtenida de la ANH.

Id	Key	Value	Nombre	CALIDAD	ACTUALIZ	LONGITUD	LATITUD	CAMPO	DEPARTAMENT	CUENCA	FECHA_COMPLETACION
12	930	NOMBRE	AKACIAS-1 AKACIAS 1	Definitivas	SI	-73,6827	3,95804	CUBARRAL	META	LLANOS ORIENTALES	27/11/2010
13	931	NOMBRE	AKACIAS EST AKACIAS EST	Definitivas	SI	-73,7624	3,93879	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	16/06/2012
14	932	NOMBRE	AKACIAS EST AKACIAS EST	Definitivas	SI	-73,6899	3,99807	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	04/12/2011
828	3428	NOMBRE	AKACIAS-18 AKACIAS 18	Definitivas	SI	-73,6807	3,97944	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	18/02/2013
4269	14361	NOMBRE	AKACIAS-1 S AKACIAS 1 S	PRELIMINAR	NO	-73,7624	3,93879	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	01/01/1900
4680	15436	NOMBRE	AKACIAS-17 AKACIAS 17	Preliminares	SI	-73,738	3,93689	CPO 09	META	LLANOS ORIENTALES	25/12/2013
5696	18530	NOMBRE	AKACIAS-9 AKACIAS 9	Preliminares	SI	-73,7199	3,95252	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	11/06/2013
5697	18531	NOMBRE	AKACIAS-10 AKACIAS 10	Preliminares	SI	-73,72	3,95213	CPO 09	META	LLANOS ORIENTALES	05/08/2013
5698	18532	NOMBRE	AKACIAS-19 AKACIAS 19	Preliminares	SI	-73,6808	3,97919	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	05/05/2013
5857	72945	NOMBRE	AKACIAS-20 AKACIAS 20	Preliminares	SI	0	-73,680768	3,979315	AKACIAS	LLANOS ORIENTALES	1899-12-30
5881	87679	NOMBRE	AKACIAS-20 AKACIAS 20	Preliminares	SI	0	-73,6807596	3,97931778	AKACIAS	LLANOS ORIENTALES	1899-12-30

Fuente. Autores. Data producto de la información pública de la ANH.

3.3.2.3 Fase 3. Para esta Etapa la manera de identificar las variables para la elaboración de la matriz fue a través de la lectura y distinción de criterios y rangos de aplicación de los diferentes tipos de completamiento múltiple encontrados.

Se catalogaron las variables encontradas para cada uno de los tipos de completamiento en:

- ❖ **Yacimiento.** Se identificaron los parámetros de yacimiento en las que los tipos de completamiento múltiple, restricción o ventajas o desventajas que tienen sobre propiedades de yacimiento como producción de gas (relación gas petróleo), cambios en la permeabilidad vertical u horizontal, intrusiones de agua o de gas.
- ❖ **Mecánicas.** Se identificaron condiciones tales como, restricciones de Casing, geometría de pozo, ángulo máximo de desviación, esto con el fin de identificar las restricciones o condiciones bajo las que los tipos de completamiento múltiple son instalados.
- ❖ **Monitoreo y Control.** Se identificaron los completamientos que como característica tienen monitoreo y control del yacimiento con el objetivo de que puedan ser seleccionados si se requiere o no la inclusión de esta variable en la selección de un completamiento de acuerdo al usuario.

Como se mencionó previamente la búsqueda e identificación de estos rangos se identificó mediante la lectura de documentos de investigación como se muestra en la **Figura 21** y Tesis de Investigación (**Ver Figura 22**) Subrayando o resaltando los rangos o información relevante concerniente a las categorías expuestas, con el fin de consolidar y dejar un listado de variables en común de los completamientos múltiples.

Figura 21. Captura de Pantalla de Documento de Investigación Soporte.

Downhole Flow Control Valves

Function

- Binary (On-Off)
- **Discrete Multi-Position**
- High Resolution/Infinitely Variable

Actuation

- Hydraulic Balanced
- Hydraulic Spring Return
- Electric
- Electro-Hydraulic
- Mechanical override facility

Sizes and Ratings

- 5-1/2", 4-1/2", 3-1/2" and 2-7/8"
- Various Static and Dynamic Pressure Rating
- Variety of materials



Options

- Shrouding and extension
- Position Feedback Sensor
- Integrated Pressure/Temperature
- Multiplex valve control
- Custom choke trim design

Zones	Type of ICVs	Remarks
Zone B	Multi-Position (10 positions)	Appraisal zone Adjustable valve required to perform controlled commingle exercise.
Zone A1+A2	Binary (On- Off)	Tight Zones
Zones A3	Multi-Position (10 positions)	Problematic zone, expected water encroachment Adjustable valve required for choking to delay water breakthrough

Fuente. MOHAMED El Sayed Ibrahim. Three Zone Commingled and Controlled Production Using Intelligent Well Completion En: OnePetro [Base de Datos de documentos técnicos y artículos de revista]. No. SPE-172166-MS (Noviembre 2014); [Citado 01 de Noviembre de 2016] Disponible en OnePetro.org

Figura 22. Captura de Pantalla de Documento de Soporte.

Diámetro de revestimiento: es necesario que tenga como mínimo $9\ 5/8"$ de diámetro, esto con el fin de tener la posibilidad de instalar cualquiera de los dos tipos de completamientos duales debido a que como se mencionó anteriormente en los pozos con revestimiento de $7"$ las sartas paralelas son más complicadas de instalar.

Separación entre arenas: la separación mínima que deben tener las arenas debe ser mayor a 100 pies esto con el fin de tener espacio para la instalación del ensamblaje del empaque que evite la mezcla de fluidos.

La producción de gas no será un problema debido a la baja presencia de éste en el Bloque.

Según estas limitantes y las condiciones descritas para poder implementar un completamiento dual la empresa de apoyo ha brindado el siguiente pozo ubicado en el polígono c del Bloque Cubiro y allí realizar el diseño del completamiento, Ver Figura 36.

Figura 36. Pozo A.

REVESTIMIENTO 13-3/8",
155, 54.5 LBS/FT

ZAPATO DE REVESTIMIENTO
13-3/8" @ 582 FT

REVESTIMIENTO 9-5/8",
108, 46.3 LBS/FT

C5
5506' - 5516'

C7
5628' - 5634'

ZAPATO DE REVESTIMIENTO
9-5/8" @ 5642 FT

Fuente: DELRIO S.A.

81

Fuente. CABANA, Laura y ZULUAGA, Juan. Evaluación técnico-financiera del completamiento dual para un pozo tipo del Bloque Cubiro. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2016.

A continuación se presenta la **Tabla 2** que resume la bibliografía consultada para el desarrollo de la matriz o diagrama de flujo para la selección de un completamiento múltiple.

Tabla 2. Fuentes Bibliográficas para la formulación de la matriz.

TITULO	TRADUCCIÓN	TIPO DE DOCUMENTO	AÑO DE PUBLICACIÓN	APORTE A LA INVESTIGACIÓN
Estudio de viabilidad para la implementación del completamiento dual concéntrico con bombeo Electrosumergible en los pozos A y B del Campo Castilla		Tesis de Investigación	2012	Se identificaron parámetros y condiciones para la instalación de un completamiento dual bombeo electrosumergible.
Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo		Tesis de Investigación	2012	Se identificaron parámetros y condiciones para la instalación de un completamiento dual bombeo electrosumergible.
Three-Zone Commingled and Controlled Production Using Intelligent Well Completion	Producción mezclada y controlada de 3 zonas utilizando un completamiento inteligente.	Documento de Investigación (Paper)	2014	Instalación y diseño de un completamiento con diferentes válvulas reguladoras acorde a los requerimientos de cada capa.
Evaluación técnico-financiera del completamiento dual para un pozo tipo del Bloque Cubiro		Tesis de Investigación	2016	Se identificaron parámetros y condiciones para la instalación de un completamiento dual bombeo electrosumergible.
Use of Sliding Sleeve Valves in Long Lateral for Control of Production, Injection and Stimulation Completion	Uso de Válvulas con camisas de deslizamiento en completamientos laterales largos para el control de producción, inyección y estimulación	Documento de Investigación (Paper)	2016	Aplicación de nueva tecnología en pozos que requieren ser estimulado y tener un control de sus reservas.
Toward Improving Reservoir Management Practices in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs Using Adjustable Inflow Control Devices ICDs	Hacia una mejora de prácticas para la administración de reservas en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados usando dispositivos de control de flujo ajustables (ICDs)	Documento de Investigación (Paper)	2016	Identifica y condiciona el uso de <i>Passive Inflow Control Device</i> y <i>Active Inflow Control Device</i> .

3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

A continuación se describe las técnicas de procesamiento y análisis de datos realizados para cada una de las etapas del proyecto.

3.4.1 Fase 1. La **Figura 23** muestra los pasos realizados en esta etapa, para el procesamiento de la información recolectada previamente. Se realizaron los filtros y búsquedas de las terminaciones con completamiento de tipo múltiple efectuadas durante los años 2005-2015 en de todas las cuencas sedimentarias en las que opera ECOPEPETROL S.A.

Figura 23. Metodología fase 1.

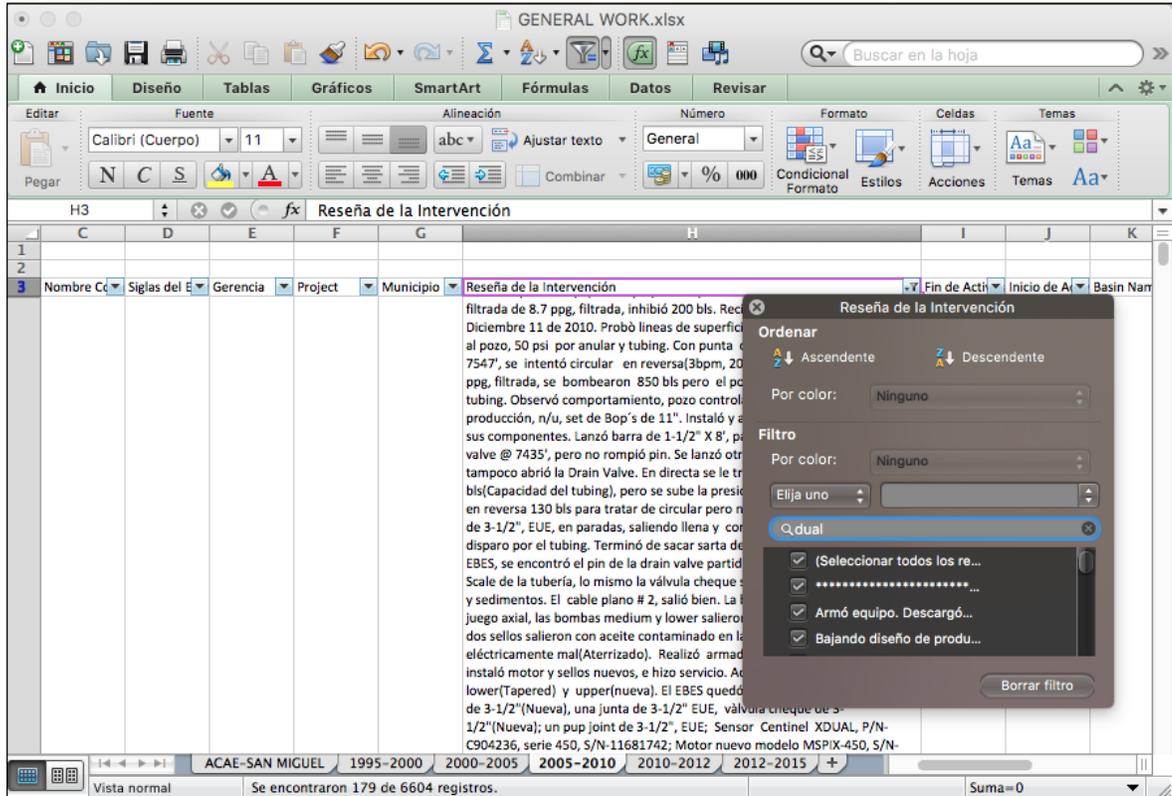


Consolidada la información en el programa Excel, para lograr la Identificación de los Completamientos Múltiples se realizó un filtro por palabras contenidas en la columna **Reseña de la Intervención** (Ver **Figura 24**), las palabras claves filtradas fueron:

- Múltiple/Multiple
- Selectiva
- Selectivo
- Dual
- Doble
- Sliding Sleeve
- Camisa
- Inteligente/Intelligent
- Smart
- Control Device
- Dispositivo Controlador
- ICD/DCI

A Las filas con las palabras claves contenidas en la columna reseña de la intervención, se les realizó la lectura completa del contenido de la celda, identificando el tipo de completamiento instalado y si tenía un tipo de completamiento múltiple teniendo en cuenta la definición dada en el capítulo marco teórico. Producto de este análisis se identificaron seis tipos de completamientos distribuidos entre las cuencas estudio.

Figura 24. Filtro por contenido de palabras claves.



Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®

Realizado el procedimiento para la identificación de los completamientos, se procedió agruparlos por Cuencas Sedimentarias, esto con el fin de que fuera posible asociar rápidamente el nombre del pozo con la cuenca y por ende su ubicación general en la geografía Colombiana.

Agrupados los pozos por cuenca, se realizó estadística de ocurrencia de los tipos de completamiento múltiple por cada cuenca. El análisis anterior se realizó con el fin de identificar le completamiento predominante que permita establecer un antecedente en los completamiento múltiple, y, que pueda dar base a futuras instalaciones de este tipo de completamiento en las pozos de las cuencas de Ecopetrol S.A.

3.4.2 Fase 2. Como las coordenadas arrojadas por el programa DataAnalyzer® estaban en coordenadas MAGNA-SIRGAS Bogotá Zone se utilizó información pública de la ANH para tener las coordenadas de los pozos en MAGNA-SIRGAS WGS-84 para ser cargados en la aplicación API de Google Maps para realizar el mapa sistematizado de ocurrencias. Algunas coordenadas no fueron encontradas en esta información, por lo que se procedió a convertir las coordenadas arrojadas por DataAnalyzer®.

Para cargar las coordenadas en la aplicación se realizó una base de datos (Ver **Figura 25**) en la herramienta de Microsoft Excel con la información de cada pozo a ubicar y mostrar en el mapa. La información de cada pozo que se tuvo en cuenta en la base de datos incluía:

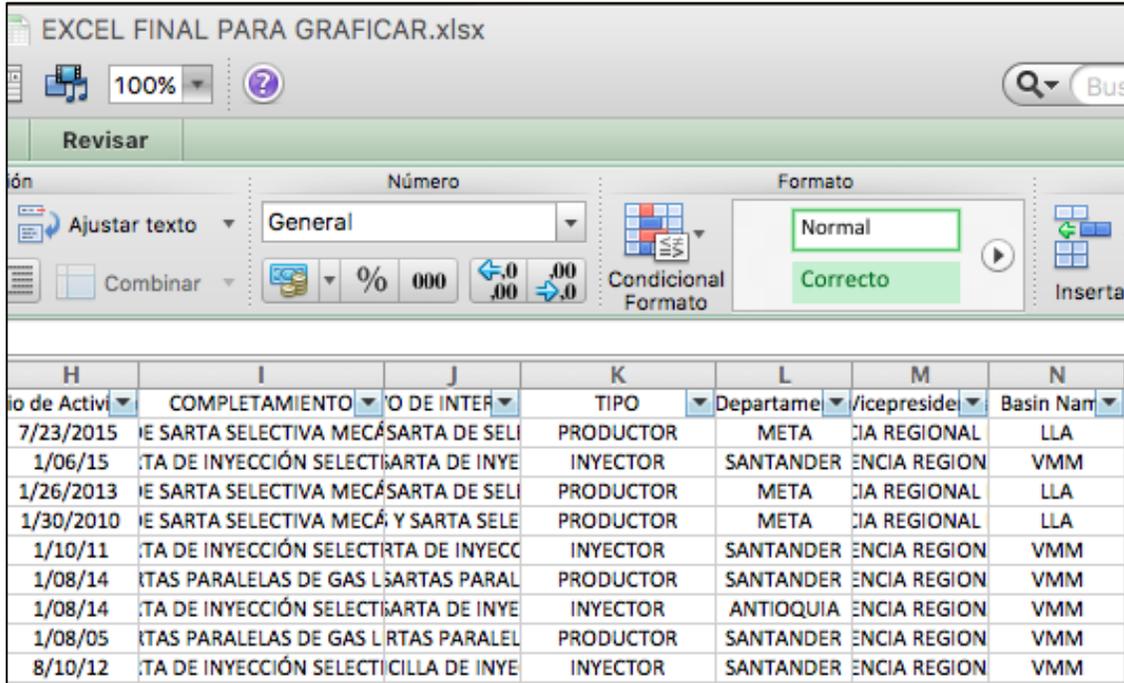
- Coordenadas del pozo (latitud y longitud)
- Nombre del pozo
- Tipo de completamiento instalado
- Fecha de actividades
- Tipo de pozo
- Color de convención
- Motivo de la intervención

Figura 25. Captura de Pantalla de Herramienta de Office Excel de la base de datos (a) Parte 1: Filas 1 a 10 Vs Columnas A a G. (b) Parte 2: Filas 1 a 10 Vs Columnas H a N.

(a)

	A	B	C	D	E	F	G
1	LONGITU	LATITUD	Common Well Nar	glas del Eve	Project	Municipi	n de Activid
2	-73,73800	3,93689	AKACIAS 17	WSV	AKACIAS	ACACIAS	8/02/15
3	-73,77960	7,02617	LA CIRA 3908	OCM	LA CIRA	RRANCABERM	1/13/2015
4	-73,39450	4,06995	APIAY 14	WSV	APIAY	VILLAVICENCIC	2/04/13
5	-73,39170	4,06205	APIAY 22	WRK	APIAY	VILLAVICENCIC	2/11/10
6	-73,76000	6,94644	LA CIRA 2068	WRK	INFANTAS	RRANCABERM	1/14/2011
7	-73,45452	7,35720	SANTOS 78	WRK	SANTOS	BANA DE TORF	1/14/2014
8	-73,90594	7,06499	CASABE 1354	OCM	CASABE	YONDO	1/14/2014
9	-73,44965	7,33047	SANTOS 82	WRK	SANTOS	BANA DE TORF	1/15/2005
10	-73,40026	7,48274	BONANZA 1	WRK	BONANZA	RIONEGRO	8/12/12

(b)

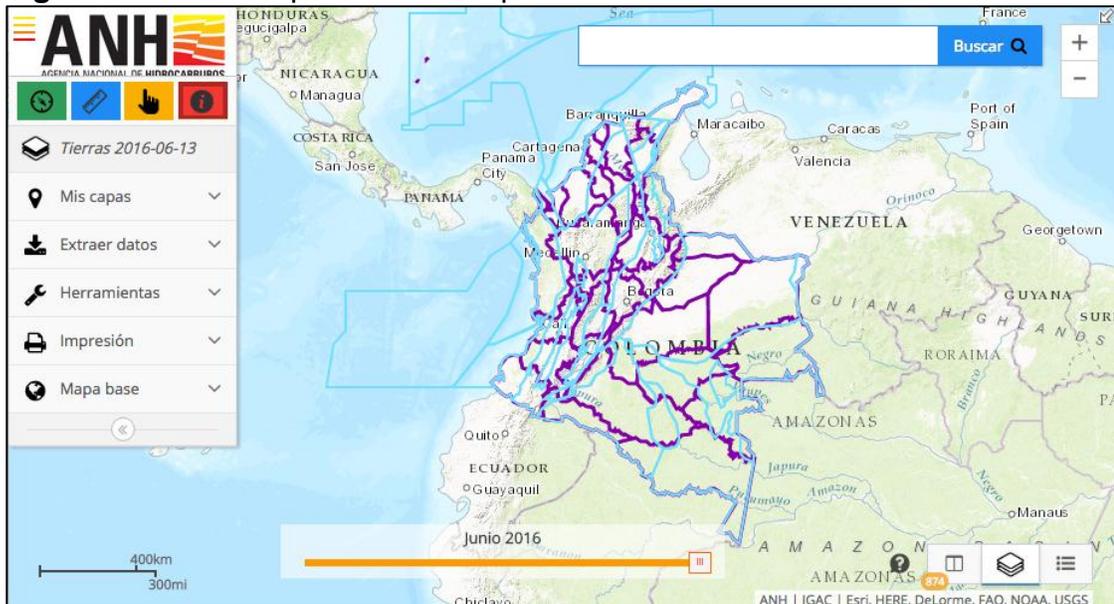


Fecha de Activación	COMPLETAMIENTO	NOMBRE DE INTERVENCIÓN	TIPO	Departamento	Vicepresidente	Basin Name
7/23/2015	DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	SARTA DE SELLADO	PRODUCTOR	META	CIENEGAS REGIONAL	LLA
1/06/15	DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	SARTA DE INYECCIÓN	INYECTOR	SANTANDER	CIENEGAS REGIONAL	VMM
1/26/2013	DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	SARTA DE SELLADO	PRODUCTOR	META	CIENEGAS REGIONAL	LLA
1/30/2010	DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	SARTA DE SELLADO	PRODUCTOR	META	CIENEGAS REGIONAL	LLA
1/10/11	DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	SARTA DE INYECCIÓN	INYECTOR	SANTANDER	CIENEGAS REGIONAL	VMM
1/08/14	DE SARTAS PARALELAS DE GAS	SARTAS PARALELAS	PRODUCTOR	SANTANDER	CIENEGAS REGIONAL	VMM
1/08/14	DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	SARTA DE INYECCIÓN	INYECTOR	ANTIOQUIA	CIENEGAS REGIONAL	VMM
1/08/05	DE SARTAS PARALELAS DE GAS	SARTAS PARALELAS	PRODUCTOR	SANTANDER	CIENEGAS REGIONAL	VMM
8/10/12	DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	SARTA DE INYECCIÓN	INYECTOR	SANTANDER	CIENEGAS REGIONAL	VMM

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®

Adicionalmente se utilizó la herramienta GeoVisor ANH (Ver **Figura 26**) para verificar las coordenadas de los pozos que al ser graficados se ubicaban en lugares diferentes a Colombia.

Figura 26. Captura de pantalla de GeoVisor ANH v2.0



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. GeoVisor ANH v2.0 [En línea], < <https://geovisor.anh.gov.co/> > [Citado en 09 de Octubre de 2016].

Como se mencionó anteriormente el mapa se representó de forma sistematizada por medio de la Herramienta Google Maps API en una página web. El mapa se programó de tal forma que representara el pozo haciendo lectura de las coordenadas contenidas en determinadas celdas, graficándolo en el mapa de los completamientos múltiples, junto con los datos asociados a la misma fila. De esta forma se estableció un formato para carga de coordenadas. En caso de requerir alguna modificación por parte de los usuarios de la página, en la **Figura 27** se aprecia el orden en que se deben encontrar el orden de las columnas para ser cargadas y sobrescriban los datos existentes.

Figura 27. Captura de pantalla para la carga de datos en Página Web.

Carga de Tabla de Datos Completamientos Múltiples

Por favor cargue una tabla de excel con las siguientes características:

- No debe contener celdas combinadas
- En la primera fila se ubican los nombres de las columnas
- Los datos deben estar en la primer hoja

Las columnas que debe llevar son las siguientes:

- Fecha de Finalización
- Fecha de Inicio
- Completamiento
- Color
- Motivo de la intervención
- Tipo de Pozo
- Siglas del evento
- Nombre Común del Pozo
- Municipio
- Longitud
- Latitud
- Campo
- Vicepresidencia
- Longitud del Campo
- Latitud del Campo
- Cuenca

Archivo de Excel:

Seleccionar archivo No se eligió archivo

Cargar Tabla

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Citado en 05 de Septiembre de 2016] Modificada por autores.

