

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE VÁLVULAS
REGULADORAS DE FLUJO EN POZOS INYECTORES USANDO
ANÁLISIS NODAL

FELIX ANDRES CEPEDA GOMEZ
FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRDUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE VÁLVULAS
REGULADORAS DE FLUJO EN POZOS INYECTORES USANDO ANÁLISIS
NODAL

FELIX ANDRES CEPEDA GOMEZ
FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR

Monografía presentada como requisito para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos

DIRECTOR:
CESAR AUGUSTO CASTANO GARCIA
Especialista en Producción de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRDUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso
A nuestras familias que siempre están ahí en todo momento
A los amigos de verdad.*

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus sinceros agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y especialmente a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por la formación recibida.

A Occidental de Colombia por permitirnos desarrollar el proyecto y al Ingeniero Cesar Castaño por su dedicación y orientación durante su realización.

A los docentes y compañeros de la especialización por todas las jornadas de discusión técnica y crecimiento profesional.

A todas y cada una de las personas que de una u otra manera hicieron parte de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRUDUCCION	14
1. GENERALIDADES DEL CALMPO LA CIRA-INFANTAS	17
1.1. ASPECTOS HISTORICOS IMPORTANTES	17
1.2. LOCALIZACIÓN	18
1.3. MARCO GEOLÓGICO.....	19
1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.....	21
1.5. INFORMACION ESTRUCTURAL.....	23
1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	25
1.7. HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	26
1.8. PROYECTO LA CIRA-INFANTAS.....	30
1.9. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	31
2. MARCO TEÓRICO	35
2.1. INYECCIÓN DE AGUA.....	35
2.1.1. Tipos de inyección de agua.....	36
2.1.2. Factores que afectan el desempeño de la inyección de agua.....	41
2.1.3. Desplazamiento de Fluidos en el Yacimiento.....	42
2.1.4. Presión de Inyección	44
2.1.5. Inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas	44
2.2. INYECCION DE AGUA USANDO SARTAS SELECTIVAS	46
2.2.1. Válvulas reguladoras de flujo	48
2.3. PRUEBAS DE PRESION.....	50
2.3.1. Minifrac Test.....	50
2.3.2. Fall Off Test.....	51
2.3.3. Step Up- Step Rate Test	52
2.3.4. Step Down- Step Rate Test.....	54
2.4. ANÁLISIS NODAL	55
2.4.1. Pasos básicos para desarrollar un análisis Nodal	56

3. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS	59
3.1. PROTOCOLO DE PRUEBAS TIPO SRT	59
3.1.1. Etapa 1: Régimen Matricial	60
3.1.2. Etapa 2: Régimen de Fractura	61
3.1.3. Etapa 3: Step Down Test y Declinación de Presión	62
3.2. INTERPRETACION DEL PROTOCOLO	64
3.3. CONSTRUCCION DEL MODELO DE ANALISIS NODAL®	69
3.3.1. Selección del Nodo Solución.....	69
3.3.2. Construcción de las curvas de Inflow y Outflow	70
3.3.3. Determinación de la tasa de flujo correcta	71
3.3.4. Selección de Válvulas	72
4. CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA.....	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo LCI en el mapa de Colombia	19
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	22
Figura 3. Distribución por áreas de producción del Campo LCI	24
Figura 4. Producción e Inyección histórica del Campo LCI	29
Figura 5. Distribución de las áreas bajo efecto de inyección en campo LCI	32
Figura 6. Distribución de las facilidades de producción e Inyección del Campo LCI	34
Figura 7. Esquema del proceso de inyección de agua en el medio poroso	36
Figura 8. Esquema del proceso de inyección de agua periférica	38
Figura 9. Patrones de inyección por arreglos más comunes	40
Figura 10. Esquema de las zonas y el tipo de desplazamiento	44
Figura 11. Esquema de inyección de agua con sartas selectivas usado en el campo LCI	45
Figura 12. Esquema típico de una sarta selectiva	47
Figura 13. Sección trasversal de una válvula reguladora de flujo	49
Figura 14. Comportamiento de la presión en una prueba de Fall Off	52
Figura 15. Gráficos obtenidos de un Step Up test	53
Figura 16. Gráficos obtenidos de un Step Down Test	55
Figura 17. Ubicación de los nodos del sistema	57
Figura 18. Capacidad de flujo del sistema	58
Figura 19. Ejemplo de Grafico Q vs P Durante una Prueba de Inyectividad	62
Figura 20. Protocolo de Pruebas SRT.	64
Figura 21. Entrada de datos básicos del pozo.	66
Figura 22. Entrada de datos básicos del pozo.	66

Figura 23. Carga de datos de la prueba SRT	67
Figura 24. Grafica de Caudal y Presión Vs Tiempo	68
Figura 25. Puntos Seleccionados a partir de la gráfica Caudal y Presión Vs Tiempo.....	68
Figura 26. Comparación de inyectividad medida y calculada	69
Figura 27. Curvas de Inflow y Outflow del modelo de análisis nodal.	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de los Fluidos del Campo LCI.....	25
---	----

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS DE FLUJO EN POZOS INYECTORES USANDO ANÁLISIS NODAL.¹

AUTORES: FELIX ANDRES CEPEDA GOMEZ
FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR²

PALABRAS CLAVE: INYECCION DE AGUA, ANALISIS NODAL, SARTA SELECTIVA

DESCRIPCION:

La Cira-Infantas es el yacimiento más antiguo de Colombia. Con casi 100 años de historia ha sido explotado en diferentes procesos de recobro secundario, el más reciente a partir del 2006 con el contrato de colaboración empresarial firmado entre OXY y Ecopetrol. La complejidad del proceso radica en que se trata de un yacimiento que cuenta entre 9 y 12 capas productoras, en la cuales es importante maximizar la tasa de recobro casi que independientemente la una de la otra.

Este trabajo presenta una propuesta metodológica que permite, partiendo de una serie de pruebas realizadas durante el completamiento, seleccionar de una manera más adecuada las válvulas que regularan la inyección en cada una de las zonas. El método propuesto inicia con pruebas tipo Step Rate Test en las cuales se obtiene la inyectividad del pozo, luego la construcción del perfil de presión a lo largo del completamiento para finalmente plantear un modelo de Análisis Nodal®, con el cual se determina el caudal posible a la presión disponible para la zona en fondo.

Con esta metodología es posible cambiar la actual selección de válvulas, de una selección netamente basada en la prueba y el error a una selección basada en pruebas prácticas realizadas en el pozo.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Cesar Augusto Castaño García

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY PROPOSSAL TO SELECT FLOW REGULATION VALVES IN INJECTOR WELLS USING NODAL ANALYSIS.³

AUTHORS: FELIX ANDRES CEPEDA GOMEZ
FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR⁴

KEY WORDS: WATER INJECTION, NODAL ANALYSIS, SELECTIVE STRINGS

DESCRIPTION:

La Cira-Infantas is Colombia's oldest field. With nearly 100 years of history it has been produced in different secondary recovery processes, most recently from 2006 with the Ecopetrol and OXY collaboration contract. The complexity of the process is that the reservoir has between 9 and 12 producing layers in which it is important to maximize the recovery rate almost independently of each other.

This paper presents a methodology which allows, starting from a series of tests during the completion, to select in a more appropriate way the valves that regulate the injection every single zone. The proposed method starts with a Step Rate Test from which is possible to define the injectivity profile of the zone. The second step is the construction of the profile pressure along the well to finally compare each profile in a Nodal Analysis® model. The model allows the engineers to determine the maximum injection rate from the available well head pressure and recommend the regulation valve with this information.

With this method the actual selection that is pure base in on train and error can be changed for a selection based on a practical test.

³ Degree Project

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Cesar Augusto Castaño Garcia

INTRODUCCION

Todos los yacimientos a nivel mundial cuentan con una energía natural que les permite llevar cierta parte del petróleo in-situ hacia los pozos productores. Sin embargo, a medida que los fluidos del yacimiento son extraídos la presión del mismo va disminuyendo y se requiere el uso de una energía externa que permita mover los fluidos dentro del medio poroso, el uso de dicha energía se conoce como métodos de recuperación secundaria y terciaria.

La mayoría de los procesos de recuperación mejorada implican la inyección de fluidos al yacimiento (agua o gas). La inyección de agua como método de recuperación secundaria de hidrocarburos es el proceso de inyección de fluidos más usado en el mundo⁵. Este método tuvo sus inicios en 1865 en la ciudad de Pithole, al oeste de Pensilvania y para 1907 se implementó el primer patrón de flujo denominado invasión circular con el cual se tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford⁶. Pero fue solo hasta 1940 cuando se dio inicio a varios proyectos de inyección de agua.

La inyección de agua como método de recuperación secundaria consiste en inyectar agua al yacimiento con el fin de sostener la presión del mismo y/o desplazar el petróleo in-situ desde los pozos inyectores hacia los productores y con esto incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro final de un

⁵ COBB, William et al. (1990). "*Waterflooding*". Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

yacimiento. En la actualidad, es el principal y más conocido método de recuperación secundaria y es el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo extra a nivel mundial⁷.

A través de los años con el fin de optimizar el proceso de inyección se han realizado mejoras las cuales a su vez han permitido incrementar la cantidad de aceite recuperado. Para el caso de yacimientos multicapa donde el agua es inyectada mediante un pozo a varias zonas se desarrolló la inyección de agua selectiva, la cual consiste en la instalación de sartas selectivas con válvulas reguladoras de flujo, que permiten que el agua se distribuya de la mejor forma y solo la cantidad necesaria entre en cada una de las capas del yacimiento y de esta forma se logre un mejor barrido del aceite en las mismas.

La Cira-Infantas es un yacimiento multicapa ubicado en la cuenca del Magdalena medio el cual inicio producción en 1918 con el pozo infantas II. A principios de la década de los 40's, el Campo alcanzó su pico de producción, el cual fue 60,000 BOPD, con 1,145 pozos perforados, de los cuales 470 estaban en Infantas y 675 en La Cira. En esta última área la campaña de perforación se suspendió en el año de 1947, cuando el número de pozos perforados era de 857, con un espaciamiento promedio de pozos de 14 acres.

Entre 1946 y 1949, se inició el primer proyecto de inyección de agua, el cual se centró en el área denominada 3W⁸. Este se desarrolló a través de siete pozos ubicados en el área, en la cual había presencia de un acuífero. Años más tarde la

⁷ SWEENDY, A. E. Jr. (1957). "A Survey of Secondary- Recovery Operations and Methods Employed in the United States". Oil and Gas Assn.

⁸ ECOPETROL. (1999). *La Cira Field Incremental Production*. Bogotá: Ecopetrol p. 4-5.

inyección de agua como método de recuperación de aceite se amplió a diferentes áreas del Campo y actualmente se tiene una tasa de inyección de 480,000 BWIPD con 420 inyectores distribuidos en todas las áreas del Campo⁹.

Actualmente, para el proceso de inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas se utilizan sartas selectivas con válvulas reguladoras de flujo para cada zona. La selección de estas válvulas es una tarea rutinaria que se realiza de manera subjetiva con base en la experiencia de cada ingeniero, teniendo así, diferentes criterios para la selección de las mismas llevando consigo a un ejercicio de ensayo y error que redundaría en costos y riesgos operativos.

Con base en lo anterior, este estudio está encaminado a estandarizar el método de selección de válvulas reguladoras para el Campo La Cira-Infantas, de tal manera que se ajusten a los requerimientos de cada pozo, reduciendo la subjetividad asociada a este proceso. Esto con el fin de mejorar el perfil de inyección y reducir costos y riesgos asociados a intervenciones innecesarias en los pozos.

⁹ OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2015

1. GENERALIDADES DEL CALMPO LA CIRA-INFANTAS

En el presente capítulo se describen las características del Campo La Cira-Infantas (LCI), en los aspectos más relevantes como lo son su historia, localización, geología, estratigrafía, modelo estructural, propiedades del yacimiento y de los fluidos presentes en éste, igualmente se describe brevemente el objetivo del proyecto desarrollado en LCI por Ecopetrol S.A con Occidental De Colombia, LLC.

1.1. ASPECTOS HISTORICOS IMPORTANTES

En 1905, el Gobierno Colombiano decide firmar los primeros contratos de concesión con personas naturales, entre los cuales se encontraba Roberto De Mares, con quien se firmó concesión para terrenos ubicados en el Departamento de Santander. Así nació la “Concesión De Mares”.

Años más adelante la Concesión de Mares pasaría a manos de la empresa Estadounidense *Tropical Oil Company* (conocida popularmente como la Troco), la cual era propiedad de la *Standard Oil Company*. Bajo esta Concesión se produjo el descubrimiento del Campo La Cira-Infantas el cual fue administrado por La “Troco” hasta el 25 de Agosto de 1951, cuando la concesión revirtió, y así, el Campo quedó en manos del El Estado, a través de la naciente Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol).

En 1917, empezó la perforación de los dos primeros pozos: Infantas-I e Infantas-II. Este último fue el primero en completarse, el día 27 de Abril de 1918, por lo cual fue el pozo descubridor del Campo. Su profundidad total fue de 1580 ft y su producción inicial de 42 BOPD. Posteriormente, el 11 de Noviembre de 1918, se completó el Pozo Infantas-I, el cual se perforó a una profundidad de 2285 ft y tuvo una producción inicial de 2000 BOPD.

En 1925, se completó en la Zona “A” el Pozo LC-58, el cual comprueba la existencia del pliegue Anticlinal La Cira. Meses después se completó el Pozo LC-116, el cual descubrió la Zona “B” del Campo en el área de La Cira y adicionalmente contacto 116 ft de arenas de la Zona “A”. Otro pozo emblemático es LC-125, ya que fue el primer pozo productor de la zona “B”, y el descubridor de la zona “C” en el área de La Cira. Este pozo fue completado en Julio de 1926 y tuvo una producción inicial de 2350 BOPD.

Es de resaltar que en el año 1926 también se realiza la inauguración por parte de la Andian (*por su nombre en inglés “Andian National Corporation”*), del oleoducto que unía el Campo La Cira-Infantas con el puerto de Mamonal en Cartagena, permitiendo el primer despacho de crudo desde Colombia hacia los Estados Unidos.

1.2. LOCALIZACIÓN

El Campo La Cira-Infantas está ubicado en el Departamento de Santander, corregimiento El Centro. Geológicamente se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la región central del área que comprendía la

Concesión de Mares (ver Figura 1). Se encuentra a 25 Km al Sureste de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km al Noroccidente de Bogotá D.C.

Figura 1. Ubicación Campo LCI en el mapa de Colombia



Fuente: Tomado y modificado de *EPIS COLOMBIA*¹⁰.2015

1.3. MARCO GEOLÓGICO¹¹

¹⁰ <<https://www.epis.com.co/WhereoilMap/services/application>>

¹¹ BARRERO, Dario. (2007). *Colombia Sedimentary Basins*. Bogota: ANH

De acuerdo a la información de Ecopetrol¹², el Campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo cual se puede relacionar la historia geológica del Campo con la de la Cuenca, esta última, durante el terciario fue área de depositación de sedimentos no marinos y aguas salobres, estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-cretáceo.