3.4.3 Fase 3. Para el desarrollo de la matriz de selección de completamientos múltiples, se consultaron variables y parámetros que favorecieran la selección de cada tipo de completamiento múltiple para ser instalado en un pozo. A través de una serie de preguntas, en primera instancia para establecer las condiciones o premisas en las que cualquier tipo de completamiento múltiple pueda ser instalado; después de este diagnóstico se establecen condiciones para los diferentes tipos de completamiento múltiple mediante las preguntas realizadas al usuario y acorde a las respuestas entregadas se presentaran las opciones del completamiento múltiple considerando características de yacimiento, mecánicas etc. Todo esto acorde a referencias Bibliográficas. A continuación se presentan

las variables y parámetros tenidos en cuenta para cada tipo de completamiento múltiple propuesto como recomendación:

3.4.3.1 Completamiento con sartas paralelas. Utilizado para producir de manera simultánea, sin mezclar fluidos y en flujo natural de dos zonas diferentes por medio de dos tuberías paralelas, un empaque dual hidráulico y un empaque sencillo permanente para aislar la zona inferior.

3.4.3.2 Completamiento con Sarta Dual de Gas Lift. Consiste en dos tuberías usualmente del mismo diámetro que son corridas para producir fluidos de diferentes yacimientos en un mismo pozo por medio de sistema de levantamiento gas lift.

- ❖ **Geometría del Pozo.** Este tipo de completamiento es recomendado para pozos verticales debido a que son dos tuberías paralelas.
- ❖ **Tamaño de Completación.** Está condicionado para revestimientos intermedios de diámetros mínimos de 9 5/8" y para la zona de interés un diámetro de 7", debido a que el tamaño de tubería de producción es generalmente de 2 7/8" ³³, ya que para diámetros menores generará restricciones al flujo.
- ❖ **Cantidad de zonas a producir.** Está condicionado para producir dos zonas sin mezclar sus fluidos.
- ❖ **Yacimiento.** Este diseño puede completarse con métodos para control de arena³⁴.

3.4.3.3 Completamiento Dual Concéntrico con Bombeo Electrosumergible. Consiste en una tubería inmersa de la otra que permite la producción de dos intervalos de manera simultánea e independiente por medio de dos bombas electrosumergibles. Estos completamientos son instalados bajo condiciones específicas.

³³ CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamientos de Pozos. 1997. p4-13.

³⁴ *Ibíd.*, p9-17.

- ❖ **Geometría del Pozo.** Este tipo aplica para pozos verticales o ligeramente desviados con un ángulo máximo de desviación de 45° y con un Dog Leg menor a 8°/100ft debido a que existe una restricción para pasar los equipos por un ángulo superior³⁵.
- ❖ **Tamaño de Completación.** Está condicionado para revestimientos con un diámetro mínimo de 9 5/8" y una tubería de producción con un diámetro mínimo de 7"^{36,37}.
- ❖ **Yacimiento.** Los parámetros de instalación para este completamiento están en función de la relación Gas-Petróleo cuyo valor debe ser no mayor al 10%³⁸. Un espaciado entre las arenas mínimo de 100 ft para tener espacio para la instalación del ensamblaje del empaque que evite la mezcla de fluidos³⁹.

3.4.3.4 Completamiento Selectivo. Este tipo de completamiento aplica para pozos donde se encuentran dos o más zonas prospectivas pero los fluidos producidos por cada zona deben ser evaluados o caracterizados independientemente. También se instala en pozos exploratorios que tienen como objetivo tener mayor conocimiento del yacimiento en su columna estratigráfica, para así caracterizar independientemente cada subunidad⁴⁰.

- ❖ **Yacimiento.** Para la selección de este tipo de completamiento los intervalos a evaluar deben tener una diferencia de permeabilidades en promedio de Seis Darcies⁴¹ de esta forma que permitan administrar de manera óptima: el área de flujo contactada, el Draw Down y las unidades productoras de aceite con alto corte de agua.

³⁵ CABANA, Laura y ZULUAGA, Juan. Evaluación técnico-financiera del completamiento dual para un pozo tipo del Bloque Cubiro. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2016. p. 80.

³⁶ AMARIS, José y CASTRO, Lady. Estudio de viabilidad para la implementación del completamiento dual concéntrico con bombeo Electrosumergible en los pozos A y B del Campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012. p73.

³⁷ NAVAS, Fabián y PARADA Omar. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012. p. 90.

³⁸ AMARIS, José y CASTRO, Lady. Op. Cit., p74

³⁹ CABANA, Laura y ZULUAGA, Juan. Op. Cit. p80.

⁴⁰ PARADA, Olga, Información Acerca del Completamiento selectivo [correo electrónico]. Mensaje enviado a: Oscar José JIMÉNEZ. 01 de Noviembre 2016. [Consultado el 04 de Noviembre de 2016] Comunicación Personal.

⁴¹ *Ibíd.* p.1.

❖ **Geometría de Pozo.** Las camisas selectivas no tienen restricciones con respecto a la geometría del pozo de si es horizontal o vertical, aunque no son muy utilizadas en pozos utilizadas en pozos horizontales, ya que en este tipo de pozos se busca retrasar el frente de agua con dispositivos de choque como ICV o de flujo preferencial ICD.

3.4.3.5 Completamientos Inteligentes. Como se ha descrito previamente los completamientos múltiples son aquellos que tiene monitoreo constante del yacimiento. Estos completamientos son instalados bajo condiciones específicas.

❖ **Geometría del Pozo.** Este tipo de completamientos son eficientes y en su mayoría instalados en pozos horizontales acorde a experiencia de campo presentada en documentos de investigación⁴². Por ende si la geometría del pozo seleccionada es horizontal se considera la instalación de un completamiento inteligente. Sin embargo, la utilización de este tipo de completamiento aplica también para pozos multilaterales.

❖ **Tipo de Completamiento.** Esta categoría selecciona el tipo de completamiento con respecto al hueco. “Una de los elementos clave para el diseño efectivo de un PICD es la compartimentalización con empaques en Hueco Abierto”⁴³. El completamiento más apropiado son los ICD ya que el diseño de las boquillas de estos dispositivos está acorde a un pozo en Open Hole. Por otra parte, los completamientos de ICV o nuevas tecnologías como SSV son instalados en completamiento con hueco revestido.

❖ **Tamaño de Completación.** En cuanto al tamaño del ensamblaje en la **Tabla 3** se encuentra la restricción por tamaño de Casing acorde a la compañía, es importante indicar que ambos completamientos presentados pueden presentar variaciones con respecto al tipo de válvulas o el sistema de apertura y cierre de las mismas.

Tabla 3. Rangos de Aplicación por Diámetro de Casing.

Nombre Completamiento/Compañía	OD de Ensamblaje de Completamiento Inteligente (in.)		
	IntelliZone (Schlumberger®)	5 1/2	7
SmartWell (Halliburton®)		7	9 5/8

Fuente. Halliburton *IntelliZone. Data Sheet.*

⁴² AMER, Al-Anazi, Toward Improving Reservoir Management Practices in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs Using Adjustable Inflow Control Devices ICDs En: OnePetro [Base de Datos de documentos técnicos y artículos de revista] No. SP-182810. (Abril 2016); p. 1. [Consultado el 01 de Noviembre de 2016] Disponible en OnePetro.org

⁴³ *Ibíd.* p. 4.

❖ **Yacimiento.** Los parámetros de yacimiento pueden ser muy subjetivos ya que estos varían ampliamente con respecto a la cantidad de reservas, porcentaje de recobro y administración de influjos de agua o de gas. Uno de los parámetros claves es identificar si es un yacimiento maduro con suficientes reservas y que la mayoría de sus capas no estén inundadas. Un factor determinante para la instalación de un completamiento inteligente es la presencia de zonas apretadas⁴⁴; la presencia de estas zonas generan grandes caídas de presión a través del completamiento comparada con otras zonas, por ello la instalación de válvulas binarias y de choque donde hay zonas de arenas y zonas apretadas, sería lo más recomendado.

En la **Tabla 4** se presenta una tabla de relación entre variables para cada tipo de completamiento múltiple propuesto como recomendación.

Tabla 4. Relación Variables con cada tipo de Completamiento Múltiple.

Completamientos	Dual BES	ICD	ICV	SSVs	Sartas paralelas
Variables					
RESTRICCIONES DIÁMETRO DE CASING	Si	Si	Si	Si	Si
RESTRICCIONES DIÁMETRO DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN	Si	No	No	No	Si
METODOS DE CONTROL DE ARENA	No	Si	Si	Si	Si
MONITOREO DE PRESIÓN	No	Si	Si	Si	No
MONITOREO DE TEMPERATURA	No	Si	Si	Si	No
TIPO DE COMPLETAMIENTO	Revestido	Hueco abierto	Revestido	Revestido	Revestido
CANTIDAD DE ZONAS A PRODUCIR/INYECTAR	2	-	5	-	-
PERMITE ESTIMULACIONES FUTURAS	No	No	No	Si	Si
FORMA DE PRODUCCIÓN	Independiente /simulatena	Mezcla / selectivo	Mezcla / selectivo	Mezcla / selectivo	Mezcla / selectivo

⁴⁴ MOHAMED, El Sayed Ibrahim, Three-Zone Commingled and Controlled Production Using Intelligent Well Completion En: OnePetro [Base de Datos de documentos técnicos y artículos de revista]. No. SPE-172166. (Noviembre 2014); p. 4. [Consultado el 01 de Noviembre de 2016] Disponible en OnePetro.org

Acorde a los conceptos desarrollados previamente se estableció que parámetros o requerimientos limitan a los completamientos múltiples, tanto en parámetros de yacimiento como mecánico asociados a los completamientos.

3.4.3.6 Preguntas para Diagrama de Flujo. En primera instancia se realiza un diagnóstico de las condiciones o identificación de parámetros ajustados a las variables descritas anteriormente del pozo, formulando preguntas claves que permiten identificar si el pozo es o no candidato a la instalación de un completamiento múltiple, las preguntas para identificar si un pozo es candidato son las siguientes:

- ❖ **¿Existe más de una zona prospectiva en el pozo?** Si no hubiese más de una zona bien sea para producción o inyección no sería considerado como completamiento múltiple con respecto al concepto presentado en el capítulo 2 y se daría fin al proceso de selección de un completamiento múltiple, por ende se recomienda un sistema de completamiento convencional.
- ❖ **¿Existe una diferencia de presión mayor a 250 psi entre los intervalos productores?** Al existir una diferencia de presión mayor a 250 psi entre las formaciones de interés se presenta un mecanismo de flujo cruzado entre las formaciones productoras donde el flujo de la de mayor presión se desviará a la de menor, por tanto para administrar los flujos es necesario instalar un completamiento múltiple.
- ❖ **¿Existe una diferencia mayor a Seis Darcies entre las formaciones?** Una de las consideraciones más importantes para la implementación de un completamiento selectivo, no solo de producción si no de inyección es la diferencia de permeabilidad o el grado de heterogeneidad entre formaciones^{45, 46}, de ser una respuesta negativa se daría fin al proceso de selección de un completamiento múltiple, por ende se recomienda un sistema de completamiento convencional. Cuando esta pregunta sea seleccionada aparecerá una nota correspondiente a la pregunta:

“Considere que este parámetro es muy relativo, y no reemplaza ningún valor de campo, depende de la máxima diferencia de permeabilidades entre las formaciones productoras del campo.”

⁴⁵ MORENO, Andrés. Metodología para la Evaluación Técnica en Proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en el campo Tibú. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, 2011, p. 32.

⁴⁶ PARADA, Olga. Información Acerca del Completamiento selectivo [correo electrónico]. Mensaje enviado a: Oscar José JIMÉNEZ. 01 de Noviembre 2016. [Consultado el 04 de Noviembre de 2016] Comunicación Personal.

- ❖ **¿Existe diferencias en tasas de producción entre los intervalos?** Al existir en un yacimiento intervalos productores con diferentes índices de productividad el intervalo más débil producirá a una tasa más alta si produce por separado que si se mezclan con los intervalos de mayor productividad⁴⁷, el índice de productividad va ligado a la presión estática de la capa, si estas capas tienen diferentes presiones estáticas será un factor no muy determinante pero si para tener en cuenta la instalación de un completamiento múltiple. Esta pregunta no aparece en la matriz por la razón descrita anteriormente.
- ❖ **¿Las capas productoras se encuentran divididas por barreras (de muy baja permeabilidad) de al menos tres pies de espesor?** Una de las consideraciones importantes para la selección de un completamiento múltiple, es la presencia de yacimientos estratificados, es decir arenas o formaciones que tiene intercalaciones de barreras impermeables, pero debido a su diferentes características petrofísicas o de fluido, producirlos en conjunto no resulta viable económicamente, estos yacimientos deben estar separados por Inconformidades en la geología, arcillas, lutitas (shales) o capas de muy baja permeabilidad que generen el sello entre las arenas prospectivas, esto debido a su sedimentación de ambientes depositacionales fluviales y continentales. La presencia de esta barrera permite que existan pozos candidatos para la instalación de un completamiento múltiple, se estima que este valor varía entre yacimientos pero se puede estimar en tres pies de espesor de barrera impermeable para que permita la separación⁴⁸.
- ❖ **¿Acorde a las facilidades y a la tasa de retorno es factible la instalación de un completamiento múltiple?** Esta pregunta hace referencia si el usuario está dispuesto a la inversión que implica un completamiento múltiple, ya que tienden a ser (i) más costosos que los completamientos convencionales o que los sistemas de levantamiento artificial convencional⁴⁹ y (ii) son más complicados de instalar y en algún tipos el mantenimiento. Si la respuesta del usuario es positiva se procede finalmente con las preguntas para identificar el tipo de completamiento más apropiado para el pozo, de ser negativa indica que el usuario no está dispuesto a la instalación de un completamiento de este tipo y acabará el proceso de selección, por ende se recomienda un sistema de completamiento convencional.

Realizado el diagnóstico e identificado plenamente que el pozo satisface las características para que un completamiento múltiple sea instalado, para identificar entonces, si el pozo requiere de completamiento de inyección, producción o producción/inyección se realiza la siguiente pregunta.

⁴⁷ CIED PDVSA. Op. Cit. p. 28.

⁴⁸ ESTEBAN, Luis Alfonso. Información Acerca del Completamiento selectivo [correo electrónico]. Mensaje enviado a: Oscar José JIMÉNEZ. 01 de Noviembre 2016. [Consultado el 04 de Noviembre de 2016] Comunicación Personal.

⁴⁹ MORENO, Andrés. Op. Cit. p. 65.

- ❖ **¿Una o más capas productoras depletaron o entró irrupción de agua o de gas?** Mediante la formulación de esta pregunta se identifica si en el mismo pozo se depletaron capas y algunas continúan produciendo de esta forma es posible utilizar estas capas para inyectar y producir al tiempo de forma que minimice costos de perforación de un pozo inyector, de ser negativa redirige la pregunta que se formula si la siguiente respuesta es negativa.
- ✓ **¿Acorde a la conectividad del yacimiento las capas depletadas son candidatas a inyección para recobro o disposal?** De ser positiva la respuesta recomienda la instalación de un completamiento de sartas paralelas con el fin de inyectar a varias capas bien sea para disposal o recobro y producir por otras implementando un sistema de levantamiento, ya que, en este caso el más apropiado sería el gas lift, ya que es el más flexible con respecto a las restricciones mecánicas. De ser negativa se formula la siguiente pregunta.
- ✓ **Se definió tipo de pozo** Las posibles opciones al complemento de esta frase serían inyector o productor, definiendo que tipo de pozo es, ya que no fue posible realizar una inyección/producción. De seleccionarse inyector se procede a la siguiente pregunta.
- **¿El espaciamiento es menor a 60 ft?** La pregunta se formuló con base en la restricción que se tiene frente al espaciamiento mínimo de las herramientas instaladas en los Campos Infantas, Casabe, Tibú y Bonanza⁵⁰ de diferentes compañías proveedoras como Schlumberger, Weatherford International, Parko Services S.A. y Completion Services, se identificó que el espaciamiento mínimo se presentó con los empaques PSC-5, Tándem C-5 y se respectivo mandril de inyección, la longitud del compartimento varia acorde al espesor de la arena el cual podía ser manipulado con Pup Joints.

“Nota: para este completamiento se consideraron espaciamientos mínimos entre arenas de 60 ft con respecto a los estados mecánicos de completamientos de inyección selectiva cargados en OpenWells®”

De seleccionarse si el pozo es productor inicia con otra serie de preguntas más extensas que se encuentran a continuación:

- **¿Tipo de Pozo es con respecto a la geometría?** Las opciones presentadas en el programa fueron: Vertical/Desviado u Horizontal, como se indicó para los completamientos múltiples acorde a casos estudios los completamientos inteligentes son los más apropiados para pozos horizontales⁵¹, ya que su diseño está enfocado a tener el control y drenado de zonas que tiene una gran

⁵⁰ OPEN WELLS, Plataforma de datos de Ecopetrol S.A. de almacenamiento de actividades.

⁵¹ AMER, Op. Cit., p. 4

área de contacto con el yacimiento, de igual forma las camisas de producción para completamiento selectivo pueden ser corridas en yacimientos horizontales⁵², ya que presentan la misma configuración mecánica que un inteligente. Por otra parte si es seleccionado tipo de pozo vertical tendrá más opciones de completamiento ya que los mencionados anteriormente, Dual Concéntrico BES y Sartas paralelas pueden ser instalados.

3.4.3.7 Brazo Principal No. 1. A continuación se presenta la serie de preguntas a realizar en caso de que la respuesta a la primera pregunta fuera que el pozo es Vertical o Desviado.

❖ **¿Requiere Fiscalizar las zonas de forma simultánea e independiente?** La respuesta a esta pregunta es Si o No. De ser afirmativa nos deja dos opciones Dual Concéntrico BES, sartas paralelas y completamiento Dual de Gas Lift ya que estos completamientos permiten la producción simultánea únicamente de dos Zonas, para una selección definitiva se presenta la siguiente nota indicando:

“Nota: Si el pozo produce por flujo natural considere el completamiento de sartas paralelas para la producción de las dos zonas, de lo contrario consultar la matriz de selección preliminar de los sistemas de levantamiento artificial, si resulta que su pozo es un candidato para BES considere instalar el sistema Dual Concéntrico BES teniendo en cuenta los siguientes rangos de aplicación:

Angulo máximo de desviación de 45°.
Dog Leg menor a 8°/100 ft
Diámetro mínimo de revestimiento 9 5/8”.
Tubería de producción con un diámetro mínimo de 7”.
Relación Gas-Petróleo no mayor al 10%.
Espaciamiento entre las arenas mínimo de 100 ft.

Si resulta que su pozo es un candidato para gas lift considere instalar el sistema de gas lift dual teniendo en cuenta los siguientes rangos de aplicación:

Diámetros mínimos de 9 5/8” y para la zona de interés un diámetro de 7”.
Tubería de producción de 2 7/8”
Este diseño puede completarse con métodos para control de arena.”

Los rangos de aplicación descritos en la nota son las restricciones mecánicas y de yacimiento que implica instalar un sistema de bombeo Electrosumergible

⁵² HADI, Hajjar, Use of Sliding Sleeve Valves in Long Lateral for Control of Production, Injection and Stimulation Completion En: OnePetro [Base de Datos de documentos técnicos y artículos de revista]. No.SPE-178162-MS (Enero de 2016); p. 3 [Consultado el 01 de Noviembre de 2016] Disponible en OnePetro.org

concéntrico y Dual de Gas Lift. De ser negativa la respuesta se realizará la siguiente pregunta.

- ❖ **¿Desea tener control de reservas y retrasar frentes de agua de forma simultánea en todas las zonas?** Las respuesta a esta pregunta es Si o No. De ser negativa la respuesta, recomendará un completamiento de camisas de producción selectiva ya que este tipo de completamiento permite simplemente producir secuencialmente intervalos prospectos, al recomendar este tipo de completamiento. Aparecerá una nota y una recomendación indicando lo siguiente

“Nota: La producción selectiva o secuencial permite la evaluación de zonas por medio de la producción secuencial de las mismas, sin embargo es posible producir más de una zona al tiempo”.

“Recomendación: Si el pozo tiene una desviación mayor a 70 grados es recomendable utilizar herramientas de apertura y cierre E-Line⁵³”

“Recomendación: Para instalar este tipo de completamiento requiere de un espesor mínimo de 45 ft de acuerdo con la longitud de cada compartimento”⁵⁴

Cuando la respuesta es Negativa se recomendará un completamiento Inteligente ya que como se ha evidenciado en experiencia de campo, estos completamientos tienen un control dinámico del yacimiento por sus dispositivos remotos y su monitoreo de variables⁵⁵

3.4.3.8 Brazo Principal No. 2. En caso de que la última respuesta presentada fuese negativa o que la respuesta al tipo de pozo fuese horizontal se iniciarán otra serie de preguntas relacionadas a los completamientos inteligentes.

⁵³ CHANDAK, K., Challenging Well Completion and Intervention Technique for Multizone Offshore Brown Field Well, En: OnePetro [Base de Datos de documentos técnicos y artículos de revista]. No. OTC-26678-MS (Marzo de 2016); p. 1-8 [Consultado el 01 de Noviembre de 2016] Disponible en OnePetro.org

⁵⁴ OPEN WELLS, Plataforma de datos de Ecopetrol S.A. de almacenamiento de actividades.

⁵⁵ MOHAMED, Op. Cit., p. 9.

❖ **¿Tipo de Completamiento?** Las posibles respuestas a esta pregunta son: Hueco Abierto/Gravel Pack y Hueco Revestido. De Seleccionarse Hueco Abierto/Gravel Pack se recomendará un completamiento ICD, ya que estos completamientos son los más apropiados para este tipo de completamiento ya que estos diseños poseen configuración de enmallado que permite flujo preferencial de la fase de petróleo^{56,57,58}. Al recomendarse el completamiento ICD se realizará la siguiente pregunta:

✓ **¿Se espera intrusión de Agua o de Gas?** La respuesta a esta pregunta será Si o No. De ser afirmativa se recomendará un AICD, la cual gracias a su capacidad de cierre aplicando presión, evita el ingreso de agua o de gas de un intervalo en específico, acorde a casos de campo se ha demostrado que “las completaciones con ICD pasivas pueden ser menos efectivas cuando la ruptura de agua o gas ocurre”⁵⁹.

De ser negativa la respuesta se recomendará PICD para el control del yacimiento, cumpliendo con el mismo objetivo de administrar y dar preferencia al flujo de hidrocarburo.

De ser seleccionado Hueco Revestido para dar una recomendación más acertada el usuario deberá contestar la siguiente pregunta:

✓ **¿Requiere Futuras Estimulaciones?** Las opciones a esta respuesta son Si o No. De ser negativa la respuesta Recomendará el Completamiento ICV que permite tener control del yacimiento por medio de válvulas choque, posteriormente realizará la siguiente pregunta:

➤ **¿Es un pozo que requiere evaluación independiente de cada zona?** De ser positiva recomendará un completamiento SSD que permite realizar pruebas selectivas y secuenciales a cada una de las formaciones prospectivas. De ser negativa la respuesta se procede con esta última pregunta.

○ **¿Hay presencia de zonas apretadas o lutitas (shale) entre arenas de alta permeabilidad?** Las opciones para esta pregunta son Si o No, para una respuesta positiva, se recomienda un diseño con válvula binarias y de choque

⁵⁶ SCHLUMBERGER, Resflow ICDs in Horizontal OpenHole Wells Optimize Production in Thin Oil-Rim Reservoir. En: Página Oficial de Schlumberger Casos Estudio [En línea]. (2010) <https://www.slb.com/~media/Files/sand_control/case_studies/resflow_malaysia_cs.pdf > [Consultado el 01 de Noviembre de 2016]

⁵⁷ SCHLUMBERGER Oilfield Glossary [En línea] <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/icd.aspx>> [Consultado el 01 de Noviembre de 2016]

⁵⁸ AMAR, Op. Cit., p. 10.

⁵⁹ Ibíd. p. 4

acorde a casos de campo⁶⁰, para una respuesta negativa se recomienda únicamente válvula choque o válvulas Discretas de multiposición. Se establece según establece *Canadian Society for Unconventional Resources* y *SPE* se considera un yacimiento no convencional apretado cuando la permeabilidad esta 0,01mD y 0,1 mD y un yacimiento de Lutitas (Shale) a partir de 0,0001 mD a 0,01 mD^{61,62}

Para una respuesta positiva a la pregunta se recomienda el completamiento Sliding Sleeve Valve (SSV), esta nueva tecnología implementa la funcionalidad de un ICV de regular el caudal además de la capacidad de poder inyectar en el caso de inyección de agua o en caso de que sea requerida una estimulación⁶³.

Establecida la serie de preguntas se procedió a organizarlas en un diagrama de flujo que permitiera filtrar alternativas a partir de la respuesta del usuario y tuviera una secuencia lógica para poder programarse e incluirse en la página web, las convenciones que se manejan en el diagrama de flujo están acorde a la simbología de la norma ANSI⁶⁴, las cuales se presentan en la **Figura 28**.

⁶⁰ MOHAMED, Op. Cit., p. 4.

⁶¹ CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL RESOURCES, Understanding Tight Oil, p. 7. [En línea] < http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_TightOil_FINAL.pdf> [Consultado el 15 de Noviembre de 2016]

⁶² SPE, Releasing Shale-Gas Potential with Fractured Horizontal Wells, p. 5-8. [En línea] < <http://www.spe.org/dl/docs/2012/ozkan.pdf>> [Consultado el 15 de Noviembre de 2016]

⁶³ HADI, Op. Cit., p. 7.

⁶⁴ CAMACHO, Rafael. Simbología ASME y ANSI s. 7-12 [En línea] < <https://es.scribd.com/doc/102367756/Simbologia-ANSI-para-Diagramas-de-Flujo>> [Consultado el 01 de Noviembre de 2016]

Figura 28. Simbología ANSI para diagramas de flujo

Simbolo	Nombre	Descripción
	Inicio o término	Señala donde inicia o termina un procedimiento.
	Actividad	Representa la ejecución de una o más tareas de un procedimiento
	Decisión	Indica las opciones que se puedan seguir en caso de que sea necesario tomar caminos alternativos
	Conector	Mediante el símbolo se pueden unir, dentro de la misma hoja, dos o más tareas separadas físicamente en el diagrama de flujo, utilizando para su conexión el número arábigo; indicando la tarea con la que se debe continuar.
	Conector de página	Mediante el símbolo se pueden unir, cuando las tareas quedan separadas en diferentes páginas; dentro del símbolo se utilizará un número arábigo que indicará la tarea a la cual continúa el diagrama.
	Documento	Representa un documento, formato o cualquier escrito que se recibe, elabora o envía.
	Nota	Se utiliza para indicar comentarios o aclaraciones adicionales a una tarea y se puede conectar a cualquier símbolo del diagrama en el lugar donde la anotación sea significativa.
	Flujo	Conecta símbolos, señalando la secuencia en que deben realizarse las tareas.
	Actividad opcional	Representa la ejecución opcional de una tarea dentro de la secuencia del procedimiento.
	Documento opcional	Representa un documento que dentro del procedimiento puede elaborarse, requerirse o utilizarse.
	Documento destruido	Indica la destrucción o eliminación de un documento por no ser necesario.

Fuente. CAMACHO, Rafael. Simbología ASME y ANSI s. 7-12 [En línea] <<https://es.scribd.com/doc/102367756/Simbologia-ANSI-para-Diagramas-de-Flujo>> [Citado en 01 de Noviembre de 2016].

Se identifica también con un círculo azul y un número, el número del brazo principal indicado en la sección previa de preguntas.

En el **Figura 29** y **Figura 30** se presenta de forma resumida el árbol de decisión para la selección de un completamiento múltiple.

Figura 29. Diagrama de flujo para la selección de un completamiento múltiple (Brazo principal 1).

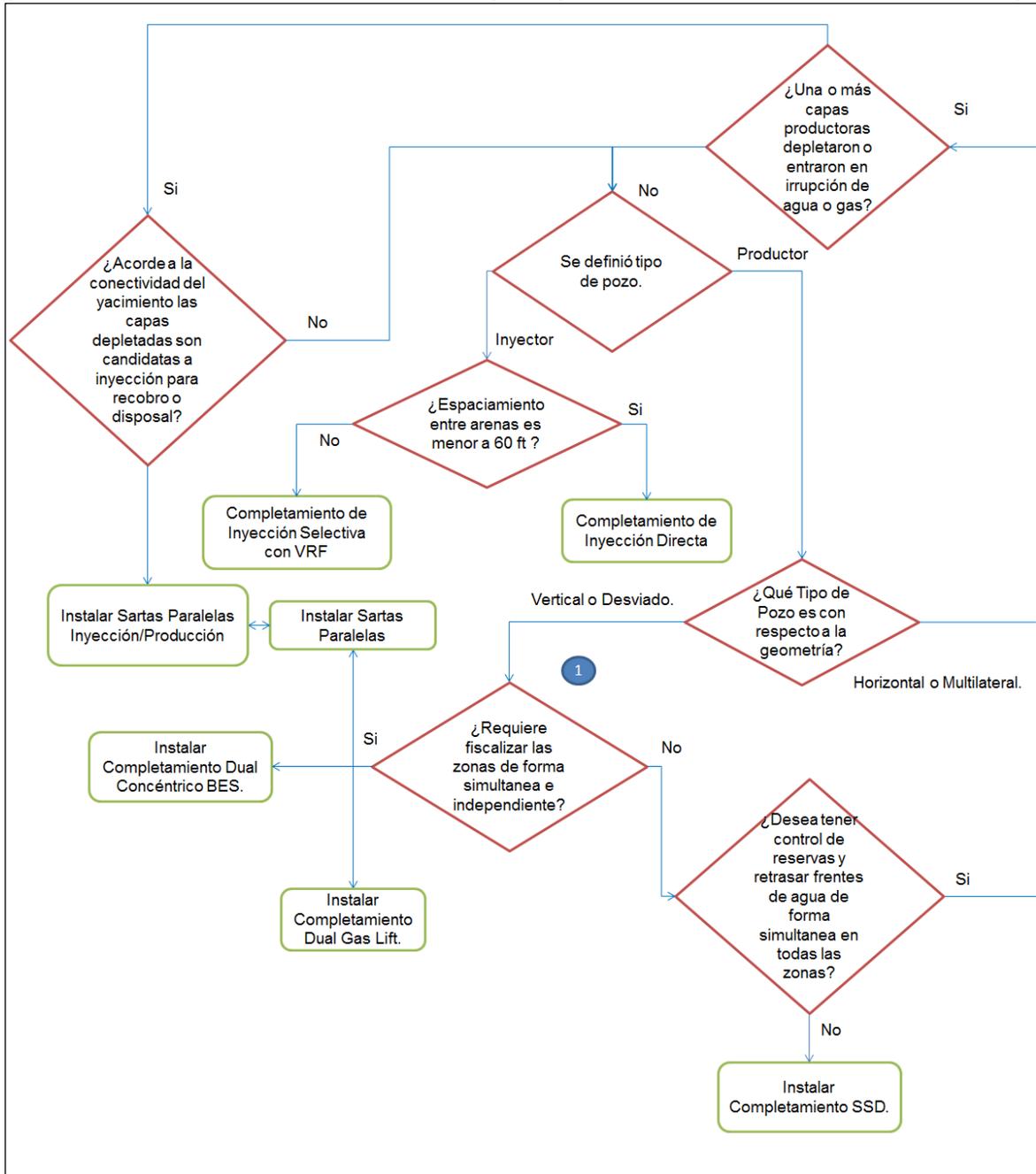
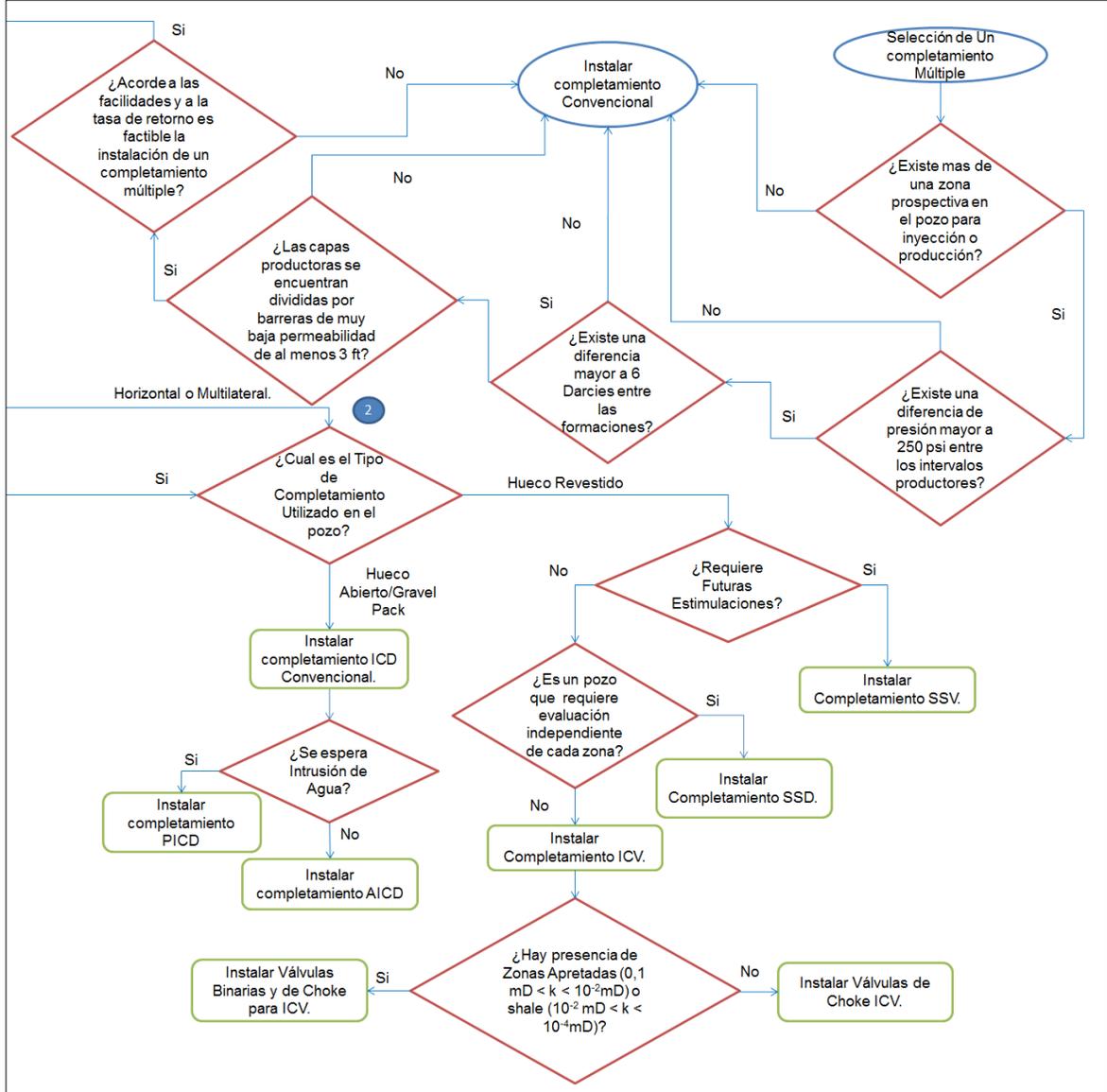


Figura 30. Diagrama de flujo para la selección de un completamiento múltiple (Brazo principal 2).



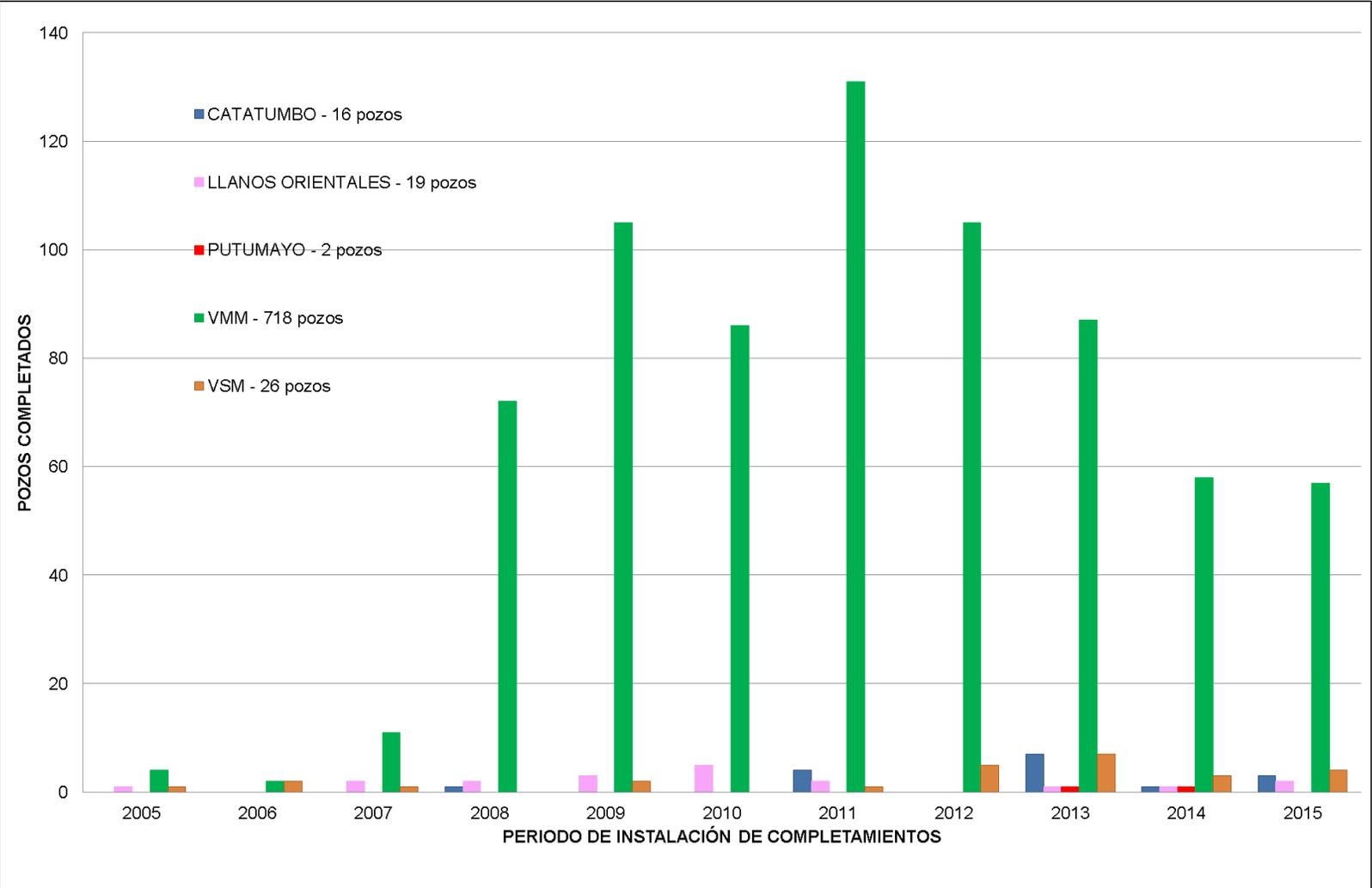
4. RESULTADOS DEL PROYECTO

Este capítulo contiene los resultados finales de la investigación, estos se presentan para cada fase descrita en el capítulo anterior. Para la fase uno se obtuvo el número de pozos con completamiento múltiple y los tipos de completamiento múltiple y su descripción, para la fase dos se presenta el mapa de ocurrencias con la ubicación de los completamientos múltiples identificados y para la última fase de la investigación se presentan el manual del usuario de la misma.

4.1 GENERALIDADES DE LOS COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES INSTALADOS EN ECOPETROL S.A.

De la información consultada de OpenWells® se identificaron 781 pozos con sartas de completamiento múltiple instaladas, distribuidos como muestra la **Gráfica 1** en cinco cuencas sedimentarias; Catatumbo, Llanos Orientales, Caguán-Putumayo, Valle Medio Magdalena y Valle Superior Magdalena, dichos completamientos instalados se identificaron entre el año 2005 al 2015. Las cuencas mencionadas anteriormente son las cuencas estudios sobre las que se realizan las estadísticas para los tipos de completamientos múltiples encontrados.

Gráfica 1. Completamientos múltiples instalados en los pozos de las cuencas productoras de ECOPETROL S.A. durante 2005 a 2015.



Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

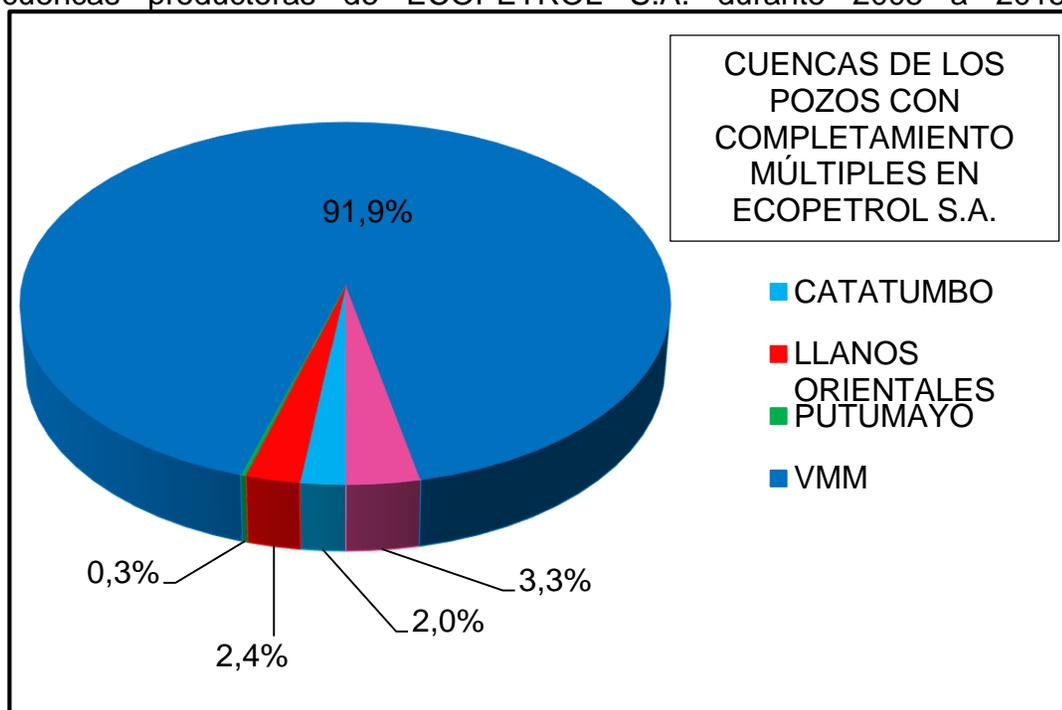
Tabla 5. Completamientos múltiples instalados en las diferentes Cuencas Productoras de ECOPETROL S.A durante 2005 a 2015.

AÑO	Catatumbo	Llanos Orientales	Caguán-Putumayo	Valle Medio del Magdalena	Valle Superior del Magdalena
2005	0	1	0	4	1
2006	0	0	0	2	2
2007	0	2	0	11	1
2008	1	2	0	72	0
2009	0	3	0	105	2
2010	0	5	0	86	0
2011	4	2	0	131	1
2012	0	0	0	105	5
2013	7	1	1	87	7
2014	1	1	1	58	3
2015	3	2	0	57	4
TOTAL	16	19	2	718	26

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

En el año 2011 ocurrieron la mayor cantidad de instalaciones de OCM MULT, para ese año en total se identificaron 138 pozos distribuidos de la siguiente manera en las Cuencas: Valle Medio del Magdalena con 131 pozos, Catatumbo con 4 pozos, Llanos Orientales con 2 Pozos y Valle Superior del Magdalena con 1 pozo datos presentados en la **Tabla 5**. Como se muestra en la **Gráfica 2** la mayoría de los OCM MULT se encuentran instalados en la cuenca Valle Medio del Magdalena, esta cuenta con el 91,9% de los OCM MULT equivalente a 718 pozos de un total de 781 identificados; seguido por la Cuenca Valle Superior del Magdalena con 3,3% equivalente a 26 pozos, Llanos orientales con 2,4% con 19 pozos, Catatumbo con 2% con 16 pozos y Putumayo con 0,3 % equivalente a sólo 2 pozos.

Gráfica 2. Completamientos múltiples instalados en los pozos de las cuencas productoras de ECOPETROL S.A. durante 2005 a 2015.

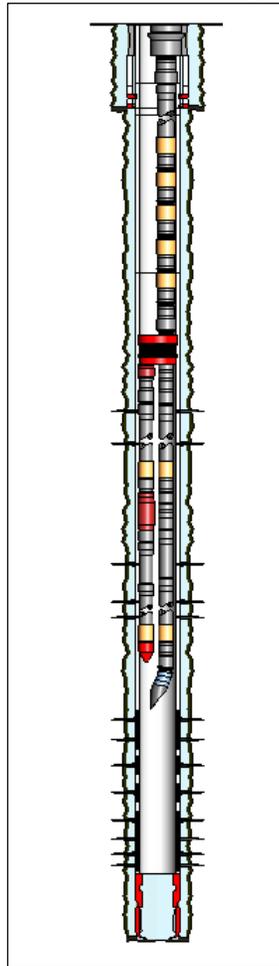


Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®

4.1.1 Completamientos múltiples instalados en los pozos de ECOPETROL S.A. Durante el periodo estudiado se identificaron 6 tipos de completamientos distribuidos entre las 5 cuencas productoras estudio; Catatumbo, Llanos Orientales, Caguán-Putumayo, Valle Medio Magdalena y Valle Superior Magdalena donde se identificaron los completamientos múltiples. A continuación se presenta el Estado Mecánico del tipo de completamiento, el nombre y una breve descripción. Los estados mecánicos correspondientes a cada completamiento múltiple se encontraron en la base de datos de Ecopetrol S.A. visualizados por medio de la herramienta gráfica de Halliburton para estados mecánicos: Profile.

4.1.1.1 Completamiento de gas lift sartas paralelas, una corta y una larga. El ensamblaje de este completamiento de pozos se compone de una sarta sencilla, un empaque y colgando de él dos sartas, una de inyección de gas y la otra de producción. Se identifica en la **Figura 31**. La sarta corta (inyección) se encuentra colgada del empaque, y una sarta larga (producción).

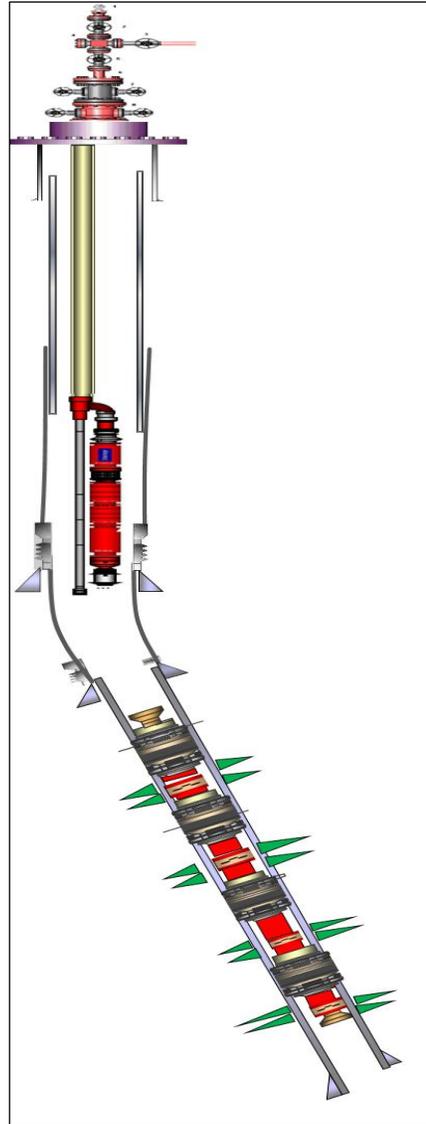
Figura 31. Estado mecánico de un pozo con completamiento de gas lift sartas paralelas una corta y una larga.