La Cuenca del Valle Medio se ha comportado como un área de falla, en donde el tipo de depositación fue molásica, durante todo el Triásico y en el inicio del Cretáceo. Posteriormente, durante esta misma era, la Cuenca se comportó como un retroarco, detrás de la zona de subducción Andina con predominante depositación de tipo marino.

Tiempo más tarde, en el Cretáceo Tardío-Paleoceno, la cuenca inició un proceso de deformación compresional a causa a la creación de la cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual dejó como consecuencia el plegamiento y erosión de la secuencia cretácica en el Campo.

Luego en el Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano, la cordillera Central inició un levantamiento, mientras que a la vez la Cuenca del Magdalena y la actual cordillera Central eran parte de una gran cuenca de “antepaís”, convirtiendo así la sedimentación a ser de tipo continental (deltaica y fluvial), depositándose de manera discordante sobre la secuencia Cretácea.

¹² ECOPETROL. (1999). *La Cira Field Incremental Production*. Bogotá: Ecopetrol p. 4-5.

1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA¹³

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena durante el Terciario se depositaron sedimentos continentales y agua salobre. A su vez, esta ha experimentado una serie de sucesos tectónico-sedimentarios, los cuales se han encargado de darle la forma actual. Esta columna, es atravesada por los pozos del Campo La Cira-Infantas y abarca rocas desde pre-cretáceo hasta el Oligoceno y algunos depósitos del Pleistoceno en el occidente del Campo. La Figura 2 muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

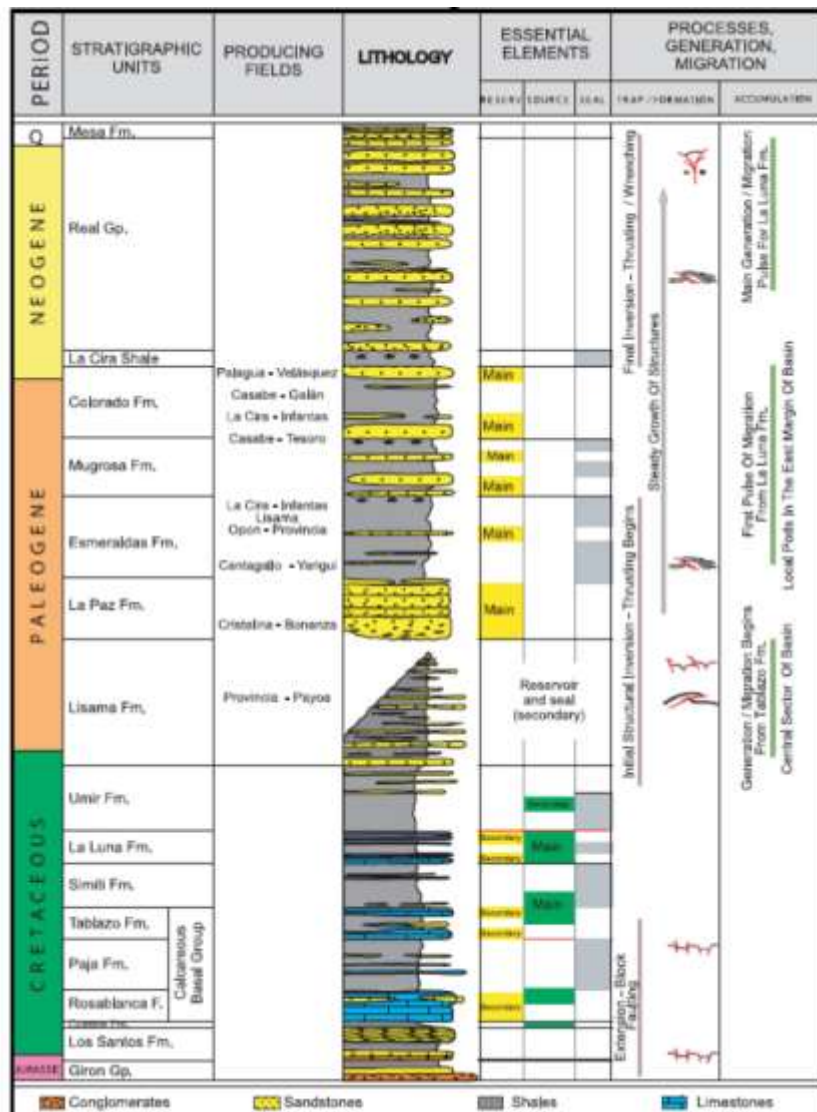
Las arenas más productivas del Campo La Cira-Infantas son las arenas B y C, las cuales pertenecen a la formación Mugrosa y son el foco principal del proyecto de redesarrollo del campo. Esta formación tiene como tope un Shale glauconítico de 10 pies de espesor que a su vez es un marcado regional. De otra parte, cabe mencionar que la arena operacional Zona “A” pertenece a la formación Colorado.

La Zona “C” es la parte inferior de la formación Mugrosa y consiste en areniscas de grano medio con variaciones de composición Subarcosa, Arcosa a Areniscas Líticas que fueron depositadas en barras de canales pertenecientes a un sistema fluvial meandrónico con espesor estimado de 600ft. La parte superior de la formación Mugrosa (Zona “B”) consiste de intercalaciones de arenas finas, de composición Arcosa a Subarcosa con espesor estimado de 2000ft. Las arenas poco consolidadas de La Cira-Infantas comúnmente contienen fragmentos de rocas que

¹³ SOLANO, Andres. Análisis de la información obtenida de registros de pozos y del modelo petrofísico y de su integración con la geología del yacimiento para soportar el plan de desarrollo del campo La Cira-Infantas. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físicoquímicas, 2011. p 24-29.

demuestran la naturaleza inmadura de la formación. La Caolinita es el mineral arcilloso más común, sin embargo, la montmorillonita se encuentra en menores cantidades.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: *Colombia Sedimentary Basis. 2007*¹⁴

1.5. INFORMACION ESTRUCTURAL¹⁵¹⁶

Teniendo en cuenta la compleja historia tectónica del área, el campo se puede dividir en dos grandes estructuras, estructura La Cira y la estructura Infantas. Cada una está afectada por numerosas fallas inversas, fallas transversales y pliegues, que las subdividen en varios bloques.

La estructura La Cira es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en la dirección Norte-Sur, presenta cabezo hacia el Norte y Sur de la estructura, y hacia Este está acotado por la falla La Cira. Hacia el este de falla el anticlinal se hunde de manera sinclinal hasta la falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud de 9 Km y un ancho de 6 Km con buzamientos entre 10° y 15° hacia el Norte y Oeste.

La estructura de infantas es un anticlinal asimétrico elongando, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por la falla Infantas, una falla inversa mayor. El tren general del eje del anticlinal también es Norte-Sur y tiene una distancia de 12 Km y un ancho de 2 a 2.5 Km. Adicionalmente el anticlinal está dividido en bloques por fallas normales con dirección Este-Oeste con buzamientos mayores a 80°.