Fuente: Profile
ECOPETROL S.A.

4.1.1.2 BHA de sarta selectiva mecánica. Este consiste en un BHA de una sarta selectiva colgada en fondo (Ver **Figura 32**) aislando las zonas productoras por medio de empaques para producir selectivamente a través de SSD mecánicas. La producción del pozo se realiza por medio de un sistema de levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible.

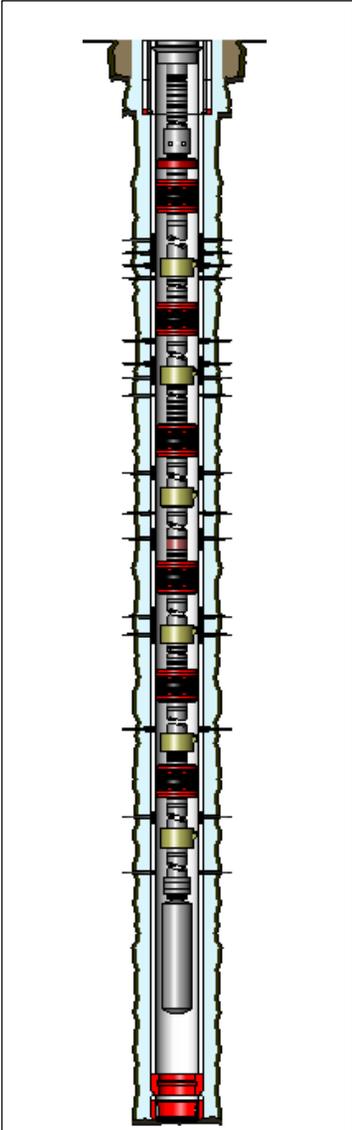
Figura 32. Estado mecánico de un pozo con completamiento de BHA de sarta selectiva.



Fuente. Estado Mecánico AKACIAS-
20 de ECOPETROL S.A

4.1.1.3 Completamiento de inyección selectiva. Este tipo de completamiento utiliza mandriles de inyección con válvulas reguladoras de flujo, que son aisladas por empaques para inyección selectiva de acuerdo capacidad inyectora de la zona (Ver **Figura 33**). Algunos de estos BHA tienen integrado juntas de seguridad para el caso que no desasienten normalmente los empaques se pueda generar una ruptura en la junta de seguridad y posteriormente bajar a pescar la sarta o el BHA que queda en el pozo.

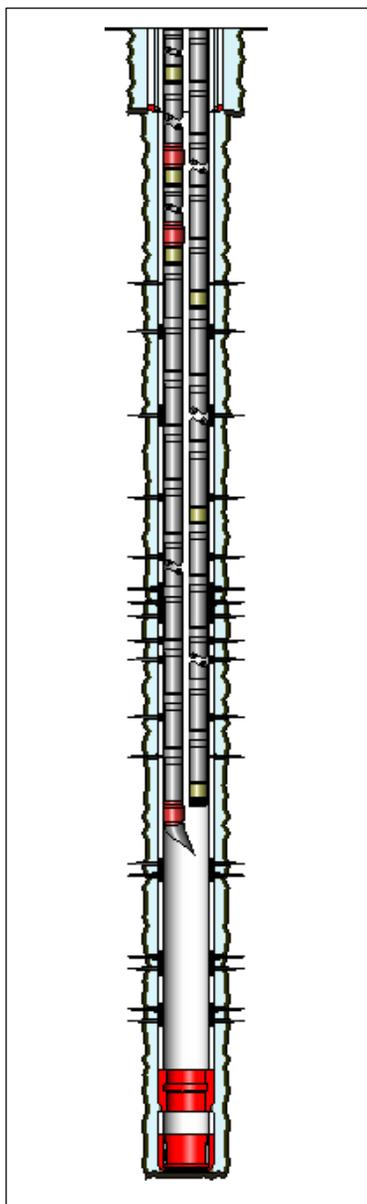
Figura 33. Estado mecánico de un pozo con Completamiento de inyección selectivo.



Fuente. Profile-ECOPETROL S.A.

4.1.1.4 Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift. Este completamiento está conformado por dos sargas desde superficie una larga (productora) y una corta (inyectora) como se puede identificar en la **Figura 34** compuesta por centralizadores para ambas tuberías, mandriles dobles de inyección.

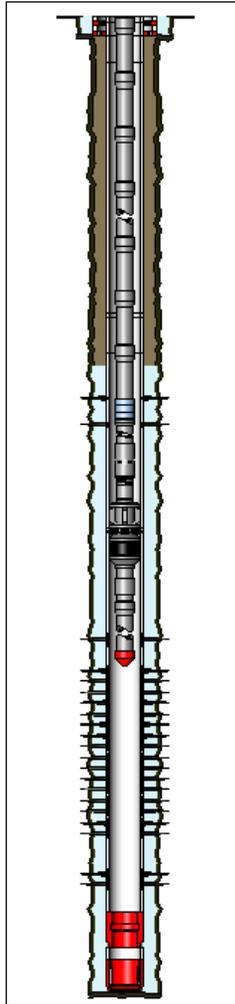
Figura 34. Estado mecánico de un pozo con Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift.



Fuente. Profile- Ecopetrol S.A.

4.1.1.5 Sarta selectiva anclada con sarta de bombeo mecánico. Este consiste, como se puede apreciar en la **Figura 35**, en un BHA de sarta selectiva conectado al final de una sarta de Bombeo mecánico, conformado por SSD mecánicas aisladas por empaques para producir diferentes zonas selectivamente.

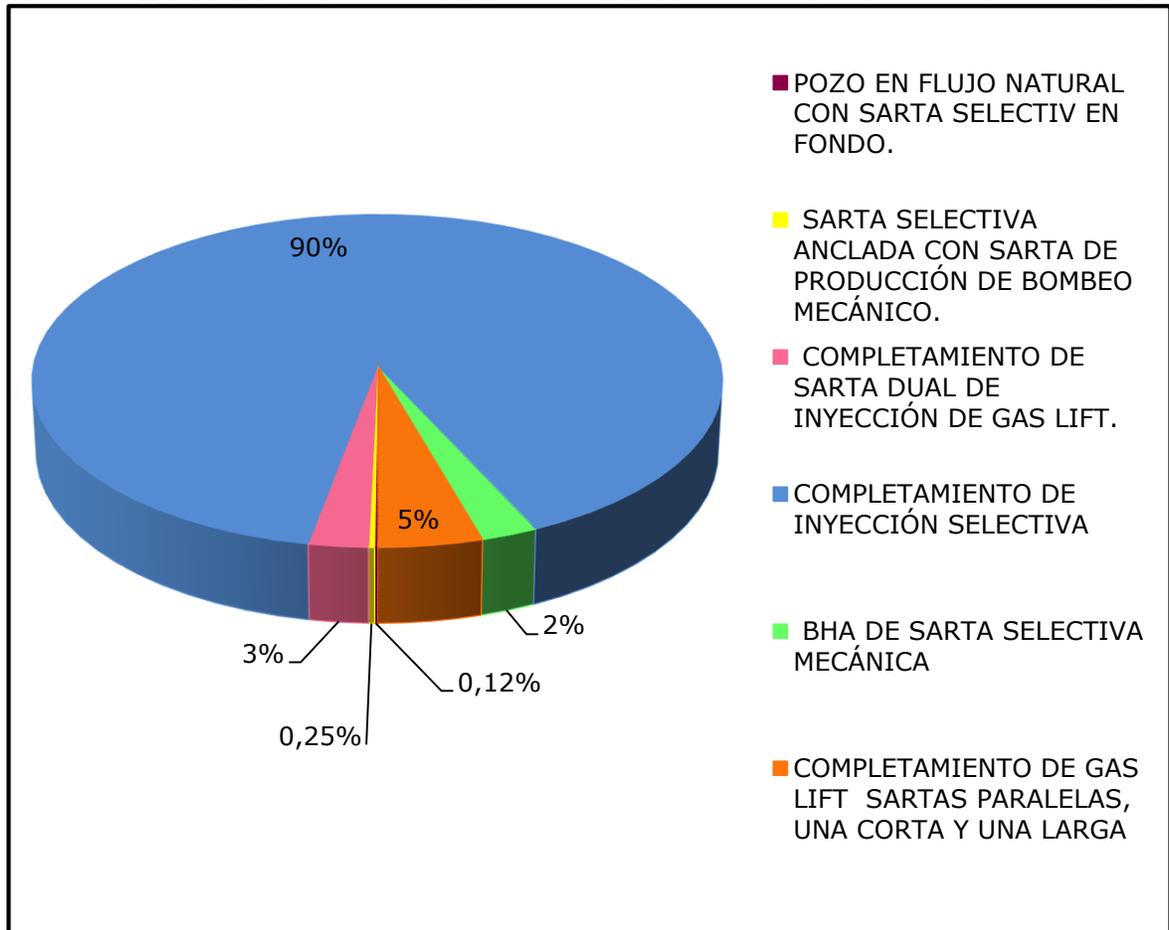
Figura 35.
Estado mecánico
de un pozo con
BHA de sarta
selectiva
mecánica para
Bombeo
Mecánico



Fuente. Profile-
ECOPETROL S.A.

4.1.2 Estadística de los completamientos múltiples instalados en los pozos de Ecopetrol S.A. durante 2005 a 2015. En la **Gráfica 3.** se presenta la estadística general por tipos de OCM MULT identificados para todas las cuencas sedimentarias productivas donde Opera ECOPETROL S.A. para el periodo de estudio.

Gráfica 3. Estadística de los Completamientos múltiples instalados en los campos de ECOPETROL S.A. durante 2005 a 2015.



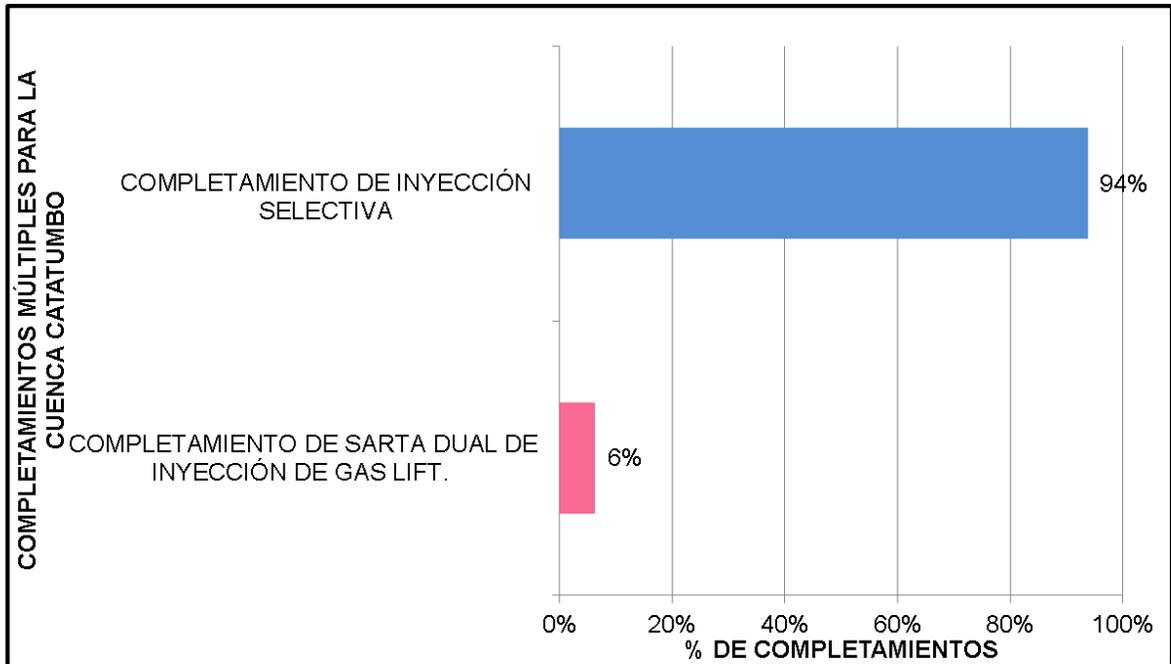
Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

Se observó que el OCM MULT instalado predominante a través de todas las cuencas y en el periodo de estudio es el Completamiento de Inyección Selectiva, con un porcentaje de participación del 90% equivalente a 704 pozos de un total de 781 identificados, en menor proporción se encuentra un Pozo en flujo Natural con sarta selectiva en Fondo, representado por 0,12 % equivalente a un pozo.

Se tomaron los pozos con completamiento múltiple instalado y se agruparon por cuenca sedimentaria donde se instaló, para su análisis y presentación de estadísticas.

4.1.2.1 Completamientos Múltiples en la Cuenca Catatumbo. En esta cuenca se identificaron 16 pozos con completamiento múltiple y se clasificaron acorde a los tipos de completamientos descritos anteriormente. En la **Gráfica 4.** Se presenta en porcentaje los tipos de completamientos instalados en la Cuenca Catatumbo.

Gráfica 4. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Catatumbo durante 2005 a 2015.

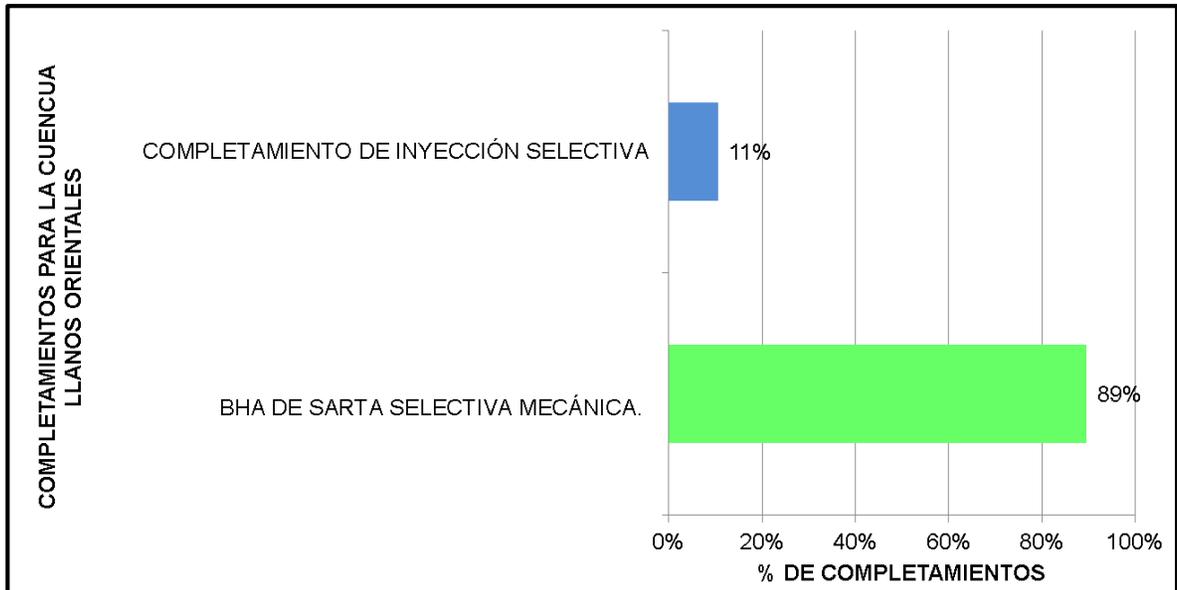


Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

De la **Gráfica 4** para la cuenca del Catatumbo de los 16 pozos el 94% correspondiente a 15 pozos, los cuales tienen instalado un BHA con **Completamiento de inyección selectiva**, y para el pozo restante se identificó que tienen instalado un **Completamiento sarta dual de inyección de gas lift**. En esta cuenca los completamientos se realizaron en el **Campo Tibú** y **Campo Río Zulia**, para la revisión pozo a pozo se puede revisar el **Anexo B** Tabla 1 Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Catatumbo.

4.1.2.2 Completamientos Múltiples en la Cuenca Llanos Orientales. Para esta cuenca se encontraron completados 19 pozos con completamiento múltiple y se clasificaron acorde a los tipos de completamientos descritos anteriormente. En la **Gráfica 5**. Se presenta en porcentaje los tipos de completamientos instalados en la Cuenca Llanos Orientales.

Gráfica 5. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Llanos Orientales durante 2005 a 2015.



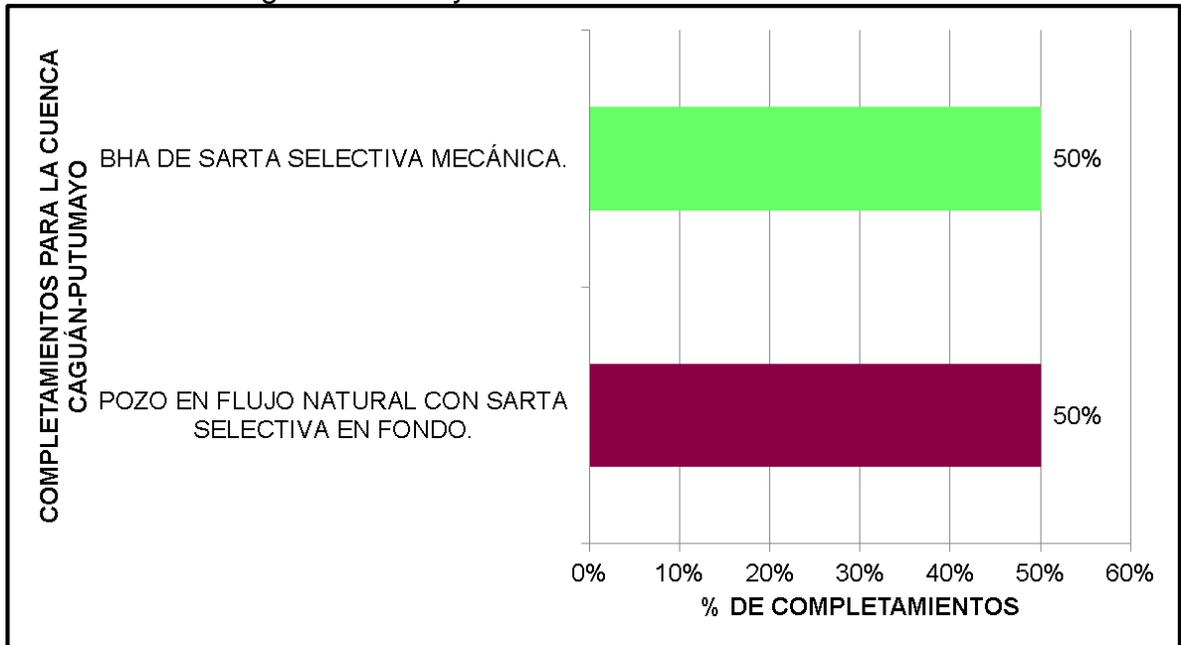
Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

Se identificaron para la Cuenca Llanos Orientales 19 pozos de los cuales 17 pozos que representan un 89 % fueron completados con **BHA de sarta selectiva mecánica**, y 2 pozos equivalentes a un 11% se completaron con **Completamiento de Inyección Selectiva**.

El BHA de sarta selectiva mecánica se instaló en los Campos **Akacias** con 2 pozos y **Saurio** con 1 pozo con el objetivo de evaluar las zonas, **Apiay** con 4 pozos, **Guatiquia** con 2 pozos, **Suria Sur** con 4 pozos y los campos **Chichimene**, **Guayuriba**, **Libertad Norte** y **Castilla** con un pozo cada Campo con el objetivo de aislar zonas productoras de aguas. El Completamiento de Inyección Selectiva se encuentra instalado en 1 pozo del Campo **Chichimene** el pozo Chichimene 29 y 1 del Campo **Austral** el pozo Austral 1R, para información de los eventos de pozos se puede revisar el **Anexo B** Tabla 2 Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Llanos Orientales. Para el Campo Apiay, Chichimene, Guatiquia, Saurio y Suria Sur los proveedores del BHA de sarta selectiva mecánica es la Empresa Baker Hughes mientras que para el Campo Akacias el proveedor de este tipo de completamientos es la empresa Halliburton.

4.1.2.3 Completamientos Múltiples en la Cuenca Caguán-Putumayo. En esta cuenca se identificaron 2 pozos con completamiento múltiple y se clasificaron acorde a los tipos de completamientos descritos anteriormente. En la **Gráfica 6**. Se presenta en porcentaje los tipos de completamientos instalados en la Cuenca Caguán-Putumayo.

Gráfica 6. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Caguán-Putumayo durante 2005 a 2015.



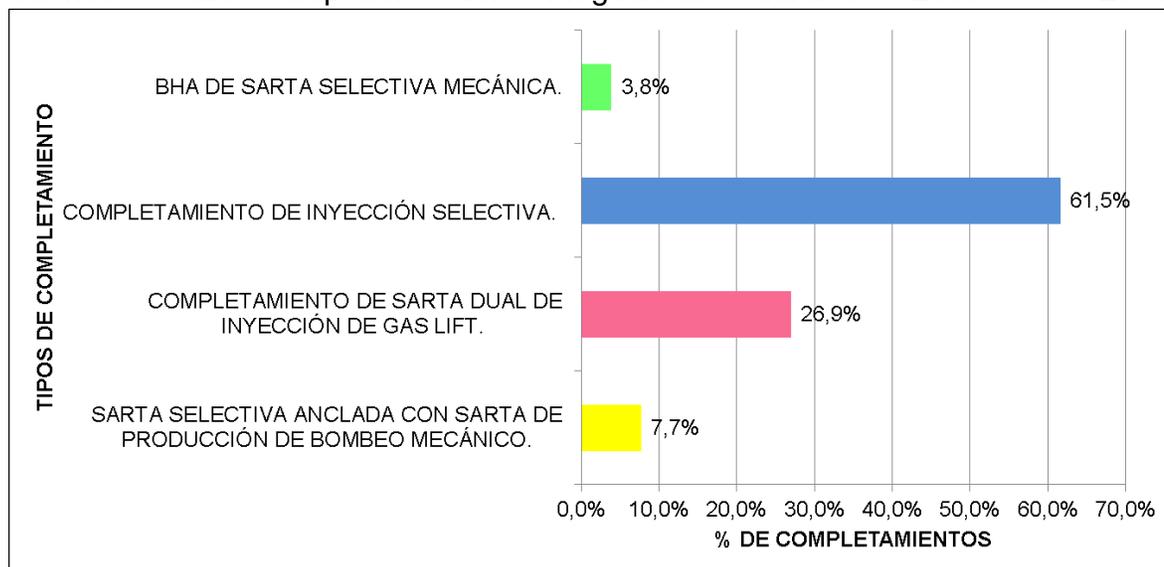
Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

El Pozo en flujo natural con sarta selectiva en fondo se encuentra el Campo **Loro**, con el Pozo Loro 7 y para **BHA de sarta selectiva mecánica** se identificó el Pozo Mansoyá 1 en el Campo **Mansoyá**.

Para el pozo Mansoyá 1 se realizó un completamiento múltiple en el año 2013 y ese mismo año se retiró, y se completó en PCP, de igual forma para Loro 7 se retiró su sarta de completamiento múltiple natural y se completó con un BES, el listado de pozos se puede ver en el **Anexo B** Tabla 3 Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Caguán-Putumayo.

4.1.2.4 Completamientos Múltiples en la Cuenca Valle Superior del Magdalena. En esta cuenca se identificaron 26 pozos con completamiento múltiple y se clasificaron acorde a los tipos de completamientos descritos anteriormente. En la **Gráfica 7.** Se presenta en porcentaje de los tipos de completamientos instalados en la Cuenca Valle Superior del Magdalena.

Gráfica 7. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Valle Superior del Magdalena durante 2005 a 2015.



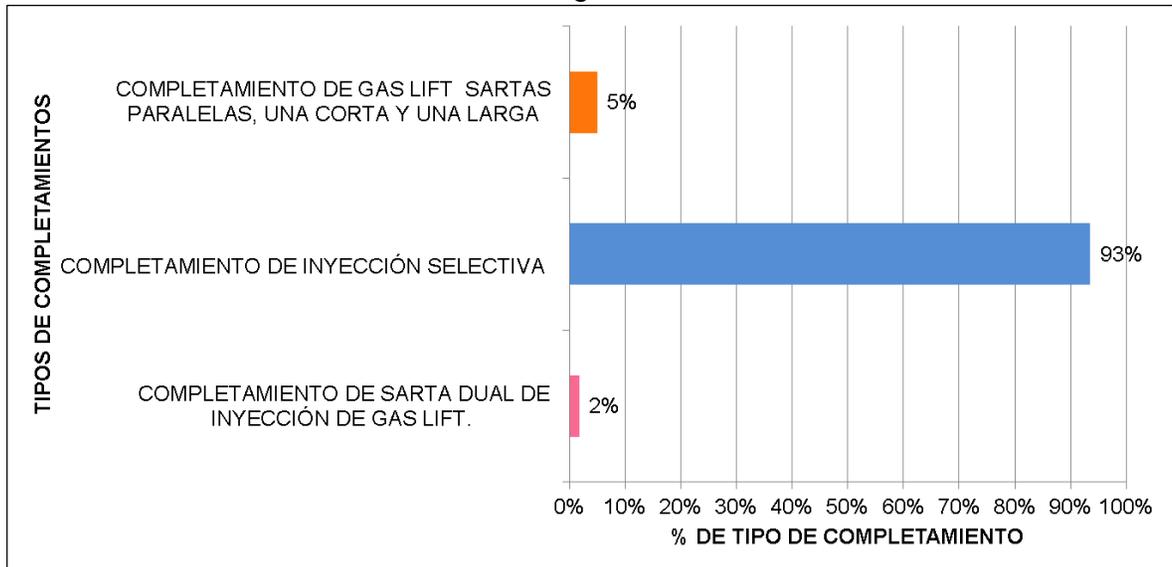
Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

El 61,5 % de los **Completamiento de Inyección Selectiva** se distribuye entre los Campos Dina Cretáceos con el Pozo Dina Cretáceos 6, el Campo Dina Terciarios con 2 pozos, Campo San Francisco con 5 pozos, Campo Tello con el Pozo Tello 07, Campo Toltado con 2 pozos y Campo Yaguará con 5 pozos. El 26,9% de **Completamiento De Sarta Dual De Inyección De Gas Lift** se identificaron en los Campos Río Ceibas con 3 pozos y Yaguará con 4 pozos. El 7,7% **BHA de Sarta Selectiva Mecánica para Bombeo Mecánico** se identificó en 2 pozos del Campo Palogrande, Palogrande 5 y Palogrande 12. Y el 3,8% restante correspondiente a **BHA Sarta Selectiva Mecánica** equivale al Pozo Tempranillo Norte 1 en el Campo Potrerillo, esta información puede apreciarse en el **Anexo B** Tabla 4 Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Valle Superior del Magdalena.

4.1.2.5 Completamientos Múltiples en la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

En esta cuenca se identificaron 718 pozos con completamiento múltiple y se clasificaron acorde a los tipos de completamientos descritos anteriormente. En la **Gráfica 8**. Se presenta en porcentaje de los tipos de completamientos instalados en la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

Gráfica 8. Estadística de Tipos de completamiento múltiple instalados en la Cuenca Valle Medio del Magdalena durante 2005 a 2015.



Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

El 93% correspondiente a **Completamiento de Inyección Selectiva** se distribuye principalmente entre el Campo **Casabe** con 283 pozos, **La Cira** con 253 pozos e **Infantas** con 94 pozos, y en menor proporción en los Campos **Yarigui-Cantagallo** con 26 pozos, **Casabe Sur** con 8 pozos, **Peñas Blancas** con 2 pozos y **Llanito** con el Pozo Llanito 111. El 5% correspondiente a **Completamiento de Gas Lift Sartas Paralelas**, una corta y una larga, se presentaron en los Campos **Conde** con 5 pozos, **Santos** con 16 pozos y **Suerte** con 8 pozos y el **completamiento de sarta dual de inyección de gas lift** con un 2% se presentó en el Campo **Bonanza** con 12 pozos.

Acorde a lo anterior en la Cuenca Valle Medio del Magdalena se encuentran 671 pozos con Completamiento de Inyección Selectiva que representan un 93% de un total de 718 pozos identificados con este tipo de completamiento acorde a la **Gráfica 8**.

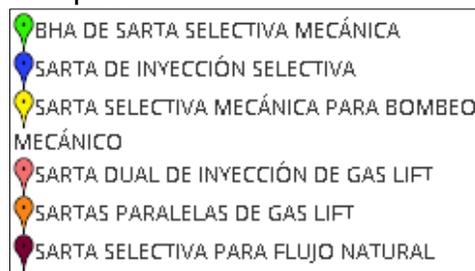
4.2 UBICACIÓN DE LOS COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES INSTALADOS EN LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A.

Se identificaron los pozos completados con completamiento múltiple durante Enero de 2005 y Diciembre de 2015 mediante revisión de reportes de Completamiento consignados en OpenWells®, se utilizaron las coordenadas filtradas en las queries indicadas en la Metodología para la búsqueda de información, posteriormente se realizó la conversión de las coordenadas MAGNA-SIRGAS / Colombia Bogotá Zone a WGS 84 ya que estas últimas son el tipo de coordenadas que deben ser ingresadas a la herramienta Google Maps APIs.

4.2.1 Mapa de Colombia con ubicación de completamientos múltiples instalados. Se presenta el mapa con la ubicación de los completamientos múltiples disponible en línea en la página web <http://mgcp.com.co>.

4.2.1.1 Convenciones. Para una adecuada representación geográfica de los 6 tipos completamientos múltiples instalados en Ecopetrol durante Enero de 2005 y Diciembre de 2015 se utilizaron los siguientes colores de la **Figura 37** para identificar en el mapa cada tipo de completamiento múltiple identificado durante el periodo de tiempo y así poder visualizar la tendencia por cada zona.

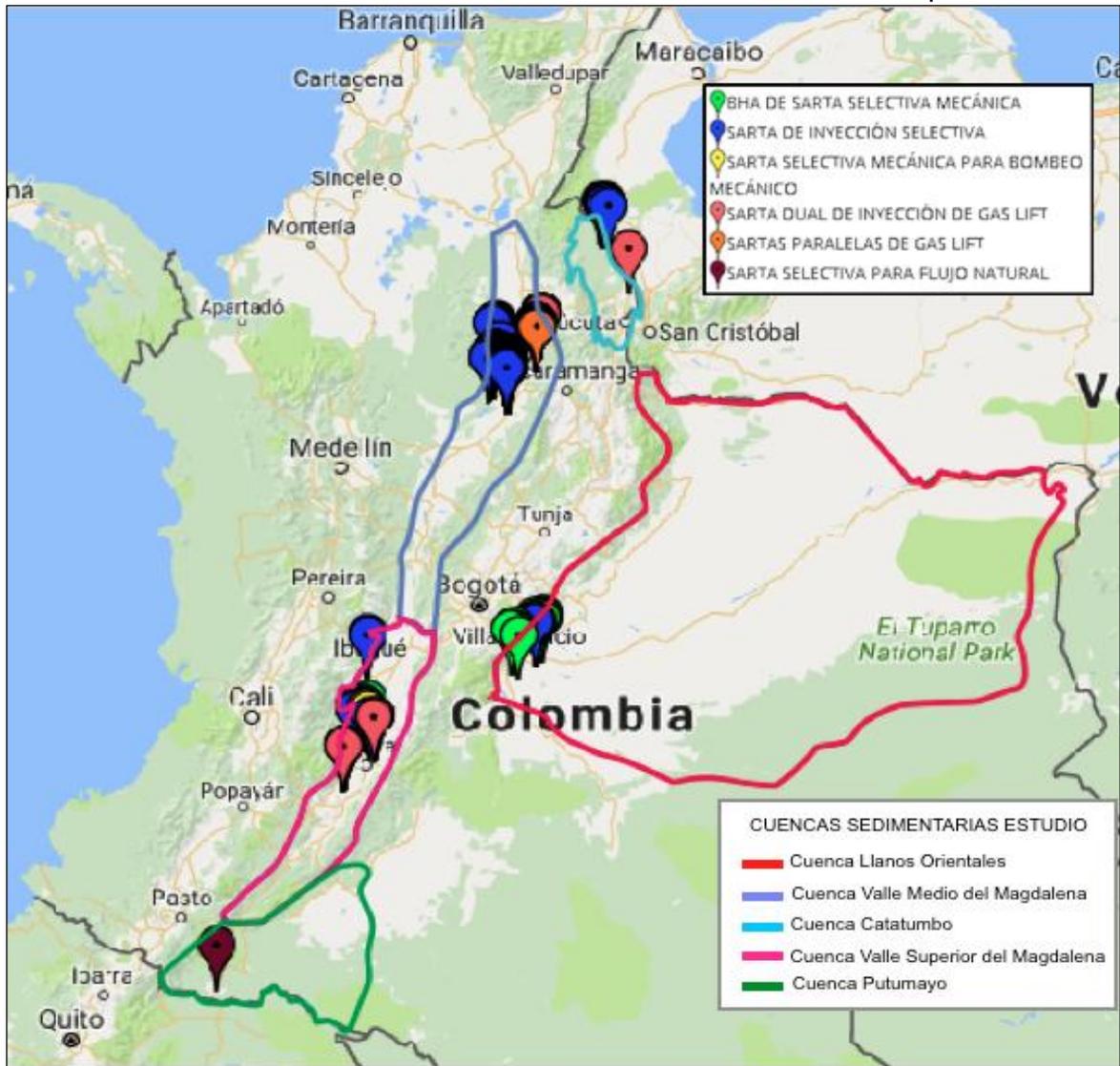
Figura 37. Convenciones del mapa de Completamientos Múltiples.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Consultado el 05 de Septiembre de 2016].

4.2.1.2 Mapa de Completamientos Múltiples en ECOPETROL S.A. El mapa de completamientos múltiples me permite identificar la distribución de los tipos de completamiento instalados en los pozos de ECOPETROL S.A. como se puede identificar en la **Figura 38**, los contornos simbolizan las 5 cuencas donde se encuentran instalados los completamientos múltiples.

Figura 38. Mapa General de los Pozos con Completamientos Múltiple en sus cuencas productoras.

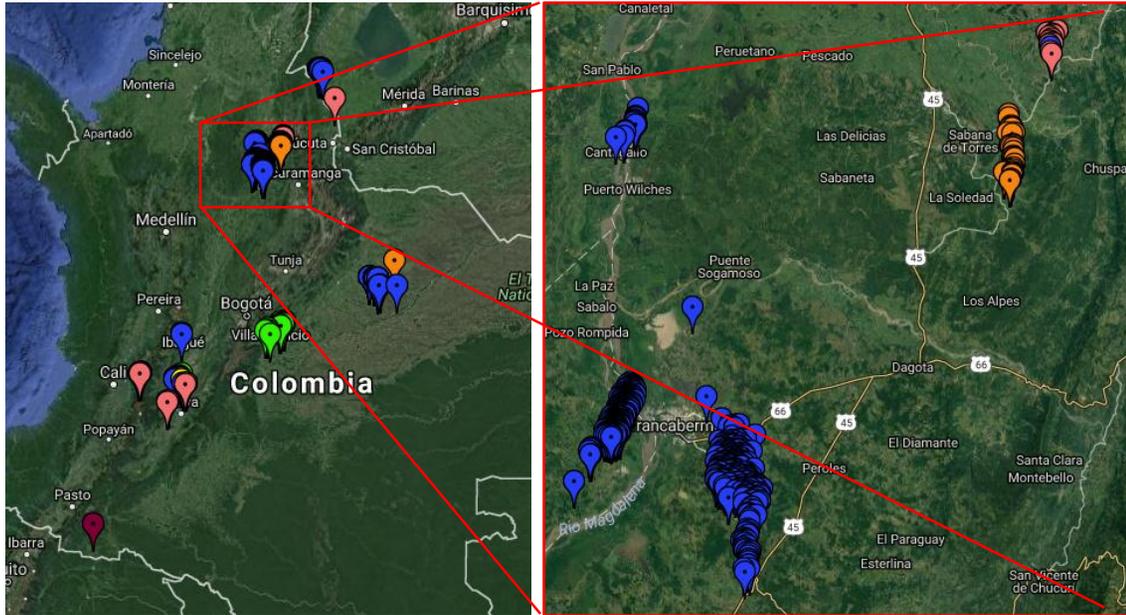


Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Consultado el 05 de Septiembre de 2016] Modificada por autores.

4.2.1.3 Navegación. La navegación a través del mapa de los completamientos múltiples se realiza por medio del scroll del mouse o con la herramienta de Google Maps que se encuentra en la parte inferior izquierda del mapa.

Como se dijo anteriormente cada tipo de completamiento posee un color característico, si se realiza un zoom sobre una zona con concentración de instalaciones una nube de puntos puede identificar una tendencia clara en la misma, como se muestra en la **Figura 39**.

Figura 39. Enfoque de una zona en el mapa de completamiento múltiples.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Si se quiere saber información sobre algún pozo en el mapa en especial se hace click izquierdo sobre él y se despliega un cuadro con la información del pozo, como se muestra en la **Figura 40**. El cuadro muestra la siguiente información: nombre del pozo, tipo de completamiento instalado, fecha de la instalación, siglas del evento, causa de la intervención y tipo de pozo.

Figura 40. Información de pozo en el mapa con un solo evento.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Si el pozo presenta más de un evento durante este periodo de tiempo también se visualizará en el cuadro como se muestra en la **Figura 41**.

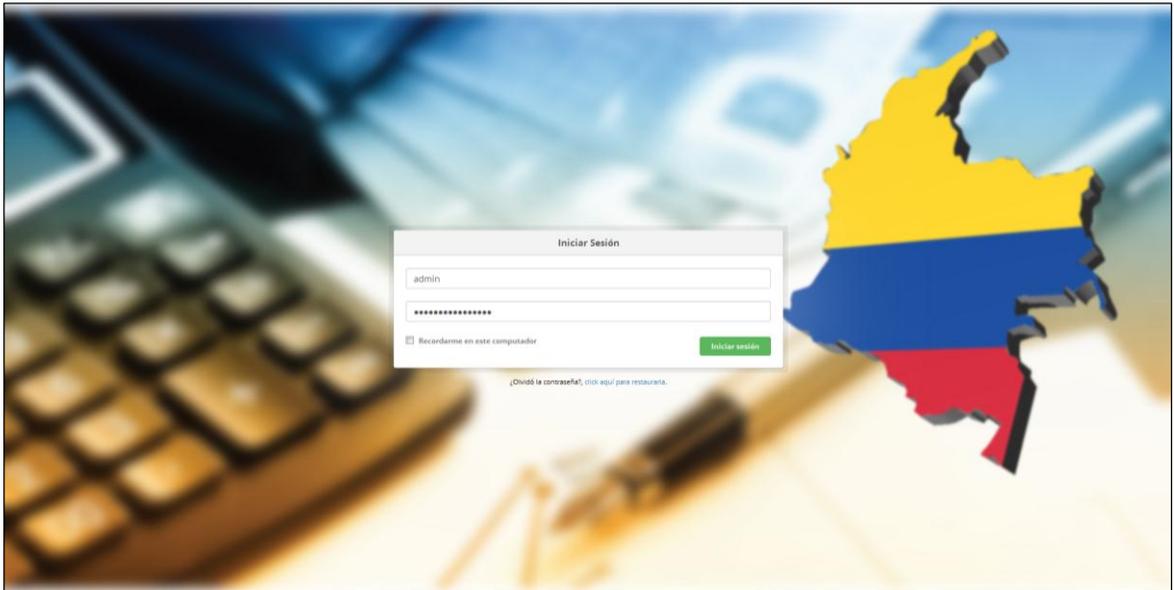
Figura 41. Información de pozo en el mapa con varios eventos.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] < <http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

4.2.1.4 Manipulación de Datos. De igual forma como se cargaron en primera instancia los valores de coordenadas e información del pozo es posible continuar actualizando para corregir o para añadir información de pozos con completamiento múltiple que quisieran visualizarse, para ello se requiere de un usuario y contraseña para ingresar a la página. El procedimiento completo para la actualización, corrección o adición de datos del mapa de ocurrencias de los completamientos múltiples se menciona a continuación. Primero se debe acceder a la página o enlace <http://mgcp.com.co/login> a través de cualquier navegador de internet, en este enlace aparecerá formulario para llenar usuario y contraseña como muestra la **Figura 42**.

Figura 42. Pantalla de ingreso a página de manual general de completamiento.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>>[Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Ingresado usuario y contraseña aparecerá la pantalla de inicio de la página donde se encuentran los demás módulos que integran el manual. Para la actualización de datos se debe dar click en la pestaña de completamientos múltiples y posteriormente en mapa por pozos como se muestra en la **Figura 43**.

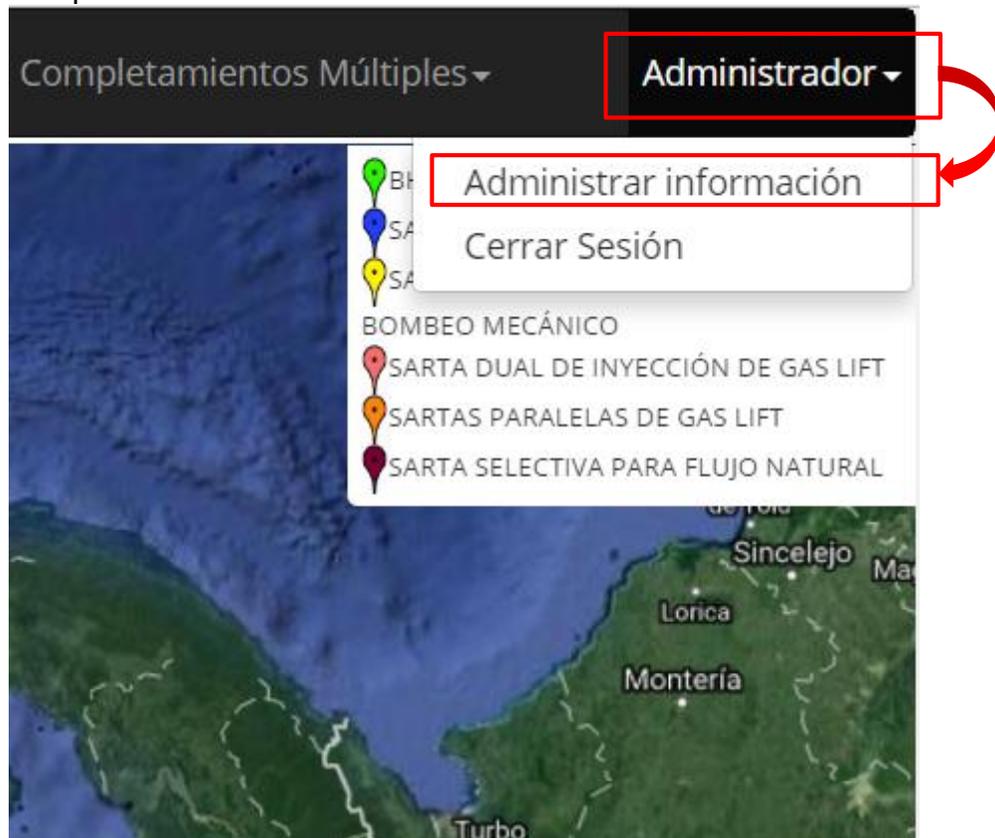
Figura 43. Pantalla de inicio de página de manual general de completamiento.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>>[Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Esto llevará a la visualización del mapa; en esta pantalla se pueden importar datos para sobrescribir valores de pozo o eliminarlos y actualizarlos. Para eliminarlos y actualizarlos se da click en la pestaña de **Administrador > Administrar información** como se muestra en la **Figura 44**. Luego aparecerá una pantalla (Ver **Figura 45**) donde se seleccionará **Eliminar: Completamientos Múltiples – Datos por pozos**. Eliminada la información se regresa al mapa de completamientos que aparecerá vacío dado se eliminó la información previamente. Ya en el Mapa se da click en **Importar Datos** dando paso a una pantalla como muestra la **Figura 46** donde se da click en **Seleccionar Archivo** y se ubicará la dirección en el computador donde se encuentra el Archivo Excel el cual debe tener las columnas que se muestran en la **Figura 46** en el orden mostrado. Por último, se activa el botón **Cargar Tabla**, de esta forma al revisar nuevamente el mapa ya habrán aparecido los nuevos puntos.

Figura 44. Pantalla de mapa de ocurrencias de completamiento múltiple.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>> [Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Figura 45. Pantalla de para eliminación de datos.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>>[Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Figura 46. Pantalla para cargar datos.



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>>[Consultado el 09 de Noviembre de 2016].

Así concluye la navegación, eliminación, carga y actualización del mapa de ocurrencias de los completamientos múltiples.

4.3 MATRIZ DE SELECCIÓN DE LOS COMPLETAMIENTOS MÚLTIPLES

La matriz de selección de completamiento múltiple permite identificar pozos candidatos por medio de una serie de preguntas y como resultado recomienda un tipo de completamiento.

Para poder acceder a la matriz de selección de completamientos múltiples es necesario dirigirse a la página web <www.mgcp.com.co>, ingresar usuario y contraseña, seleccionar el tema de completamientos múltiples y la opción matriz de selección. Al ingresar en la matriz se encuentra con una serie de preguntas que dependiendo de la respuesta irá desplegando una serie de preguntas para que con base a las respuestas de estas, genere una recomendación o siga desplegando preguntas para tener la recomendación adecuada de acuerdo a las respuestas ingresadas a la matriz.

Inicialmente aparecerán seleccionadas las primeras cuatro preguntas, ya que son un requerimiento básico para que un completamiento múltiple pueda ser instalado; si alguna de estas preguntas es deseleccionada no se podrá acceder a las siguientes y la matriz brindará como resultado final que no es recomendable la instalación de un completamiento múltiple; como se muestra en la **Figura 47**.

Figura 47. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte inicial).

MGCP Control de Arena > Fluidos de Completamiento > Sistemas de Levantamiento Artificial > Conectividad > Completamientos Múltiples >

Matriz de Selección Completamientos Múltiples

La matriz de selección de completamiento multiple permite identificar pozos candidatos por medio de una serie de preguntas que se encuentran a continuación y como resultado recomienda un tipo de completamiento.

¿Existe mas de una zona prospectiva en el pozo (inyección o producción)?

¿Existe una diferencia de presión mayor a 250 psi entre los intervalos productores?

¿Existe una diferencia mayor de 6 Darcies entre las formaciones?
Considere que este parámetro es muy relativo, y no reemplaza ningún valor de campo, depende de la máxima diferencia de permeabilidades entre las formaciones productoras del campo.

¿Las capas productoras se encuentran divididas por barreras de muy baja permeabilidad de al menos 3 ft?
Se consideran discontinuidades, arcillas, shales o arenas de muy baja permeabilidad como barreras, considere también la continuidad de la barrera que permita que hayan dos estratos de diferentes características petrofísicas y de fluido a lo largo del yacimiento que no permitan que se crucen los fluidos detrás de la cara del pozo, el valor mínimo estimado para crear esa separación litológica es de 3 ft.

¿Acorde a las facilidades y la tasa de retorno es factible la instalación de un completamiento múltiple?

Recomendaciones

- No se recomienda completamiento múltiple

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>> [Consultado el 20 de Noviembre de 2016].

Una vez las cuatro primeras preguntas se encuentren chequeadas la matriz prosigue con 5 preguntas, de las cuales dependiendo de su respuesta habilitará o

deshabilitará otras preguntas y al mismo tiempo irá dando la recomendación correspondiente a las respuestas ingresadas, como muestra la **Figura 48**.

Figura 48. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte intermedia).

Matriz de Selección Completamientos Múltiples

La matriz de selección de completamiento múltiple permite identificar pozos candidatos por medio de una serie de preguntas que se encuentran a continuación y como resultado recomienda un tipo de completamiento.

¿Existe más de una zona prospectiva en el pozo (inyección o producción)?

¿Existe una diferencia de presión mayor a 250 psi entre los intervalos productores?