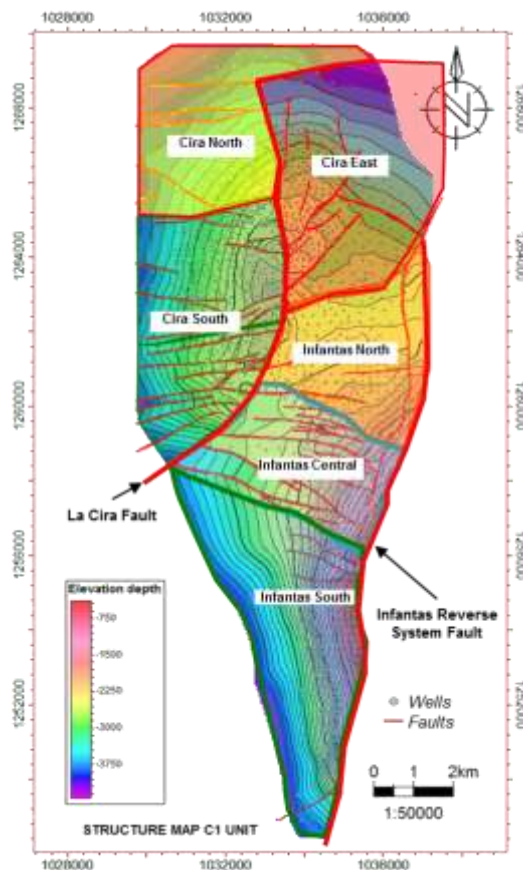
¹⁴ BARRERO, Dario. (2007). *Colombia Sedimentary Basins*. Bogota: ANH

¹⁵ SOLANO, Andres. Análisis de la información obtenida de registros de pozos y del modelo petrofísico y de su integración con la geología del yacimiento para soportar el plan de desarrollo del campo La Cira-Infantas. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físicoquímicas, 2011. p 24-29.

¹⁶ *Occidental de Colombia, LLC. 2015*

Existen dos sistemas de fallas principales en todo el Campo, el sistema de fallas La Cira y el sistema de fallas Infantas. Cada uno cuenta con un gran número de fallas transversales, inversas y normales con buzamientos entre 80° y 90° que dividen el campo en varios bloques. Cabe mencionar, que algunas de estas fallas son usadas estratégicamente como manejo de la producción para dividir el Campo en 6 grandes áreas; Cira Norte, Cira Sur, Cira Este, Infantas Norte, Infantas central e Infantas sur. La distribución áreal de cada una de estas es mostrada en la Figura 3.

Figura 3. Distribución por áreas de producción del Campo LCI



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Al igual que las propiedades geológicas, las propiedades de los fluidos son diferentes en cada área y zona del Campo. En la Tabla 1 se muestran los valores de las propiedades más importantes.

Tabla 1. Propiedades de los Fluidos del Campo LCI

Propiedad	Área	Infantas		La Cira		
		B	C	A	B	C
Zona						
°Tr (°F)		85	95	92	98	105
Ps (Psi)		500	945	640	715	1570
Bo @ Ps y Py (RB/STB)		-	1	1	1,075	1,08
Rs (SCF/STB)		93	200	70	93	181
°API		25	24-28	18-24	20-27	16-25
μ (cP)		11.4 @ 98 °F y 650 Psi	5.5	58 @ 100 °F	11.4 @ 98 °F y 650 Psi	19 @ 105 °F y 1570 Psi
Salinidad-NaCl (ppm)		15000-25000	20000-40000	10000-15000	15000-25000	20000-40000
Tipo de Crudo		Nafténico-Parafinico		Nafténico		

Fuente: *La Cira Field Incremental Production*¹⁷

¹⁷ ECOPEPETROL. (1999). *La Cira Field Incremental Production*. Bogotá: Ecopetrol. p. 9.

1.7. HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En 1917 el día 27 de Abril de 1918 se completó y puso en producción el pozo descubridor del Campo Infantas-II. Su profundidad total fue de 1580 ft y su producción inicial de 42 BOPD. Posteriormente, el 11 de Noviembre de 1918, se completó el Pozo Infantas-I, el cual se perforó a una profundidad de 2285 ft y tuvo una producción inicial de 2000 BOPD.

En 1925, se completó en la Zona "A" el Pozo LC-58, el cual comprobó la existencia del pliegue Anticlinal La Cira. Meses después se completó el Pozo LC-116, el cual descubrió la Zona "B" del Campo en el área de La Cira y adicionalmente contacto 116 ft de arenas de la Zona "A". En Julio de 1926 fue completado con una producción inicial de 2350 BOPD el pozo LC-125 el cual fue el primer pozo productor de la zona "B", y el descubridor de la zona "C" en el área de La Cira.

En 1928, se inició la inyección de gas en la Zona "B" del área de La Cira. Tuvo una duración inicial de un año, para luego ser reactivada en 1931 hasta 1936. El proyecto se detuvo debido a una alta presión y resultados desalentadores. Posteriormente, en 1929, se inició la inyección de gas en la Zona "A, y en 1930, para la Zona "C". En estas dos últimas áreas, la inyección se extendió hasta inicios de la década de los 70's.

Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona "B" donde se completaron 23 pozos y se profundizan 111 a la zona "C". Por esa época la cantidad de pozos perforados era de 1145, de los cuales 470 estaban en Infantas y 675 en La Cira. En esta última

área la campaña de perforación se suspendió en el año de 1947, cuando el número de pozos perforados era de 857, con un espaciamento promedio de pozos de 14 acres.

Inicialmente, en el Campo los pozos producían por flujo natural, pero con el paso de los años fue necesario el uso de un sistema de levantamiento artificial, por lo cual se implementó el de Gas Lift, totalizando 113870 MMcf de gas inyectado. Posteriormente este sistema se reemplazó Bombeo Mecánico el cual sigue siendo en la actualidad el que más usado el Campo.

Entre 1946 y 1949, se inició el primer proyecto de inyección de agua, el cual se centró en el área denominada 3W con el propósito de presurizar el yacimiento. Este se desarrolló a través de siete pozos ubicados en el área, en la cual había presencia de un acuífero. Años más tarde, se da inicio al proyecto llamado “Primer Desarrollo” el cual fue llevado a cabo en 280 acres de la parte central del área 3W y estaba formado un 17 patrones de 5 puntos y una tasa promedio de inyección de 1000 BWIPD/Pozo. En 1958 se lleva acabo el segundo desarrollo del área 3W con una extensión de 540 acres adicionales, 30 pozos productores y 45 pozos inyectoros.

Con base en los resultados obtenidos en los dos primeros desarrollos, Ecopetrol realizo estudios para cada una de las áreas y recomienda iniciar inyección en la zona “C”, inyección que inicio entre 1965 y 1970 y abarco las áreas 3E, 4/5/6, 02, 07 y LCN e implicaba diferentes tipos de patronamiento. En 1972 se llevó acabo un piloto de inyección en el área 01 de la zona “C”, el cual fue cancelado en 1976

después de concluirse que la inyección no era efectiva por problemas de inyección preferencial y pérdidas de agua a través del sistema de fallas.