¿Existe una diferencia mayor de 6 Darcies entre las formaciones?
Considere que este parámetro es muy relativo, y no reemplaza ningún valor de campo, depende de la máxima diferencia de permeabilidades entre las formaciones productoras del campo.

¿Las capas productoras se encuentran divididas por barreras de muy baja permeabilidad de al menos 3 ft?
Se consideran discontinuidades, arcillas, shales o arenas de muy baja permeabilidad como barreras, considere también la continuidad de la barrera que permita que haya dos estratos de diferentes características petrofísicas y de fluido a lo largo del yacimiento que no permitan que se crucen los fluidos detrás de la cara del pozo, el valor mínimo estimado para crear esa separación litológica es de 3 ft.

¿Acorde a las facilidades y la tasa de retorno es factible la instalación de un completamiento múltiple?

¿Una o más capas productoras depletaron o entraron en irrupción de agua y gas?

Se definió tipo de pozo

¿Que tipo de pozo es con respecto a la geometría?

¿Requiere fiscalizar las zonas de forma simultánea e independiente?

¿Desea tener control de reservas y retrasar frentes de agua de forma simultánea en todas las zonas?

Recomendaciones

- [Instalar completamiento SSD.](#)

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>> [Consultado el 20 de Noviembre de 2016].

Cabe resaltar que algunas preguntas de la matriz tienen las consideraciones que se tuvieron en cuenta para formular la pregunta y se visualizan justo debajo de la pregunta formulada.

Una vez determinado el completamiento múltiple recomendado, la matriz dará junto con el resultado una serie de recomendaciones en cuanto a la opción elegida, como muestra la **Figura 49**.

Figura 49. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte final I)

Recomendaciones

- Instalar sartas paralelas

Nota: Si el pozo produce por flujo natural considere el completamiento de sartas paralelas para la producción de las dos zonas, de lo contrario consultar la matriz de selección preliminar de los sistemas de levantamiento artificial, si resulta que su pozo es un candidato para BES considere instalar el sistema Dual Concéntrico BES. Si resulta que su pozo es un candidato para gas lift considere instalar el sistema de gas lift dual.

- Instalar completamiento dual concéntrico BES.

Nota: Tenga en cuenta los siguientes rangos de aplicación:

- Angulo máximo de desviación de 45°
- Dog Leg menor a 8°/100ft
- Diámetro mínimo de revestimiento 9 5/8"
- Tubería de producción con un diámetro mínimo de 7"
- Relación Gas-Petróleo no mayor al 10%
- Espaciamiento entre las arenas mínimo de 100 ft

- Instalar completamiento dual Gas Lift

Nota: Tenga en cuenta los siguientes rangos de aplicación:

- Diámetros mínimos de 9 5/8" y para la zona de interés un diámetro de 7"
- Tubería de producción de 2 7/8"
- Este diseño puede completarse con métodos para control de arena

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>>[Consultado el 20 de Noviembre de 2016].

El usuario podrá visualizar una breve descripción e imagen del completamiento múltiple recomendado dirigiéndose al link que presenta la recomendación, donde se abrirá otra ventana con la información acerca del completamiento múltiple recomendado, como se muestra en la **Figura 50**.

Figura 50. Pantalla matriz de selección completamientos múltiples (parte final II).

Inyección Selectiva/VRF

Los sistemas de inyección selectiva traen grandes ventajas en procesos de recuperación secundaria, ya que incrementan el porcentaje de recobro debido al incremento en el barrido areal que tiene (Ver Figura 2). La calibración de las válvulas permite inyectar flujo preferencial en los diferentes compartimentos, de esta forma las formaciones con menor índice de inyectividad recibirán fluido proporcional a su capacidad de flujo, y así generar un barrido más uniforme a través de la capa que está siendo inyectada, estos completamientos son corridos en yacimientos estratificados, o en formaciones con varias arenas productoras. En la industria se pueden encontrar diferentes tipos de empaques, tanto hidráulicos como mecánicos, siendo los primeros por su facilidad de asentamiento y desasentamiento más comunes en este tipo de completamientos. Empresas como Schlumberger, Completion Services o Halliburton provee un catálogo para diferentes diámetros de tubería y Casing en los que aplica variedad de empaques Hidráulicos y tándem, con sus respectivos mandriles de inyección.

Figura 2. Completamiento de inyección selectiva.



Fuente. Completion Services, Pozos Inyectores con Instalación Selectiva [En línea], <<http://completion-services.co/herramientas.html>> [Citado en 15 de Mayo de 2016].

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>>[Consultado el 20 de Noviembre de 2016].

De esta manera es posible utilizar la matriz y tener acceso a todas sus aplicaciones. Adicionalmente en la pestaña de completamientos múltiples hay una pestaña llamada “manual del usuario” donde se puede visualizar un video explicativo acerca de la utilización de la herramienta el cual contiene toda la información para utilizar el mapa, la matriz y como cargar datos al mapa. Se muestra en la **Figura 51**.

Figura 51. Pantalla video manual del usuario completamientos múltiples



Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/manual>>[Consultado el 20 de Noviembre de 2016].

4.3.1 Caso Ejemplo de Validación de la Matriz Web. Para validar la información de la matriz en el aplicativo web y que esta sea correspondiente al diagrama de flujo (Ver **Figuras 29 y 30**), se plantean dos casos en los que se requiere a instalación de un completamiento múltiple para la validación de los datos de la matriz en el aplicativo web.

Se tiene un pozo que cumple con las 5 premisas iniciales para que un completamiento múltiple sea instalado y las siguientes características:

- Ninguna capa productora depletó o entro en irrupción de agua o gas.
- Es un pozo productor.
- Vertical o Ligeramente Desviado.
- No requiere fiscalizar las zonas de forma simultánea e independiente.
- Se desea tener un control de reservas y retrasar frentes de agua de forma simultánea en todas las zonas.
- El pozo cuenta con revestimiento.
- Requiere Futuras Estimulaciones

Acorde a las características mencionadas anteriormente el diagrama sigue el flujo como se muestra en las **Figuras 52 y 53**. En el cual da como recomendación Instalar un Completamiento con Sliding Sleeve Valve, Por otra parte en la **Figura 54** se muestra la matriz en el aplicativo web seleccionadas las características anteriores del Caso Ejemplo, donde nos da como recomendación instalar un completamiento Con Sliding Sleeve Valve coincidiendo de esta forma con la recomendación del diagrama de Flujo.

Figura 52. Diagrama de Flujo para la selección de un Completamiento Múltiple para Caso Ejemplo (Brazo Principal 1).

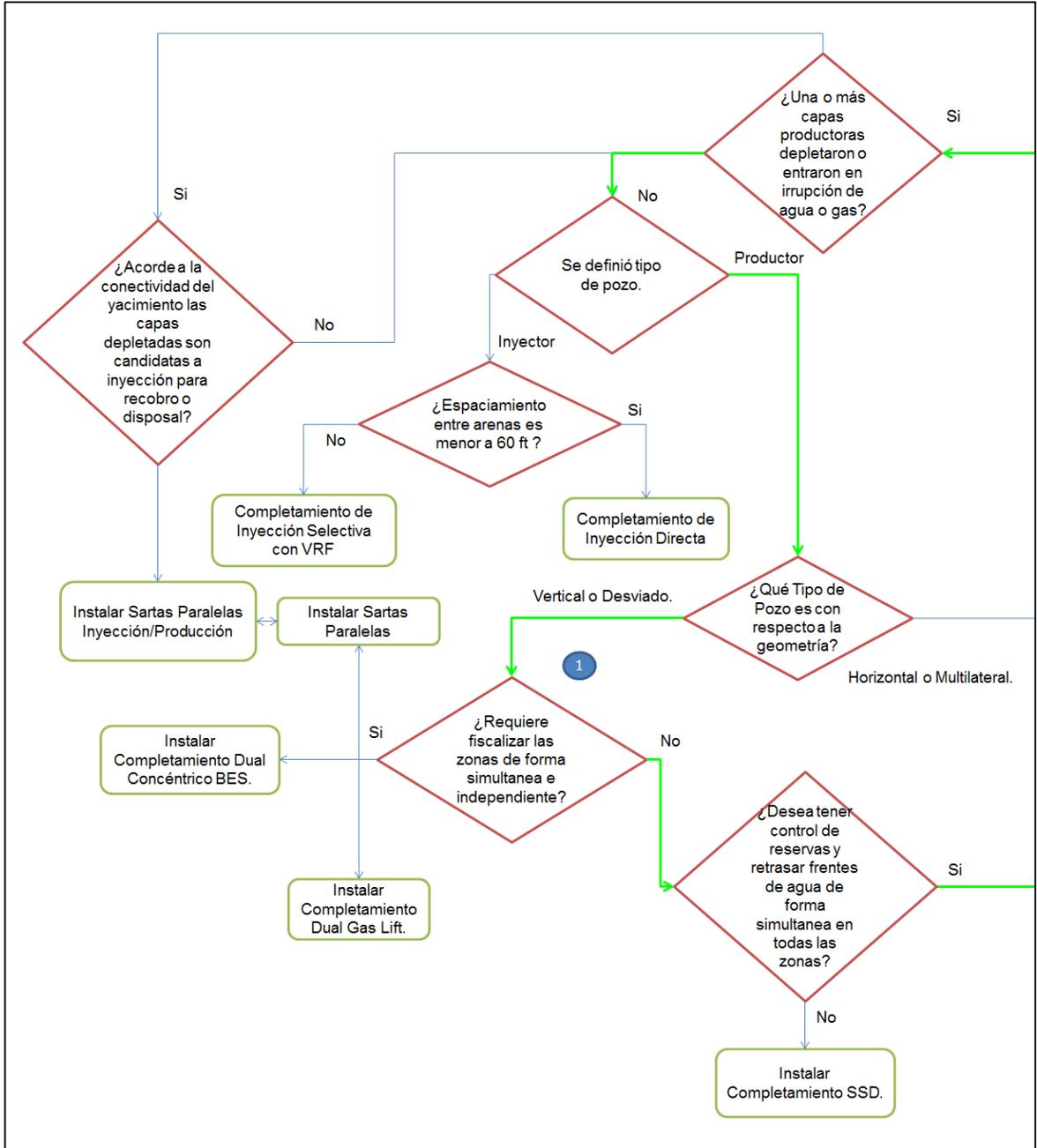


Figura 53. Diagrama de Flujo para la selección de un Completamiento Múltiple para Caso Ejemplo (Brazo Principal 2).

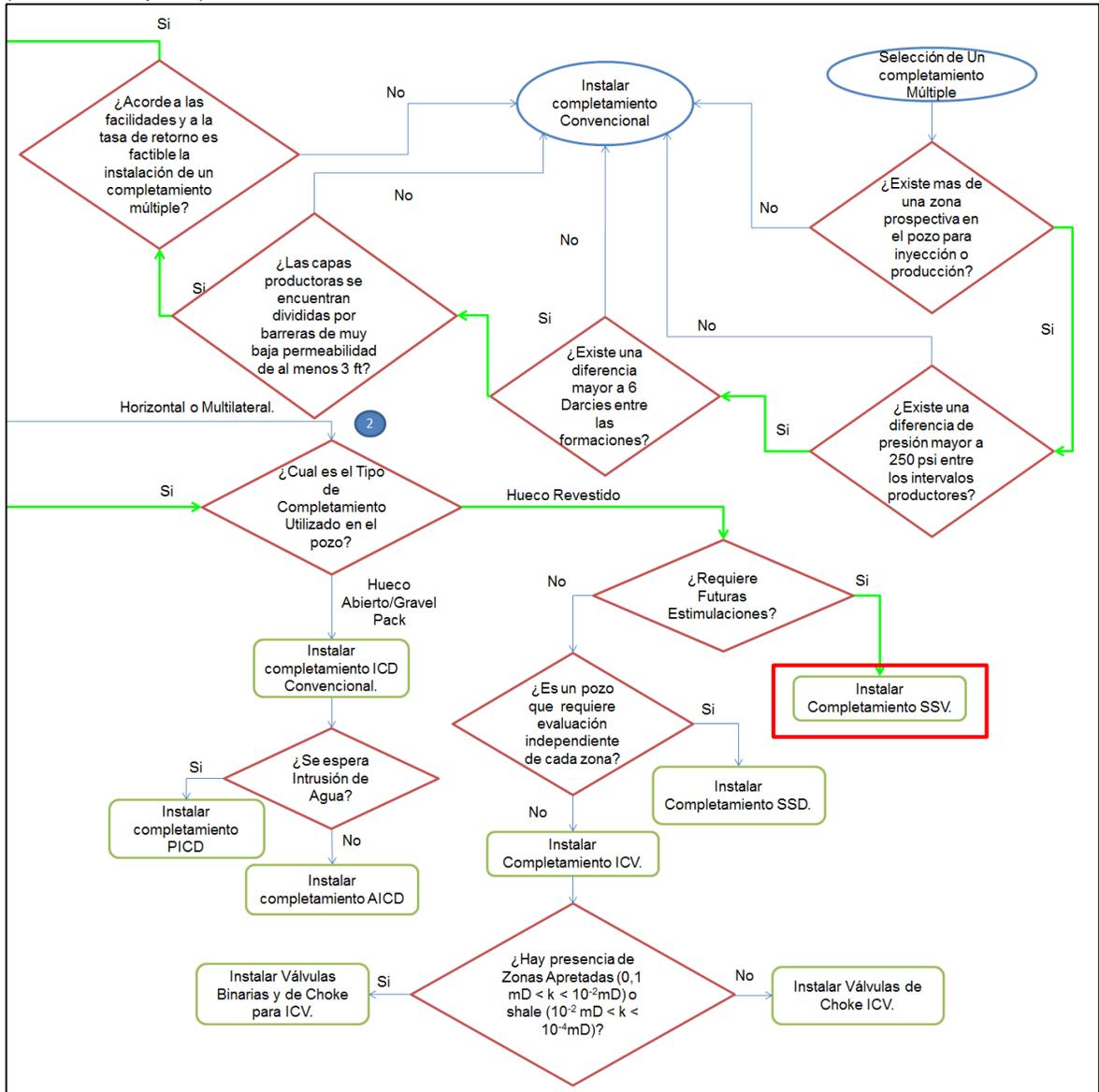


Figura 54. Pantalla matriz de selección para Caso Ejemplo.

Matriz de Selección Completamientos Múltiples

La matriz de selección de completamiento múltiple permite identificar pozos candidatos por medio de una serie de preguntas que se encuentran a continuación y como resultado recomienda un tipo de completamiento.

¿Existe mas de una zona prospectiva en el pozo (inyección o producción)?

¿Existe una diferencia de presión mayor a 250 psi entre los intervalos productores?

¿Existe una diferencia mayor de 6 Darcies entre las formaciones?
Considere que este parámetro es muy relativo, y no reemplaza ningún valor de campo, depende de la máxima diferencia de permeabilidades entre las formaciones productoras del campo.

¿Las capas productoras se encuentran divididas por barreras de muy baja permeabilidad de al menos 3 ft?
Se consideran discontinuidades, arcillas, shales o arenas de muy baja permeabilidad como barreras, considere también la continuidad de la barrera que permita que hayan dos estratos de diferentes características petrofísicas y de fluido a lo largo del yacimiento que no permitan que se crucen los fluidos detrás de la cara del pozo, el valor mínimo estimado para crear esa separación litológica es de 3 ft.

¿Acorde a las facilidades y la tasa de retorno es factible la instalación de un completamiento múltiple?

¿Una o mas capas productoras depletaron o entraron en irrupción de agua y gas?

Se definió tipo de pozo

¿Que tipo de pozo es con respecto a la geometría?

¿Requiere fiscalizar las zonas de forma simultanea e independiente?

¿Desea tener control de reservas y retrasar frentes de agua de forma simultanea en todas las zonas?

Recomendaciones

- Instalar completamiento SSD.

Nota: La producción selectiva o secuencial permite la evaluación de zonas por medio de la producción secuencial de las mismas, sin embargo es posible producir más de una zona al tiempo.

Recomendación: Si el pozo tiene una desviación mayor a 70 grados es recomendable utilizar herramientas de apertura y cierre E-Line.

Recomendación: Para instalar este tipo de completamiento requiere de un espesor mínimo de 45 ft de acuerdo a la longitud de cada compartimento.

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>> [Consultado el 20 de Noviembre de 2016].

4.3.2 Caso Real de Validación de la Matriz Web. Para este caso se ha tomado valores reales de un pozo a ser completado con un completamiento múltiple, por lo tanto se tienen dos arenas prospectivas para producción los datos requeridos del pozo para ingresar en la matriz se encuentran consolidados en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Datos de pozo A.

Características/Unidades	Villeta T	Caballos
Permeabilidad (Darcies)	No reporta	
Presión Estática (psi)	1962	2496
¿Capa de Baja Permeabilidad separando las unidades?	Si	
¿Producción Petróleo?	Si	
¿Producción de Agua?	Si	
¿Capas candidatas a inyección de agua?	No	
Desviación Máxima	23,01°	

Fuente. NAVAS, Fabián y PARADA Omar. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012.

Acorde a la información de la tabla el diferencial máximo de presión que se puede establecer entre las formaciones es de 534 psi con esta información se procede entonces a responder las preguntas de la matriz.

- ❖ **¿Existe más de una zona prospectiva en el pozo (inyección o producción)?** Si, Acorde a la información del histórico de producción del pozo⁶⁵ ambas formaciones son prospectivas a producción.

- ❖ **¿Existe una diferencia de presión mayor a 250 psi entre los intervalos productores?** Si, la diferencia máxima entre las formaciones es de 534 psi, excediendo por 284 psi la presión máxima recomendada, es muy probable que al producir estas dos formaciones de forma simultánea se genera flujo cruzado.

- ❖ **¿Existe una diferencia mayor de Seis Darcies entre las formaciones?** No se tiene información disponible de las capas para el caso Real, por ende se asumirá como respuesta Sí.

⁶⁵ NAVAS, Fabián y PARADA Omar. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012. p. 85, 86, 87, 88, 89, 90 y 91.

- ❖ **¿Las capas productoras se encuentran divididas por barreras de muy baja permeabilidad de al menos tres pies?** Si, Como se puede apreciar estas formaciones son pertenecientes a la Cuenca Caguán-Putumayo Anexo A Figura 1 Columna estratigráfica Cuenca Caguán-Putumayo, se puede apreciar intercalaciones de lutitas que representan sello importante, de igual forma la formación Caballos y Villeta se han definido como unidades independientes geológicamente⁶⁶.
- ❖ **¿Acorde a las facilidades y la tasa de retorno es factible la instalación de un completamiento múltiple?** Si, se deja expresado para el caso Real la intención y disposición de recursos para la instalación de un completamiento múltiple, ya que este resultado acorde a un proceso de selección ser el más indicado para la instalación de un completamiento múltiple⁶⁷
- ❖ **¿Una o más capas productoras depletaron o entraron en irrupción de agua y gas?** Si, ambas capas producen mezcla de hidrocarburo con agua acorde al histórico de producción⁶⁸
- ❖ **¿Acorde a la conectividad del yacimiento las capas depletadas son candidatas a inyección para recobro o disposal?** No, se deja expresado claramente en el proyecto que la intención es obtener petróleo de ambas capas de forma rentable.
- ❖ **Se definió tipo de pozo** productor para satisfacer el objetivo del Pozo A.
- ❖ **¿Qué tipo de pozo es con respecto a la geometría?** Vertical o Desviado, se deja explícito que el pozo con respecto al registro de desviación termina siendo vertical⁶⁹
- ❖ **¿Requiere fiscalizar las zonas de forma simultánea e independiente?** Si, las Formaciones Caballo y Villeta T, corresponden a diferentes yacimientos, por ende, estos deben fiscalizarse y producirse de manera independiente⁷⁰.

Las respuestas seleccionadas en la matriz se pueden observar en la **Figura 55** y la recomendación en la **Figura 56**.

⁶⁶ Ibíd. p. 39.

⁶⁷ Ibíd. p. 129

⁶⁸ Ibíd. p. 92.

⁶⁹ Ibíd. p. 85.

⁷⁰ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Decreto 1895 de 1973, Título IV, Art. 64.

Figura 55. Selección de respuestas para caso Real Pozo A.

Matriz de Selección Completamientos Múltiples

La matriz de selección de completamiento múltiple permite identificar pozos candidatos por medio de una serie de preguntas que se encuentran a continuación y como resultado recomienda un tipo de completamiento.

¿Existe mas de una zona prospectiva en el pozo (inyección o producción)?

¿Existe una diferencia de presión mayor a 250 psi entre los intervalos productores?

¿Existe una diferencia mayor de 6 Darcies entre las formaciones?
 Considere que este parámetro es muy relativo, y no reemplaza ningún valor de campo, depende de la máxima diferencia de permeabilidades entre las formaciones productoras del campo.

¿Las capas productoras se encuentran divididas por barreras de muy baja permeabilidad de al menos 3 ft?
 Se consideran discontinuidades, arcillas, shales o arenas de muy baja permeabilidad como barreras, considere también la continuidad de la barrera que permita que hayan dos estratos de diferentes características petrofísicas y de fluido a lo largo del yacimiento que no permitan que se crucen los fluidos detrás de la cara del pozo, el valor mínimo estimado para crear esa separación litológica es de 3 ft.

¿Acorde a las facilidades y la tasa de retorno es factible la instalación de un completamiento múltiple?

¿Una o mas capas productoras depletaron o entraron en irrupción de agua y gas?

¿Acorde a la conectividad del yacimiento las capas depletadas son candidatas a inyección para recobro o disposal?

Se definió tipo de pozo

Productor

¿Que tipo de pozo es con respecto a la geometría?

Vertical o Desviado

¿Requiere fiscalizar las zonas de forma simultanea e independiente?

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>> [Consultado el 03 de Marzo de 2017].

Figura 56. Recomendaciones para caso Real Pozo A.

Recomendaciones

- Instalar sartas paralelas

Nota: Si el pozo produce por flujo natural considere el completamiento de sartas paralelas para la producción de las dos zonas, de lo contrario consultar la matriz de selección preliminar de los sistemas de levantamiento artificial, si resulta que su pozo es un candidato para BES considere instalar el sistema Dual Concéntrico BES. Si resulta que su pozo es un candidato para gas lift considere instalar el sistema de gas lift dual.

- Instalar completamiento dual concéntrico BES.

Nota: Tenga en cuenta los siguientes rangos de aplicación:

- Angulo máximo de desviación de 45°
- Dog Leg menor a 8°/100ft
- Diámetro mínimo de revestimiento 9 5/8"
- Tubería de producción con un diámetro mínimo de 7"
- Relación Gas-Petróleo no mayor al 10%
- Espaciamiento entre las arenas mínimo de 100 ft

- Instalar completamiento dual Gas Lift

Nota: Tenga en cuenta los siguientes rangos de aplicación:

- Diámetros mínimos de 9 5/8" y para la zona de interés un diámetro de 7"
- Tubería de producción de 2 7/8"
- Este diseño puede completarse con métodos para control de arena

Fuente. Manual General de Completamiento [En línea] <
<http://mgcp.com.co/multiples/matrix>> [Consultado el 03 de Marzo de 2017].

Las recomendaciones como se muestran en la **Figura 56** son la instalación de un completamiento de sartas paralelas, de esta recomendación surgen 3 opciones.

- Completamiento Dual Gas Lift.
- Completamiento Dual Concéntrico BES
- Completamiento Sartas paralelas para flujo natural o para inyección/producción.

Ya que el objetivo de la matriz es la selección de un completamiento múltiple y no de un sistema de levantamiento, la selección termina en esta etapa. Recomendado uno de los tipos de completamiento múltiple listados anteriormente y acorde a un proceso de selección de sistema de levantamiento independiente se seleccionará el completamiento más apropiado para el pozo.

El Caso Real del pozo A resultó ser candidato piloto a instalación a un sistema de completamiento Dual Concéntrico BES, una de las opciones presentadas en la recomendación, de igual forma el pozo satisfizo las condiciones mecánicas que se establecen en la Nota Adjunta a la recomendación de la **Figura 56**, el estado mecánico del pozo A se encuentra en el **Anexo C**

5. CONCLUSIONES

- Se identificaron 781 pozos con sartas de completamiento múltiple instaladas, distribuidos en cinco (5) cuencas sedimentarias; Cuenca Valle Medio del Magdalena, correspondiente al 92% de los completamientos equivalente a 718 pozos; seguido por la Cuenca Valle Superior del Magdalena con un 3,3% equivalente a 26 pozos, Llanos orientales con un 2,4% equivalente a 19 pozos, Catatumbo con 2% equivalente a 16 pozos y Putumayo con 0,3 % equivalente a sólo dos (2) pozos.
- Acorde al análisis de la información se identificaron Seis (6) tipos de completamiento múltiple siendo el más predominante a través de todas las cuencas y en el periodo de estudio el Completamiento de Inyección Selectiva, con un porcentaje de participación del 90% equivalente a 704 pozos de un total de 781 identificados y en menor proporción se encuentra un Pozo en flujo Natural con sarta selectiva en Fondo, representado por 0,12 % equivalente a un pozo.
- Los completamientos de inyección selectiva fueron instalados por tres causas. La primera causa se asocia a altos cortes de agua en los pozos productores, la segunda causa acude a realizar una mejora en el perfil de inyección con el objetivo de mejorar el recobro, la última causa se asocia a proyectos o campañas de perforación de pozos de inyección selectiva.
- El completamiento de gas lift dual se instaló en 56 pozos de 781. Acorde a esta información se estableció que las zonas o campos identificados en el mapa tales como CONDE, SANTOS, SUERTE, BONANZA y RÍO CEIBAS donde se realizaron instalaciones de sartas paralelas o duales de gas lift producen con un alto GOR.
- En la Cuenca Llanos Orientales donde se produce crudo pesado con altos cortes de agua se evidenció presencia de completamientos de sarta selectiva mecánica, en total 17 de los cuales 14 se instalaron con el objetivo de aislar zonas de agua y tres (3) para la evaluación de zonas prospectivas donde no se tenía mayor información del yacimiento.
- Para el desarrollo de la matriz se identificaron condiciones en tres categorías: la primera (i) características del yacimiento tales como una alta diferencia en la permeabilidad entre zonas prospectivas estimada de Seis Darcies y la presencia una capa impermeable con al menos de tres pies de espesor, estas capas impermeables pueden ser discontinuidades litológicas, zona apretadas ($0,1 \text{ mD} < k < 10^{-2} \text{ mD}$) o lutitas (shales) ($10^{-2} \text{ mD} < k < 10^{-4} \text{ mD}$), este aislamiento desarrolla diferentes tipos de yacimiento.

- Como segunda categoría (ii) se establecieron variables mecánicas, tales como geometría de pozo y tipo de completamiento (Gravel pack, open Hole etc.), estos factores deben considerarse en la selección ya que generan restricciones para algunos tipos de completamiento como es el caso del Dual Concéntrico BES para el cual el espaciamiento mínimo debe ser mayor a 100 ft, para el completamiento SSD a 45 ft y para el completamiento de inyección selectiva a 60 ft.
- Se estableció una tercera (iii) categoría donde se indicaron condiciones determinadas por el usuario asociadas a costos que implica la instalación de un completamiento múltiple, plan de desarrollo del pozo y fiscalización de los yacimientos.
- Se identificó la estrecha relación entre la geología y los yacimientos compartimentalizados o yacimientos estratificados. Por medio del mapa de ocurrencias se pueden observar grupos de pozos en una misma área que tienen un mismo tipo de completamiento múltiple instalado, de esta forma este tipo de completamientos está asociado a la estratigrafía o a la depositación de las capas.
- El mapa de ocurrencias por pozos del aplicativo MGCP, constituye una herramienta que permite al usuario observar de manera localizada, las tendencias en completamientos múltiples instalados en los pozos de Ecopetrol S.A.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis de factibilidad y técnico a futuros proyectos o aplicaciones de los completamientos múltiples, considerando variables como propiedades de fluidos para evitar incompatibilidades de herramientas y posibles atascamientos de herramientas.
- Realizar un nuevo proyecto que profundice en las justificaciones técnicas por las cuales en la Cuenca Valle Medio del Magdalena, predomina ampliamente la instalación de completamientos de tipos múltiples.
- Realizar un proyecto que incluya un diagnóstico con las justificaciones técnicas por las cuales la inyección selectiva es el sistema de completamiento múltiple mayormente aplicado en los pozos operados por Ecopetrol S.A., y confirme que para pozos productores la aplicación de completamientos múltiples corresponde sólo a un 10% de todos los completamientos que de este tipo han sido instalados.
- Realizar un estado del arte de las instalaciones con completamientos de tipo múltiple, describiendo la aplicabilidad de estas tecnologías a nivel mundial y local (Colombia) como es el caso de la exploración & producción de yacimientos no convencionales (gas shale, tight gas, etc)
- Formular una versión mejorada de la matriz, transformándola de aplicación netamente teórica a una plataforma numérica más robusta que incluya la relación aritmética entre los diferentes parámetros técnicos.
- Evaluar en el mediano plazo, grado de ajuste y nivel de confiabilidad en los resultados obtenidos por la herramienta.
- Establecer una revisión de la información de coordenadas obtenida de la plataforma OpenWells® en comparación con el aplicativo MIGEP de la ANH para mantener un control de la calidad de la misma y evitar incongruencias.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. Bogotá. 2007

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. GeoVisor MIGEP ANH {En línea}. {9 de octubre de 2016} disponible en (<http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>)

ARRIETA, Mario. Completación de Pozos petroleros. Hoyo Revestido y cañoneado: Múltiple. {En línea}. {15 de Mayo de 2016} disponible en (<https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>)

AMARIS, José y CASTRO, Lady. Estudio de viabilidad para la implementación del completamiento dual concéntrico con bombeo Electrosumergible en los pozos A y B del Campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012.

AMER, Al-Anazi, Toward Improving Reservoir Management Practices in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs Using Adjustable Inflow Control Devices ICDs En: OnePetro. {En línea}. {1 de noviembre de 2016} disponible en (<https://www.OnePetro.org/>)

BAKER HUGHES INCORPORATED. Packer Systems Catalog. 2012.

CABANA, Laura y ZULUAGA, Juan. Evaluación técnico-financiera del completamiento dual para un pozo tipo del Bloque Cubiro. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2016.

CAMACHO, Rafael. Simbología ASME y ANSI s. 7-12 {En línea}. {1 de Noviembre de 2016} disponible en (<https://es.scribd.com/doc/102367756/Simbologia-ANSI-para-Diagramas-de-Flujo>).

CARRASCAL, Diego y VERGEL, Eduardo. Simulación mediante modelamiento analítico del proceso de inyección de agua en la formación Lisama del Campo Tisquirama. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2016.

CHANDAK, K., Challenging Well Completion and Intervention Technique for Multizone Offshore Brown Field Well. {En línea}. {1 de noviembre de 2016} disponible en (<https://www.OnePetro.org/>)

COLCIENCIAS. Tipología de proyectos calificados como de carácter científico, tecnológico e innovación. Bogotá. 2006

CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamientos de Pozos. Caracas. 1997.

DELGADO, Juan Especificaciones técnicas, manual – guía de empaques en operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2005.

ECOPETROL S.A. Cartilla “Gestión de la Información de Operaciones de Perforación en Open Wells-ECP”. Bogotá. 2015

HADI, Hajjar, Use of Sliding Sleeve Valves in Long Lateral for Control of Production, Injection and Stimulation Completion. {En línea}. {1 de noviembre de 2016} disponible en (<https://www.OnePetro.org/>)

HALLIBURTON. Completion Solutions Introduction, {En línea}. {15 de mayo de 2016} disponible en (http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog/01_Introduction.pdf)

HALLIBURTON. Inflow Control Devices: Extending the Life of Mature Field Wells. {En línea}. {15 de mayo de 2016} disponible en (<http://halliburtonblog.com/inflow-control-devices-extending-the-life-of-mature-field-wells>)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C.: El instituto, 2006.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998.

KYRUS, Edgar; FERREIRA, Paulina y SOLANO, Orlando. Provincia petrolífera del Valle Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá D.C. ECOPETROL S.A. 2000.

LANDAMARK WEBSITE, About Landmark {En línea}. {3 de octubre de 2016} disponible en (<https://www.landmark.solutions/About>)

LEAL, Tulio. Schlumberger Manual de Completación. {En línea}. {30 de octubre de 2016} disponible en (<https://issuu.com/eduardo.arias108/docs/manualcompletacinschlumberger-14052>).

Manual General de Completamiento. {En línea} {9 de noviembre de 2016} disponible en (<http://mgcp.com.co/multiples/map/pozos>)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Decreto 1895 de 1973, Título IV, Art. 64. Bogotá. 1973.

MOHAMED, El Sayed Ibrahim. Three Zone Commingled and Controlled Production Using Intelligent Well Completion. {En línea}. {1 de noviembre de 2016} disponible en (<https://www.OnePetro.org/>)

MORENO, Andrés. Metodología para la Evaluación Técnica en Proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en el campo Tibú. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. 2011.

NAVAS, Fabián y PARADA Omar. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012.

OPEN WELLS, Plataforma de datos de Ecopetrol S.A. de almacenamiento de actividades.

PITRELLI G y GIRALDO M., Multiple-zone Completion in Marginal Productions Wells. {En línea}. {15 de mayo de 2016} disponible en (<https://www.OnePetro.org/>)

REYES, N. S. Estudio de factibilidad para la implementación de completamientos inteligentes en pozos del área Apiay – Ariari. Bogotá D.C., Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2001

SOCORRO, Gabriel. Producción Tipos de completamiento {En línea}. {15 de mayo de 2016} disponible en (<http://www.slideshare.net/gabosocoro.com>).

SCHLUMBERGER Oilfield Glossary {En línea} {01 de Noviembre de 2016} disponible en (<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/icd.aspx>)

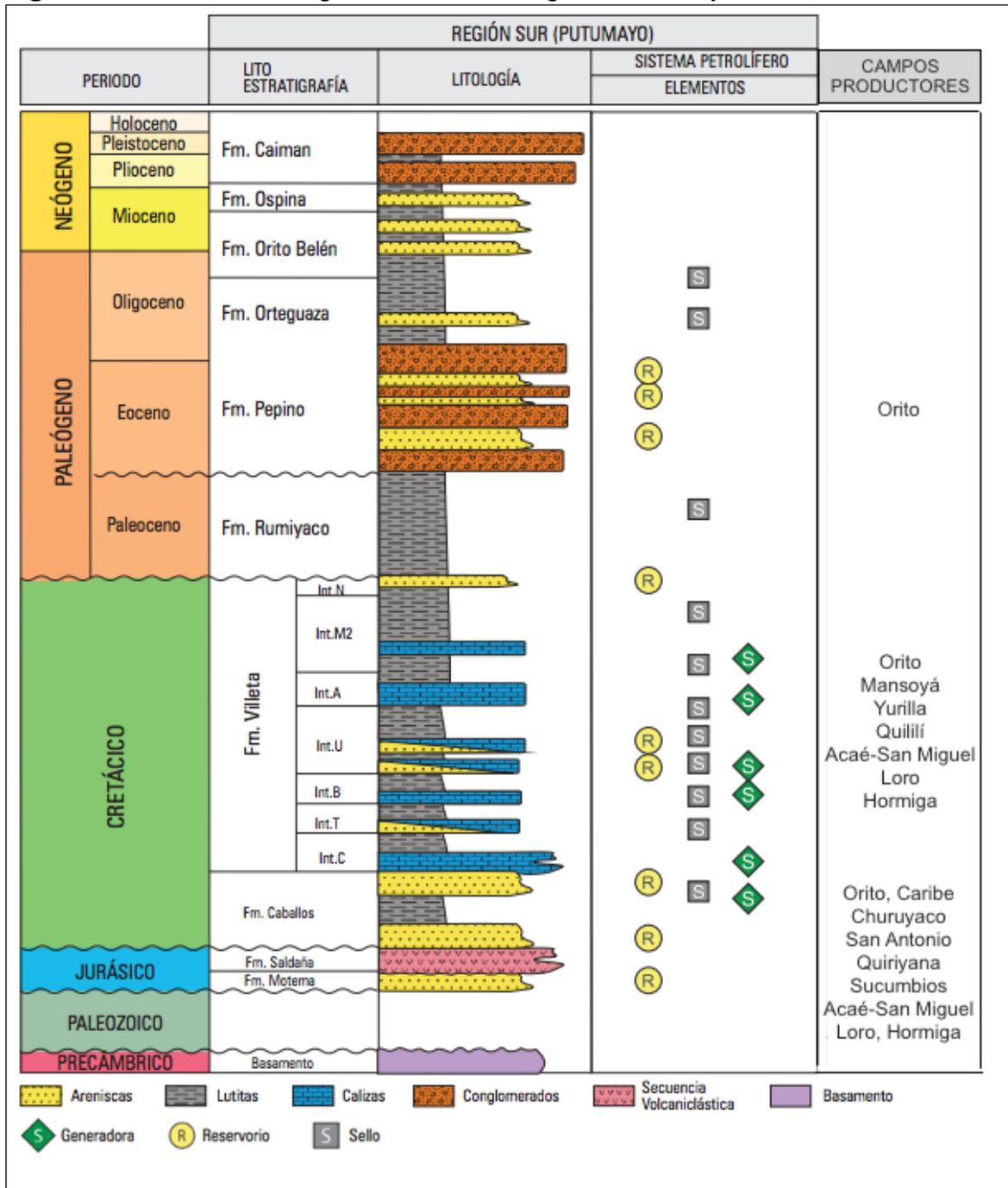
SCHLUMBERGER. Resflow ICDs in Horizontal OpenHole Wells Optimize Production in Thin Oil-Rim Reservoir. En: Página Oficial de Schlumberger Casos Estudio. {En línea}. {01 de noviembre de 2016} disponible en (https://www.slb.com/~media/Files/sand_control/case_studies/resflow_malaysia_cs.pdf).

VERGARA, María y TOVAR, LUIS. Cuencas sedimentarias en Colombia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2010.

ANEXOS

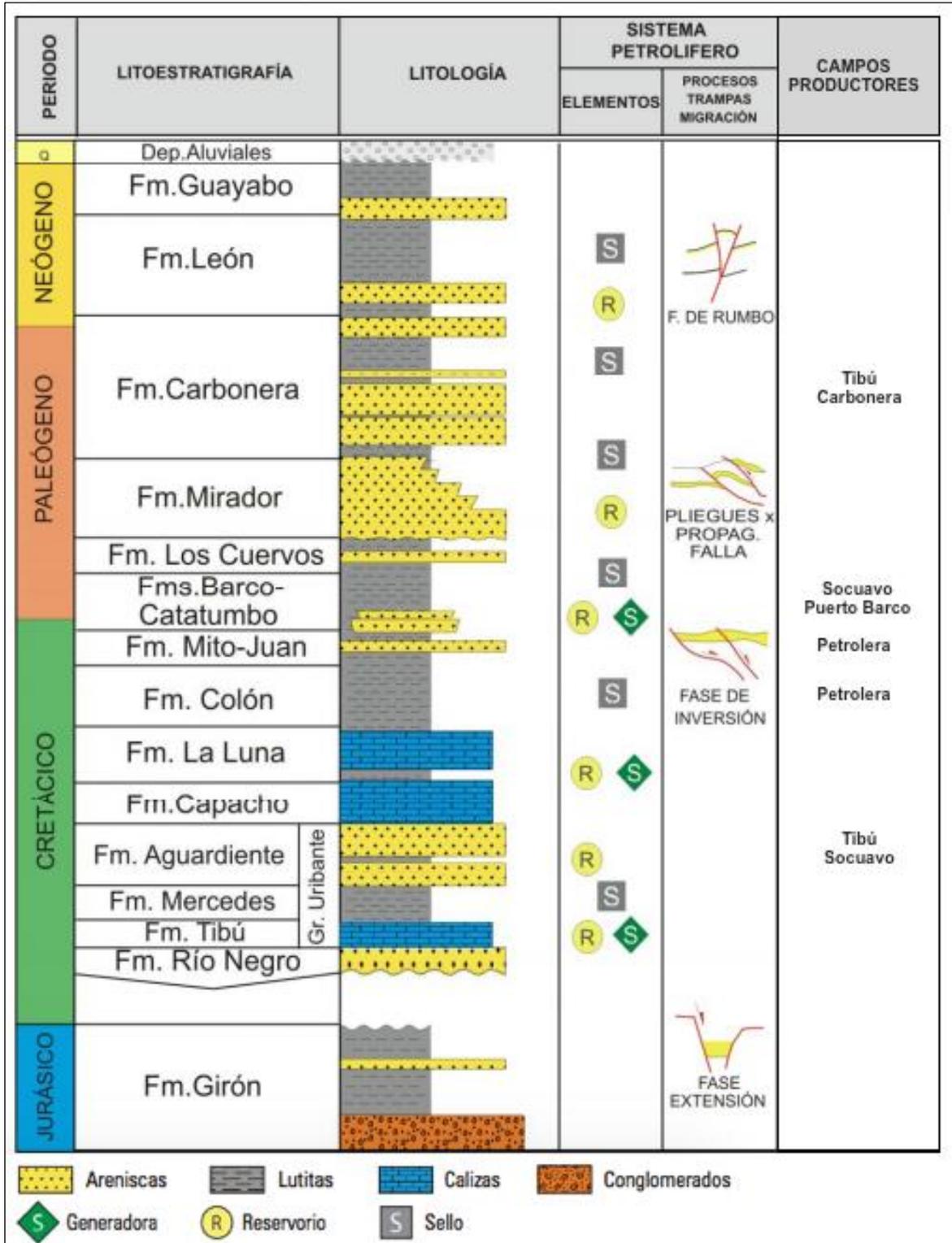
**ANEXO A.
COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS PARA CUENCAS SEDIMENTARIAS DE
INTERÉS EN EL PROYECTO.**

Figura 1. Columna estratigráfica Cuenca Caguán-Putumayo.



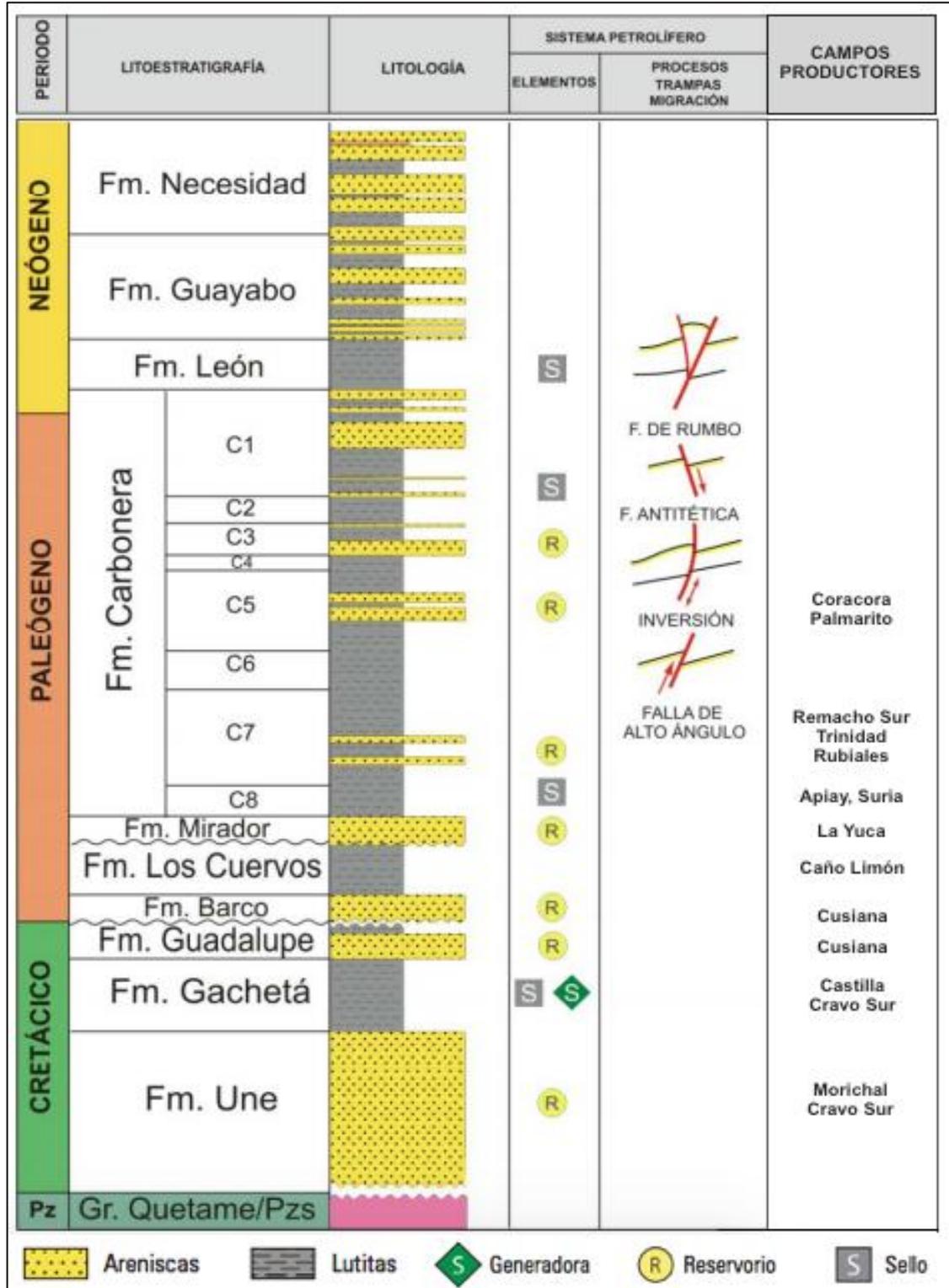
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007. Modificada por autores.

Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca Catatumbo



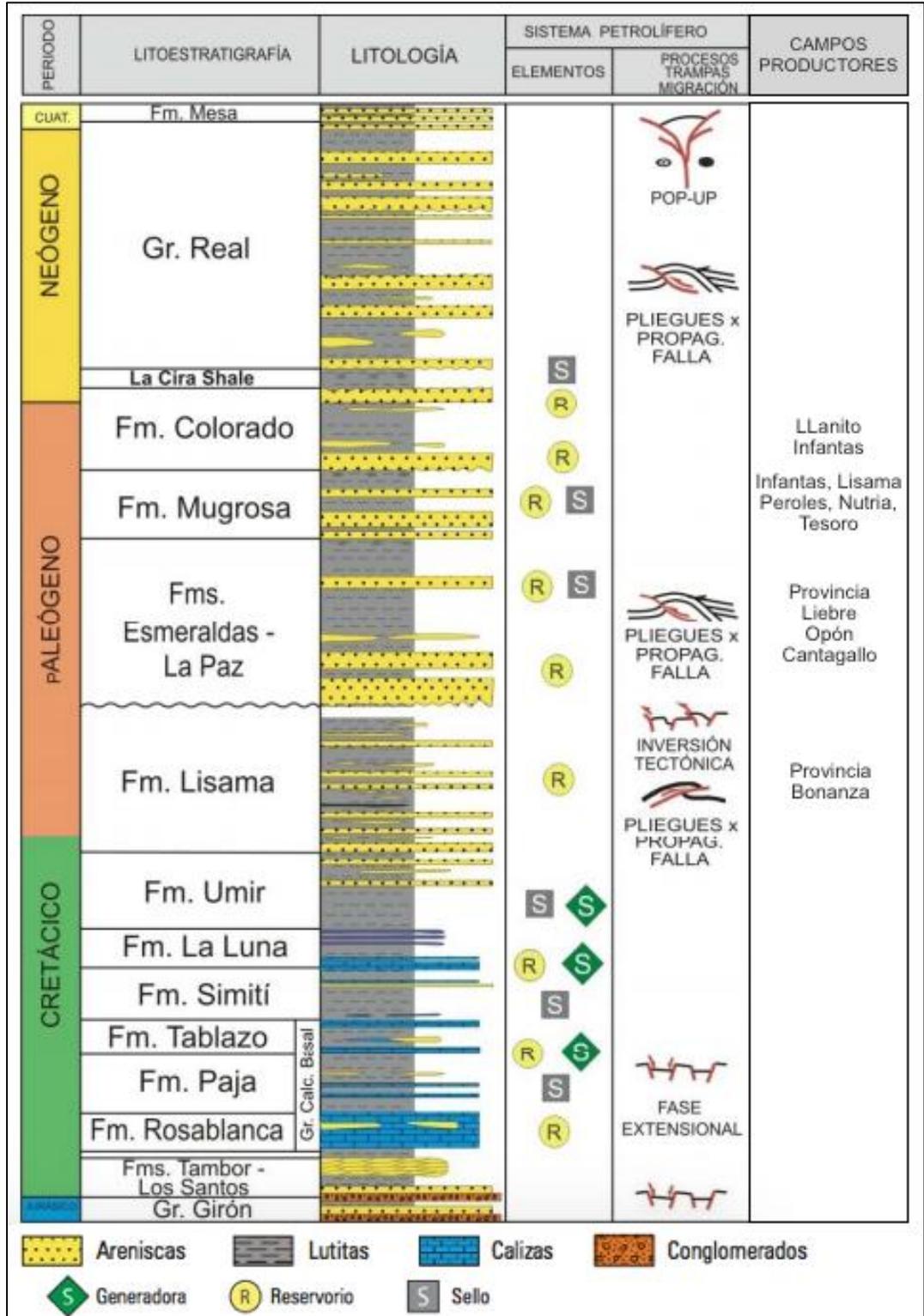
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007. Modificada por autores.