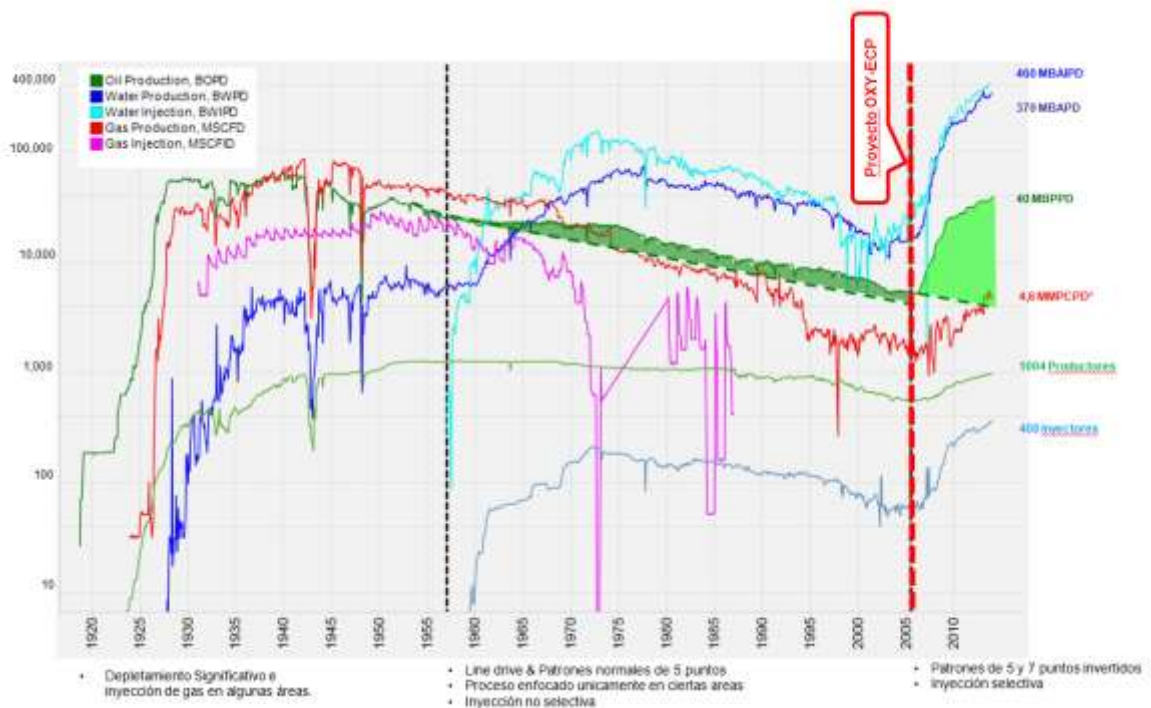
En la Zona “A”, se inyectó en las arenas denominadas “58”, entre Febrero de 1973 a Mayo de 1977. En este lapso de tiempo, se inyectaron 2.4 MMBIs de agua, los cuales recuperaron 56 MBIs de aceite. En Noviembre de 1978, el proyecto se reactivó, dejando como resultado para esta fase una inyección 6.3 MMBIs, ayudando en la recuperación de 375 MBIs. Esta segunda fase se prolongó hasta 1988.

En lo que concierne a la Zona “B”, se realizó inyección para tres arenas: “La Cira”, “13” y “244”. Para esta zona, se usaron los pozos LC-762, LC-853 y LC-892, como pozos centrales de producción. Esta zona tuvo su pico de producción en 1939, alcanzando los 53000 BOPD. Años más tarde, en 1974, alcanzó el segundo pico, el cual fue de 11780 BOPD, con una tasa de inyección de 120300 BWPD.

En las décadas de los 50’s y 60’s, cuando el Campo ya estaba bajo operación de Ecopetrol se perforaron, 19 pozos adicionales para desarrollar el área Cira Norte y 64 pozos con espaciamiento promedio de 11 acres en el área de Infantas. Ya a diciembre de 1988 el Campo contaba con 1702 pozos perforados, 670 productores y 108 inyectores activos. Cabe mencionar que en 1974, Ecopetrol realizó en el pozo Infantas 152 una prueba piloto de inyección de vapor, el cual arrojó resultados no favorables.

El Campo La Cira-Infantas alcanzó su pico de producción a principios de la década de los 40's, el cual fue 60000 BOPD. A enero de 1999 la producción del Campo había declinado y estaba alrededor de los 6000 BOPD con una inyección promedio de 17300 BWPD. Debido a la fuerte caída de producción a principios del 2003 Ecopetrol abre un proceso con diferentes compañías con el fin de encontrar una sociedad con el fin de realizar inversiones que le permitieran incrementar el factor de recobro, la producción de aceite y optimizar el proyecto de inyección. En la Figura 4 se muestra el historial de producción de petróleo e inyección de agua, desde 1918 hasta la actualidad.

Figura 4. Producción e Inyección histórica del Campo LCI



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

1.8. PROYECTO LA CIRA-INFANTAS¹⁸

En 2005, Ecopetrol y Occidental de Andina (OXY) firmaron un contrato para implementar un proyecto de redesarrollo del Campo La Cira-Infantas el cual incluía, perforación de pozos nuevos, mejoramiento de las facilidades de superficie, inversión en nuevas tecnologías y mejoramiento del proceso de inyección de agua. La principal zona del redesarrollo del proyecto es la Zona “C”, la cual tiene un OOIP estimado de 2.8 MMBbls. El objetivo es lograr un aumento del 8 % el factor de recobro para esta zona y alcanzar una producción total del Campo de 50.000 BOPD.

Al inicio del proyecto la producción total del Campo se encontraba alrededor de los 5.000 BOPD y como resultado del redesarrollo se ha logrado a inicios del 2015 llevar la producción del Campo alrededor de los 40.000 BOPD con una inyección de 480.000 BWIPD. Adicionalmente se han perforado alrededor de 755 pozos productores, 400 inyectoros y alrededor de 150 reactivaciones de pozos. Adicionalmente se implementaron nuevos sistemas de levantamiento artificial con ESP y ESP-PCP.

Cabe mencionar que se ha incrementado de manera significativa el trabajo de equipos de perforación y *workover*, aumentado continuamente el número de pozos productores e inyectoros activos. Igualmente se han realizado inversiones para ampliar y modernizar las facilidades de producción e inyección.

¹⁸ PRIETO, María Elizabeth et al. (2009). *Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field*. En: Latin American and Caribbean Petroleum Conference. Cartagena: Society of Petroleum Engineers.

En busca del mejoramiento del proceso de inyección de agua se han redefinido los patrones de inyección en las áreas existentes, así como también el inicio de inyección en nuevas áreas. Sin embargo y debido a la alta heterogeneidad, se está desarrollando la inyección de agua por medio de sartas selectivas siendo este uno de los principales retos técnicos de este proyecto

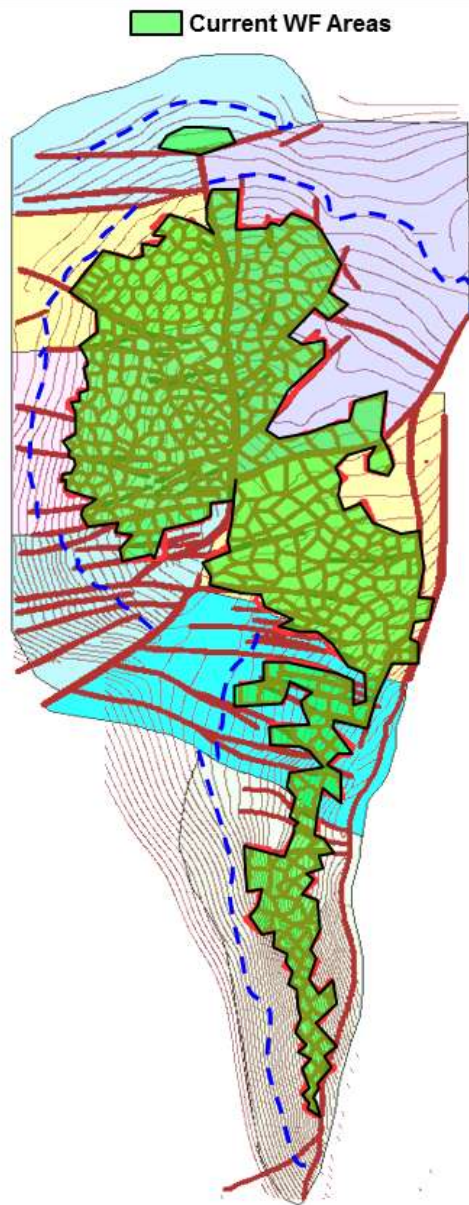
El proyecto La Cira-Infantas ha logrado incrementar significativamente las reservas recuperables del Campo y ha sido un importante motor en el desarrollo de la región y del país, dando un nuevo impulso al Campo más antiguo de Colombia y a la economía y al empleo del área de influencia.