Figura 3. Columna estratigráfica Cuenca Llanos Orientales.



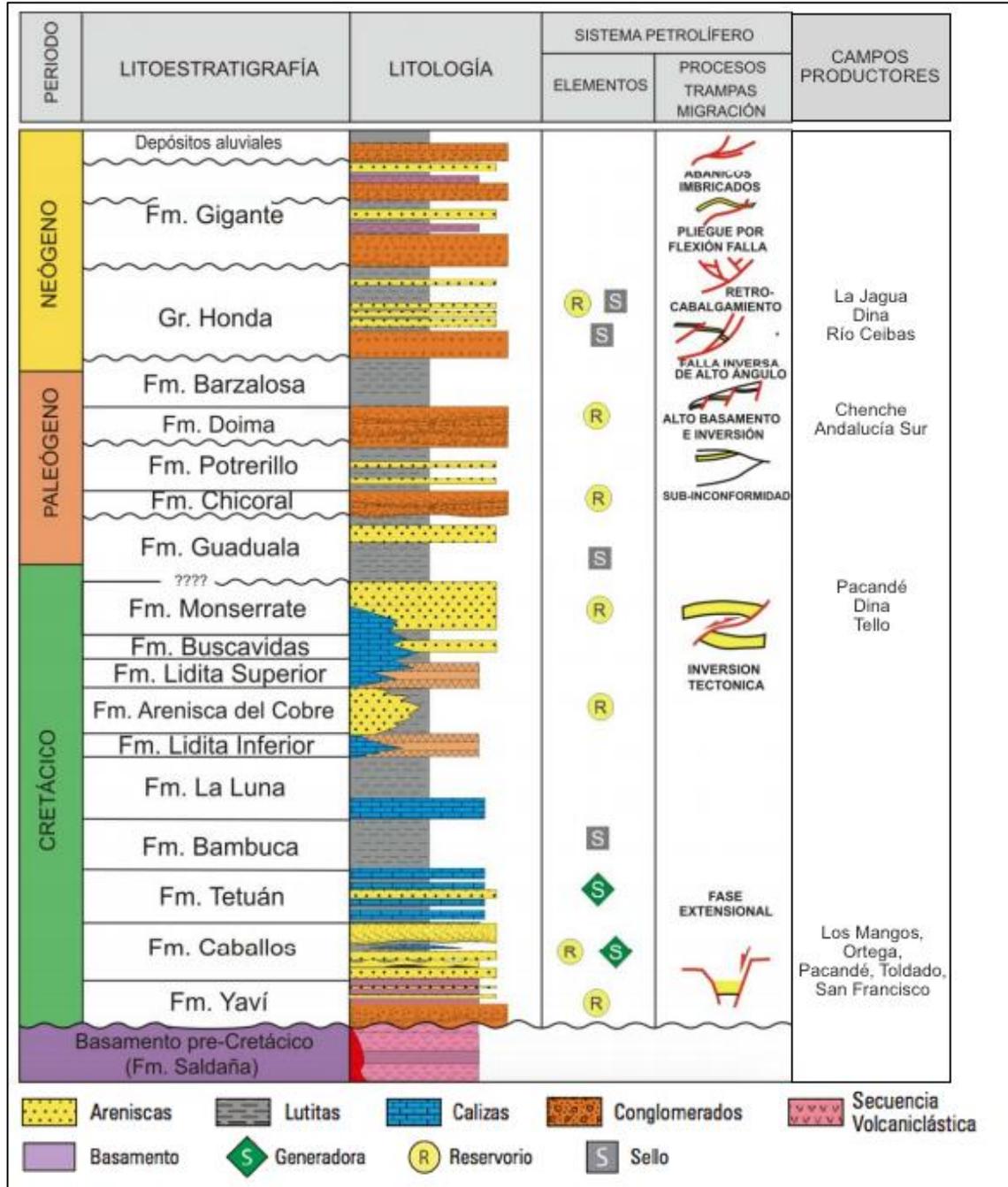
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007. Modificada por autores.

Figura 4. Columna estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007. Modificada por autores.

Figura 5. Columna estratigráfica Cuenca Valle Superior del Magdalena.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins, 2007. Modificada por autores

ANEXO B.
TABLAS DE EVENTOS DE POZOS CON COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE DURANTE 2005 A 2015.

Tabla 1. Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Catatumbo.

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
RIO ZULIA	RIO ZULIA 20	WRK	23/05/08	SERVICIO DE CAÑOEO	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
TIBU	TIBU 0529	OCM	26/05/15	COMPLETAMIENTO ORIGINAL DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 0535	OCM	2/02/15	COMPLETAMIENTO ORIGINAL DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 1. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
TIBU	TIBU 0537	OCM	5/01/15	COMPLETAMIENTO ORIGINAL DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 0578	OCM	17/09/15	COMPLETAMIENTO ORIGINAL DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 104	WRK	15/03/13	RECOMPLETAMIENTO DE BM A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 116	WRK	2/10/13	RECOMPLETAMIENTO DE BM A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 121	WRK	3/05/11	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 15	WRK	25/03/11	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 1. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
TIBU	TIBU 359	WRK	22/10/13	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE PCP A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 366	WRK	16/09/13	RECOMPLETAMIENTO DE BM A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 369	WRK	2/11/13	RECOMPLETAMIENTO DE BM A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 46	WRK	28/03/13	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE PCP A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 62	WRK	2/04/11	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 77	WRK	7/01/13	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	TIBU 89	WSV	14/06/11	RECOMPLETAMIENTO DE POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

Tabla 2. Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Llanos Orientales.

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
AKACIAS	AKACIAS 17	WSV	2/08/15	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
	AKACIAS 20	OCM	26/06/14	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
		WRK	17/12/15	PESCA POR APERTURA DE CAMISA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
APIAY	APIAY 22	WRK	25/12/09	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
		WSV	11/02/10	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	APIAY 31	WSV	21/10/10	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
	APIAY 8	WRK	9/03/10	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
		WRK	23/05/10	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO

Tabla 2. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
APIAY	APIAY 14	WRK	4/02/13	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
AUSTRAL	AUSTRAL 1R	WRK	25/06/07	SERVICIO DE COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA PARA CONVERTIRLO A INYECCIÓN SENCILLA	INYECTOR	SARTA SENCILLA DE INYECCIÓN
CASTILLA	CASTILLA 18	WRK	21/08/11	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
CHICHIMENE	CHICHIMENE 16	WRK	27/07/10	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
	CHICHIMENE 29	WRK	8/08/15	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO EN INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
GUATIQUEIA	GUATIQUEIA 2	WRK	2/05/05	SE DESINSTALÓ BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BES
	GUATIQUEIA 7	WRK	1/02/10	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA

Tabla 2. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
GUAYURIBA	GUAYURIBA 1	WRK	29/11/07	SE DESINSTALÓ BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BES
LIBERTAD NORTE	LIBERTAD NORTE 3	WRK	26/08/08	SERVICIO DE CAÑONEO Y SE ARMA NUEVO BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
SAURIO	SAURIO 1	WRK	7/06/08	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
		WSV	30/05/11	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
		WSV	6/11/12	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	
		WRK	13/09/13	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA, PESCADO DE BHA, POZO ASEGURADO	INACTIVO	POZO ASEGURADO
SURIA SUR	SURIA SUR 12	WRK	30/06/10	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
	SURIA SUR 14	WSV	17/12/09	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
		WSV	6/06/10	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO

Tabla 2. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SURIA SUR	SURIA SUR 18	WRK	11/03/09	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
	SURIA SUR 8	WRK	2/02/11	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

Tabla 3. Pozos con completamiento múltiple en la cuenca Caguán-Putumayo.

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
LORO	LORO 7	WSV	11/03/14	SE INSTALÓ SARTA SELECTIVA EN FONDO PARA FLUJO NATURAL	PRODUCTOR	POZO EN FLUJO NATURAL CON SARTA SELECTIVA EN FONDO.
		WRK	1/04/14	SE DESINSTALA SARTA SELECTIVA EN FONDO PARA FLUJO NATURAL Y SE INSTALA BES	PRODUCTOR	BES
MANSOYA	MANSOYA 1	WSV	01/23/2013	SE INSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
		WSV	19/07/13	SE DESINSTALA BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA Y SE INSTALA PCP	PRODUCTOR	PCP

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

Tabla 4. Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Valle Superior Del Magdalena.

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
DINA CRETACEOS	DINA CRETACEOS 6	WRK	2009	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
DINA TERCIARIOS	DINA TERCIARIOS 24	WRK	11/10/06	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE BOMBEO MECÁNICO A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	DINA TERCIARIOS 30	WRK	17/10/06	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE BOMBEO MECÁNICO A INYECTOR MÚLTIPLE	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
PALOGRANDE	PALOGRANDE 5	WSV	17/07/07	SERVICIO SARTA SELECTIVA ANCLADA CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE BOMBEO MECÁNICO.	PRODUCTOR	CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	PALOGRANDE 12	WRK	10/05/12	RECOMPLETAMIENTO PARA CONVERTIRLO A BOMBEO MECÁNICO SELECTIVO	PRODUCTOR	SARTA SELECTIVA ANCLADA CON SARTA DE PRODUCCIÓN DE BOMBEO MECÁNICO.

Tabla 4. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
RIO CEIBAS	RIC-001	WSV	22/11/12	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	RIC-023	WSV	20/05/13	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	RIC-082	WRK	1/11/14	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
SAN FRANCISCO	SFRA0021	WSV	10/12/14	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	SFRA0081	WRK	31/10/15	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	SFRA0085	WRK	29/01/13	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 4. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SAN FRANCISCO	SFRA0122	WRK	15/08/15	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	SFRA0162	WRK	23/07/15	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
TELLO	TELLO 07	WRK	22/05/09	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
POTRERILLO	TEMPRANILLO NORTE 1	WRK	19/09/11	SERVICIO DE BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA	PRODUCTOR	BHA DE SARTA SELECTIVA MECÁNICA
TOLDADO	TOLDADO 4	WRK	29/05/13	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 4. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
TOLDADO	TOLDADO 5	WRK	7/06/13	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
YAGUARA	MA 105	WRK	6/12/13	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	MA-003	WRK	27/06/13	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE PCP A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	MA-018	WSV	24/10/15	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	MA-044	WSV	18/02/12	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	MA-049	WSV	20/02/12	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	MA-054	WRK	29/01/14	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA PARA CONVERTIRLA A INYECCIÓN SENCILLA	INYECTOR	SARTA SENCILLA DE INYECCIÓN

Tabla 4. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
YAGUARA	MA-076	WRK	24/02/14	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	MA-081	WSV	19/02/12	SERVICIO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	MA-097H	WRK	1/11/13	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE PCP A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

Tabla 5. Pozos con completamiento múltiple en la Cuenca Valle Medio Del Magdalena.

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
BONANZA	BONANZA 1	WRK	17/12/11	SE DESINTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE INSTALA COMPLETAMIENTO SENCILLO DE INYECCIÓN	INYECTOR	SARTA SENCILLA DE INYECCIÓN
		WRK	8/12/12	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO DE INYECCIÓN SENCILLA A INYECCIÓN SELECTIVA		COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	BONANZA 3	WRK	6/06/09	SERVICIO SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
		WRK	25/07/11	CAMBIO SLA DE GAS LIFT SARTA DUAL POR PCP		PCP
	BONANZA 10	WRK	11/06/05	SERVICIO SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	BONANZA 12	WRK	17/12/12	SE DESINTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE INSTALA SARTA SELECTIVA DE INYECCIÓN	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
BONANZA	BONANZA 15	WRK	1/07/09	SERVICIO SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	BONANZA 16	WRK	24/11/08	SE RECOMPLETÓ EN SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	BONANZA 17	WRK	16/06/09	SE DESINSTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE INSTALA PCP	PRODUCTOR	PCP
	BONANZA 18	WRK	1/12/07	SERVICIO SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	BONANZA 19	WRK	2/07/05	SERVICIO SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
BONANZA	BONANZA 19	WRK	17/06/11	SE DESINTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE INSTALA PCP	PRODUCTOR	PCP
	BONANZA 21	WSV	14/03/08	SE DESINTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE INSTALA PCP	PRODUCTOR	PCP
	BONANZA 23	WRK	28/01/12	SE DESINTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE INSTALA SARTA SELECTIVA DE INYECCIÓN	INYECTOR	INYECTOR MÚLTIPLE, EMPAQUES Y MANDRILES
	BONANZA 24	OCM	20/01/07	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	BONANZA 25	OCM	27/12/06	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.
	BONANZA 29	OCM	30/11/07	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
BONANZA	BONANZA 29	WRK	7/12/11	SERVICIO SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT.	PRODUCTOR	CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
		WRK	11/07/12	SE DESINTALA COMPLETAMIENTO DE SARTA DUAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT Y SE ABANDONA POZO	ABANDONADO	N/A
	BONANZA 39	WRK	7/06/12	CAMBIO SLA DE GAS LIFT DUAL POR PCP	PRODUCTOR	PCP
CASABE	283 POZOS	-	-	-	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
CONDE	CONDE 10	WRK	29/12/10	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	CONDE 11	WRK	31/10/13	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
CONDE	CONDE 11	WRK	9/11/13	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	CONDE 13	WRK	19/12/10	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	CONDE 16	OCM	16/04/09	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	1/09/14	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	CONDE 5	WRK	27/06/14	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
INFANTAS	94 POZOS	-	-	-	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
LA CIRA	253 POZOS	-	-	-	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
LLANITO	LLANITO 111	WRK	2/06/15	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SANTOS	SANTOS 101	WRK	26/11/13	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 106	WRK	30/03/12	SE DESINSTALA COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA Y SE INSTALA BM	PRODUCTOR	BM
	SANTOS 107	WRK	16/05/11	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	26/07/11	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
		WRK	7/01/12	SERVICIO DE SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA QUEDA COMO PESCADO, ABANDONO	INACTIVO	N/A
	SANTOS 109	WRK	18/11/11	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SANTOS	SANTOS 112	OCM	10/02/11	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	25/03/11	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	SANTOS 113	WRK	23/09/14	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 114	WRK	4/04/14	SERVICIO DE SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA QUEDA COMO PESCADO, ABANDONO	N/A	N/A
	SANTOS 115	WRK	20/07/14	SERVICIO DE SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA QUEDA COMO PESCADO, ABANDONO	N/A	N/A
	SANTOS 123	WRK	12/03/15	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 131	WRK	25/06/15	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SANTOS	SANTOS 133	WRK	5/08/15	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 164	OCM	2/07/15	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 51	WRK	29/10/09	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	10/07/14	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	SANTOS 52	WRK	22/06/14	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 62	WRK	6/06/14	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 72	WRK	12/05/11	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SANTOS	SANTOS 73	WRK	22/03/11	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 78	WRK	14/01/14	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 82	WRK	2005	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 85	WRK	10/03/11	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 91	WRK	26/12/11	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 92	WRK	3/05/11	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SANTOS 97	WRK	28/01/14	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SUERTE	SUERTE 13	WSV	16/05/13	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SUERTE 14	WRK	21/06/11	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	5/07/11	SERVICIO DE RECAÑONEO Y DE SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	SUERTE 22	WRK	23/07/14	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SUERTE 39	WRK	31/03/13	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA, PESCA.	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SUERTE 41	WRK	24/05/14	SE RECOMPLETO EN SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
SUERTE	SUERTE 49	WRK	25/05/11	ESTIMULACIÓN Y SERVICIO DE SARTAS PARALELAS DE GAS LIFT, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	3/05/14	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA		COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
	SUERTE 50	OCM	30/12/08	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	21/05/09	SE DESINSTALA COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA Y SE INSTALA SARTA SENCILLA DE GAS LIFT		SARTA SENCILLA DE GAS LIFT
		WRK	25/09/09	SE REINSTALÓ LAS SARTAS PARALELAS DESINSTALADAS EN EL ÚLTIMO SERVICIO		COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA
		WRK	19/08/14	SERVICIO GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA, PESCA.		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	SUERTE 54	OCM	22/04/13	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA	PRODUCTOR	COMPLETAMIENTO DE GAS LIFT SARTAS PARALELAS, UNA CORTA Y UNA LARGA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
YARIGUI-CANTAGALLO	YARIGUI 0550	OCM	13/07/15	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 504	WRK	19/07/10	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 506	OCM	2/01/10	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 508	OCM	3/03/10	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 509	WRK	18/06/11	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA, PESCA.	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 511	OCM	6/05/10	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 512	WSV	12/01/10	RECOMPLETAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR A INYECTOR SELECTIVO	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
		WRK	7/10/13	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA.		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
YARIGUI 513	OCM	17/07/12	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
YARIGUI-CANTAGALLO	YARIGUI 514	OCM	16/05/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 515	OCM	4/10/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 516	OCM	18/04/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 517	OCM	19/09/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 518	OCM	1/06/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 521	OCM	01-042012	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 522	OCM	19/08/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 523	OCM	1/08/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
YARIGUI-CANTAGALLO	YARIGUI 524	OCM	25/10/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 525	OCM	15/12/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 526	OCM	19/11/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 527	OCM	8/09/12	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 530	OCM	28/02/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
		WRK	04/22/2011	SERVICIO DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA.		CONSERVA EL MISMO COMPLETAMIENTO
	YARIGUI 531	OCM	19/03/11	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 539	OCM	23/08/15	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

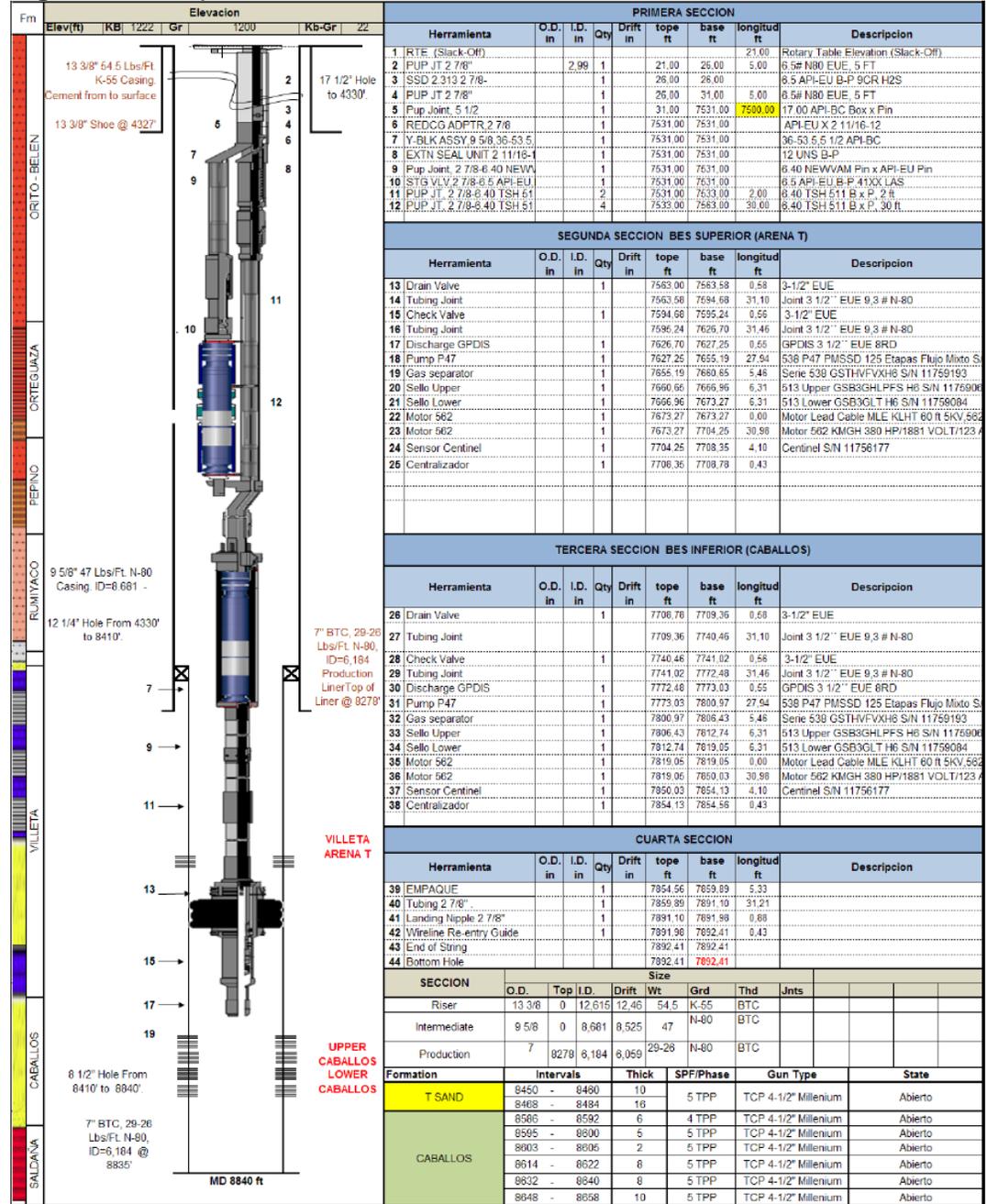
Tabla 5. (CONTINUACIÓN).

CAMPO	POZO	EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE POZO	CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO
YARIGUI-CANTAGALLO	YARIGUI 545	OCM	8/10/12	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 546	OCM	30/06/12	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA
	YARIGUI 548	OCM	13/07/15	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA	INYECTOR	COMPLETAMIENTO DE INYECCIÓN SELECTIVA

Fuente. Autores. Data producto del análisis de información consultada de OpenWells®.

ANEXO C ESTADO MECÁNICO DE PRODUCCIÓN DE CASO REAL POZO A.

Figura 1. Completamiento Dual del Pozo A.



Fuente. NAVAS, Fabián y PARADA Omar. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad para la implementación de un sistema de completamiento dual en un pozo candidato del Campo Costayaco en la Cuenca del Putumayo. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento Ingeniería de Petróleos, 2012.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Angela Ximena Rincón Arias** y **Oscar José Jiménez Ortiz** en calidad de titulares de la obra **Diseño del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A.**, elaborada en el año 2016, autorizamos al Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 14 días del mes de mayo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Angela Ximena	Rincón Arias
Documento de identificación No	Firma
1019074056	<i>X Rincón Arias</i>

Autor 2

Nombres	Apellidos
Oscar José	Jiménez Ortiz
Documento de identificación No	Firma
1010214666	<i>Oscar J. Jiménez O.</i>