1.9. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

El Campo la Cira-Infantas actualmente cuenta con un total de 1016 pozos productores de los cuales aproximadamente el 95% produce bajo efecto de la inyección de agua, la cual se realiza a través de 420 pozos inyectores distribuidos en 400 patrones.

Bajo producción primaria se encuentran las zonas “A” y “B” de La Cira, la Zona B de Infantas y un sector de la parte alta de la estructura del Área 01 y 02 de La Cira de la zona “C” de. Bajo efectos de producción secundaria se encuentran las zonas “C” tanto de La Cira y como de Infantas. En la Figura 5, se muestra en color verde las áreas afectadas por la inyección de agua.

Figura 5. Distribución de las áreas bajo efecto de inyección en campo LCI



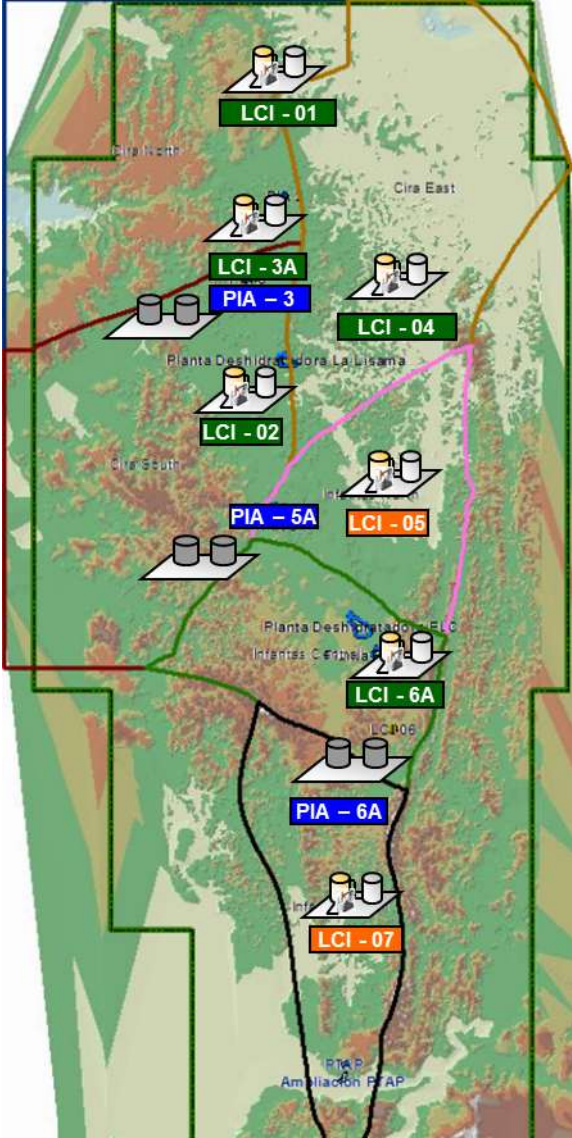
Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

El campo cuenta con tres sistemas de levantamiento artificial, instalados y funcionando, Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de cavidades progresivas (BCP) y Bombeo electro-sumergible (BES). Del total de pozos productores el 75% son BM, el 14% son BCP y el 10 % tienen equipos BES instalados. Cabe mencionar que bajo el proyecto LCI se instaló y probó el sistema BCP-ESP (1% del total de pozos), sin embargo, aunque los resultados iniciales fueron satisfactorios, el sistema fue retirado del campo debido a problemas en la manufactura de una sus partes.

Actualmente el Campo La Cira-Infantas produce alrededor de 40000 BOPD y 362,000 BWPD, con una producción promedio por pozo de 40 BOPD, 370 BWPD y 90% de corte de agua. Toda la producción es maneja en 7 estaciones (2 descalcificadoras y 5 facilidades de tratamiento) distribuidas en todo el campo, las cuales cuentan con una capacidad instalada de 567,000 BFPD y se encuentran 77% y el 100% de su carga máxima.

La inyección promedio por pozo es de 1140 BWIPD para un total de 480000 BWIPD en todo el Campo. El 95% de los pozos inyectores tienen instaladas sartas selectivas de inyección y el 5% restante cuentan con sarta simple. Para el tratamiento y la inyección del agua existen 3 plantas de inyección (PIA) con una capacidad instalada de 700000 BWIPD. En la Figura 6 se muestra la distribución de las facilidades de producción e inyección del campo LCI.

Figura 6. Distribución de las facilidades de producción e Inyección del Campo LCI



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

2. MARCO TEÓRICO

Desde 1946 se han realizado diferentes proyectos de inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas, los cuales le han aportado al factor de recobro total alrededor de 7 puntos porcentuales adicionales. Debido a la naturaleza multicapa del yacimiento, inyectar la cantidad de agua requerida para obtener un buen barrido del aceite ha sido uno de los principales retos, por lo cual, se han implementado diferentes técnicas como la inyección de agua usando sartas selectivas. Esta técnica y varias pruebas realizadas para determinar los volúmenes de agua inyectados serán discutidas en este capítulo.

2.1. INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua como método de recuperación secundaria de hidrocarburos es el proceso de inyección de fluidos más usado en el mundo¹⁹. Este método tuvo sus inicios en 1865 en la ciudad de Pithole, al oeste de Pensilvania y para 1907 se implementó el primer patrón de flujo denominado invasión circular con el cual se tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford²⁰. Pero fue solo hasta 1940 cuando se dio inicio a varios proyectos de inyección de agua.

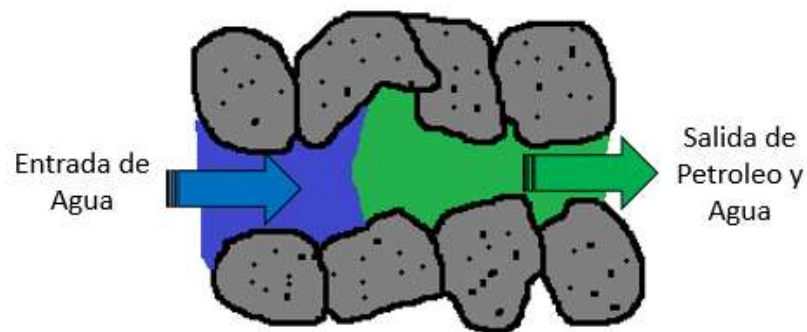
La inyección de agua como método de recuperación secundaria consiste en inyectar agua al yacimiento con el fin de sostener la presión del mismo y/o

¹⁹ COBB, Willam et al. (1990). "*Waterflooding*". Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

²⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

desplazar el petróleo in-situ desde los pozos inyectoros hacia los productores y con esto incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro final de un yacimiento, en la Figura 7 se observa un esquema del proceso de inyección de agua en el medio poroso. En la actualidad, es el principal y más conocido método de recuperación secundaria y es el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo extra a nivel mundial²¹.

Figura 7. Esquema del proceso de inyección de agua en el medio poroso



Fuente: Tomado y modificado de PARIS DE FERRER, Magdalena (2001).

2.1.1. Tipos de inyección de agua.

De acuerdo con la posición de los pozos productores e inyectoros el proceso de inyección se puede clasificar en Inyección periférica e Inyección en arreglos o dispersa.

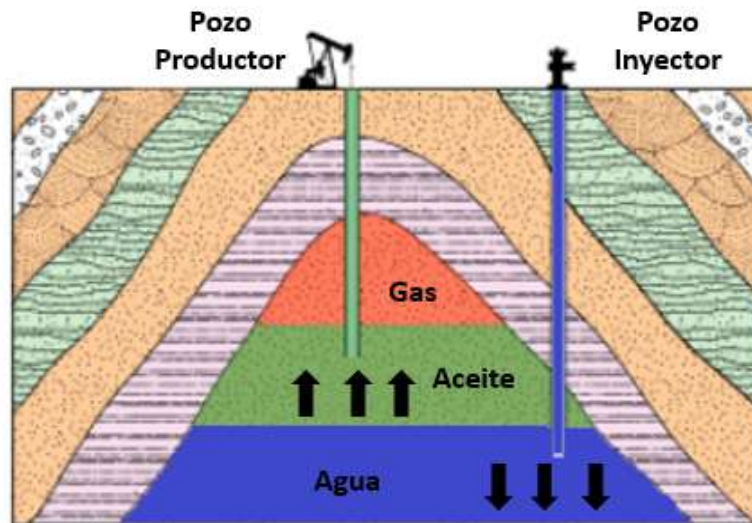
²¹ SWEENDY, A. E. Jr. (1957). "A Survey of Secondary- Recovery Operations and Methods Employed in the United States". Oil and Gas Assn.

La inyección periférica consiste en inyectar el agua en el flanco del yacimiento fuera de la zona de petróleo, es decir, por debajo del contacto agua-aceite. Este tipo de arreglo se utiliza cuando la estructura del yacimiento lo favorece o cuando no se posee una buena descripción de las propiedades del mismo. Generalmente la inyección periférica es usada más como un método de mantenimiento de presión que de desplazamiento de fluidos.

En algunos casos no requiere perforación de pozos nuevos, debido a que los pozos que ya se encuentren estructuralmente debajo del acuífero se pueden usar como inyectores, adicionalmente y gracias a que se usa la energía propia del yacimiento este tipo de inyección proporciona un recobro de petróleo alto y hace más lento la producción de agua en los pozos productores.

Debido a la naturaleza misma del proceso, no es posible realizar un buen seguimiento ni control del frente de invasión de agua como si lo es en la inyección de agua por arreglos. En ciertos yacimientos la inyección periférica no puede mantener la presión en la parte más alta o central del yacimiento, es aquí donde falla esta técnica y una inyección por arreglos es requerida. En la Figura 8 se muestra un esquema del proceso de inyección periférica.

Figura 8. Esquema del proceso de inyección de agua periférica.



Fuente: Tomado y modificado de PARIS DE FERRER, Magdalena (2001).

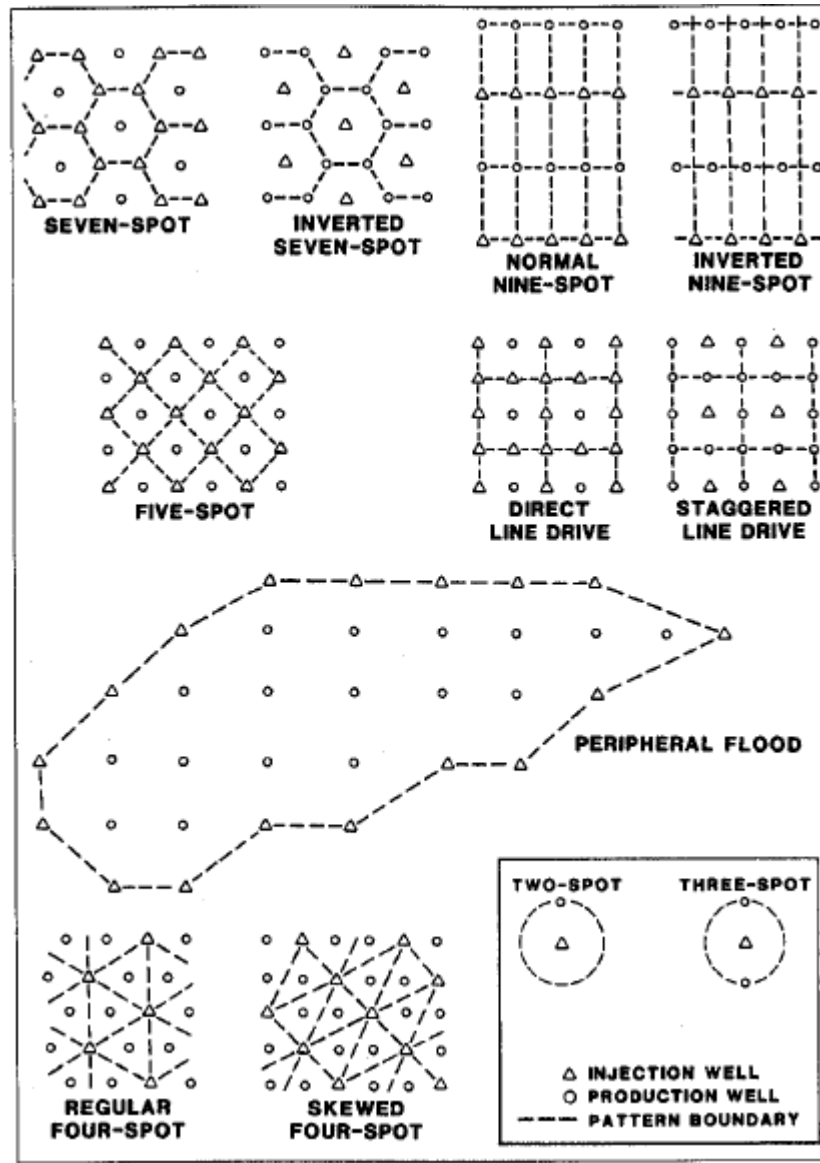
De otro lado en la inyección por arreglos o dispersa el agua es inyectada directamente en la zona de aceite, logrado de esta forma que el los fluidos del yacimientos se desplacen desde los pozos inyectores hacia los productores. El agua es inyectada a traes de un numero apreciable de pozos que en conjunto con los pozos productores forman diferentes arreglos geométricos regulares e incluso irregulares. La selección y uso de cada arreglo depende en gran medida de las propiedades del yacimiento como porosidad y permeabilidad y de la estructura, fallas y/o límites del mismo.

Con el fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se ubican entre pozos productores formado patrones regulares o irregulares, para lo cual, se perforan pozos nuevos o se convierten pozos productores a inyectores, logrando de esta forma que se tenga una mejor y rápida respuesta del yacimiento y un buen

control y seguimiento del frente de inyección. Cabe mencionar, que para poder aplicar este tipo de inyección es necesario una excelente descripción del yacimiento y exige mayor cantidad y calidad de recursos humanos.

Existen varios tipos de patrones en la inyección de agua por arreglos, entre los más comunes está el patrón de 5 puntos, este se da cuando se tienen 4 pozos inyectoros y 1 pozo productor, por el contrario, cuando son 4 productores y 1 inyector es llamado patrón de 5 puntos invertido. En la Figura 9 se muestran los patrones de inyección por arreglos más comunes.

Figura 9. Patrones de inyección por arreglos más comunes



Fuente: *The Design Engineering Aspects of Waterflooding, 1989.*²²

22 Rose, S., Buckwalter, J., & Woodhall, R. (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.

2.1.2. Factores que afectan el desempeño de la inyección de agua

Según Paris de Ferrer²³, existen diferentes factores que determinan el buen desempeño de la inyección de agua, estos factores son:

- **Geometría del yacimiento:** Es importante determinar las características físicas pues la estructura y estratigrafía son determinantes al momento de determinar la ubicación de los pozos y el tipo de inyección de agua que puede ser aplicado.
- **Litología:** La litología marca en gran medida la efectividad o no de un proceso de inyección de agua, propiedades como la porosidad la permeabilidad y el porcentaje de arcillas pueden ser determinantes para potenciar o disminuir el efecto de la inyección.
- **Profundidad del yacimiento:** Teniendo en cuenta que la perforación de pozos profundos es más costosa, el desarrollo de un Campo con inyección de agua puede llevar a inversiones muy altas en perforación, adicionalmente, en yacimientos más profundos será necesario el uso de presiones más altas para inyectar el agua con lo que los requerimientos de equipos en superficie serán mucho mayores que en yacimientos someros, contrario a esto, en yacimientos de baja profundidad las presiones altas pueden conducir a fracturas no deseadas en la roca y a baja eficiencia de la inyección.
- **Porosidad:** La cantidad y por ende la recuperación de petróleo de un yacimiento son proporcionales a la porosidad de la roca y esta determina a diferentes saturaciones, la cantidad de hidrocarburo que es posible recuperar.

²³ PARIS DE FERRER, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. PARIS DE FERRER, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

- **Permeabilidad:** La permeabilidad determina la tasa de inyección que se puede mantener en el yacimiento a una presión determinada para obtener la respuesta en los pozos productores en un tiempo esperado.
- **Continuidad de las propiedades de la roca:** La continuidad de las propiedades determina que tan factible es la implementación de la inyección de agua, pues el flujo del fluido en un yacimiento se da en la dirección de los planos de estratificación y en la continuidad de los mismos.
- **Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos:** Las saturaciones de fluidos en la roca presentan el punto de partida para conocer qué tan exitoso puede ser un proceso de inyección de agua, a saturaciones altas de petróleo es más fácil mantener el frente de desplazamiento con la inyección obteniendo un recobra más elevado, por el contrario cuando se tienen altas saturaciones por ejemplo de gas, no es posible generar un banco de aceite y por ende la inyección de agua no será eficiente.
- **Propiedades de los fluidos:** Las propiedades de los fluidos en el yacimiento y su efecto en las permeabilidades relativas tienen efectos sobre la efectividad de un proceso de inyección de agua, ya que, propiedades como la viscosidad y la permeabilidad relativa definen la relación de movilidad la cual a valores más altos hace más difícil el desplazamiento del fluido deseado, en este caso, el aceite.

2.1.3. Desplazamiento de Fluidos en el Yacimiento

El petróleo por sí solo no tiene la habilidad de salir de la roca a la superficie, este depende de cierta energía que puede provenir de un fluido asociado como el gas o

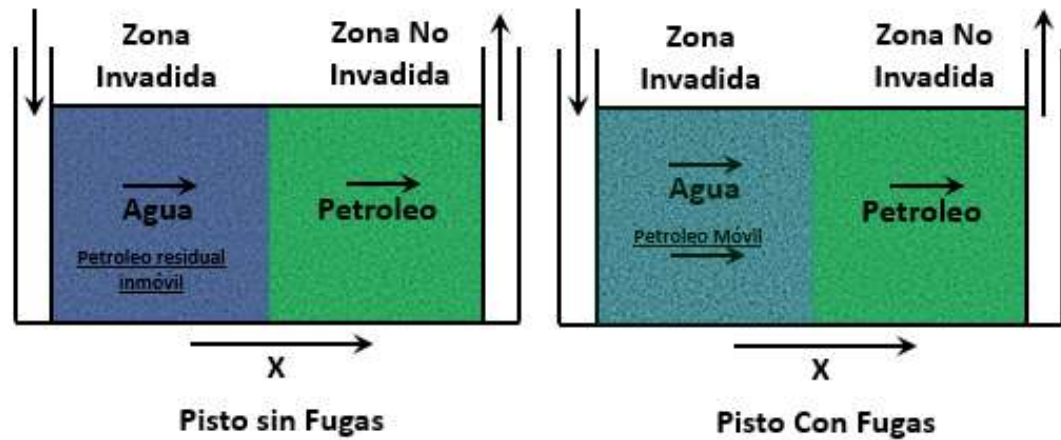
de acumulación de agua, a este tipo de movimiento provocado de un fluido a otro se le conoce como desplazamiento.

En el caso de la inyección de agua la energía puesta por el agua inyectada hace que el aceite sea desplazado hacia los pozos productores, a medida que esto sucede en el yacimiento se forman zonas diferenciadas las cuales caracterizan el estado del proceso de inyección de agua. La zona no invadida es la zona donde se forman bancos de petróleo que son desplazados hacia adelante y la zona invadida esta formada por el agua inyectada que empuja hacia adelante y el petróleo remanente en la zona.

El desplazamiento de fluidos en el yacimiento puede ser de dos tipos: Pistón sin Fugas y Pistón con Fugas de acuerdo con Paris de Ferrer²⁴. El desplazamiento pistón sin fugas se presenta cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad, allí la saturación de agua es máxima y la de aceite es la residual. De otra parte, el desplazamiento pistón con fugas: Se presenta cuando el aceite remanente en la zona invadida aún tiene movilidad y en esta la saturación de petróleo es mayor que la residual. En la Figura 10 se muestra es el esquema de las zonas y el tipo de desplazamiento.

²⁴ PARIS DE FERRER, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. PARIS DE FERRER, Magdalena (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

Figura 10. Esquema de las zonas y el tipo de desplazamiento.



Fuente: Tomado y modificado de PARIS DE FERRER, Magdalena (2001).

2.1.4. Presión de Inyección

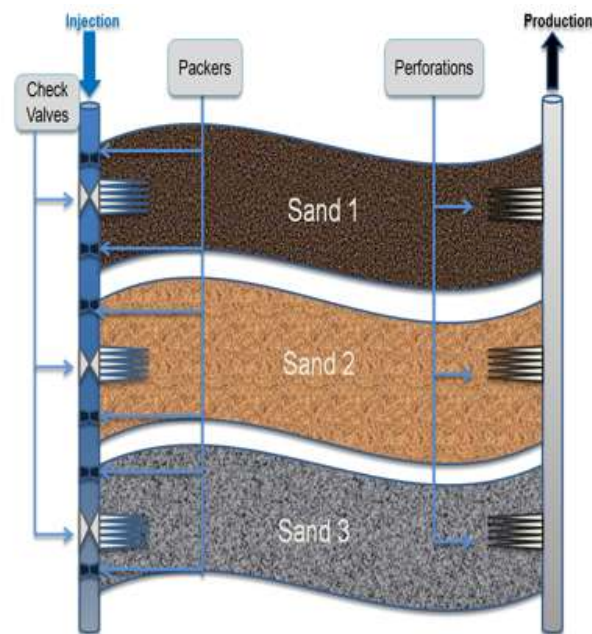
La disponibilidad o no de la presión adecuada de inyección puede determinar el éxito o fracaso de un proceso de inyección de agua. Presiones muy altas de inyección pueden llevar a fracturamientos no deseados de la formación y por consiguiente a canalizaciones y otros problemas, por otra parte, bajas presiones pueden llevar a que la formación no admita los volúmenes deseados para cada una de las zonas.

Por esta razón el control de la presión así como el conocimiento de los gradientes de fractura y la certeza en la inyektividad de la zona reducen la incertidumbre y mejoran la eficiencia del proceso de inyección de agua.

2.1.5. Inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas

Por tratarse de un yacimiento multicapa el proceso de inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas se lleva a cabo a través de sartas selectivas con válvulas reguladoras de flujo para cada zona, logrando de esta forma tener un mejor control de la inyección y garantizar en la medida de lo posible que a cada zona se le inyecta la cantidad necesaria de agua. En la Figura 11 se muestra el esquema de inyección de agua con sartas selectivas usado en el campo LCI.

Figura 11. Esquema de inyección de agua con sartas selectivas usado en el campo LCI.



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

El 95% de los pozos productores del Campo la Cira-Infantas se encuentran bajo efecto de la inyección de agua, la cual se realiza a través de 420 pozos inyectoros distribuidos en 400 patrones, en su mayoría de 5 y 7 puntos invertidos. La

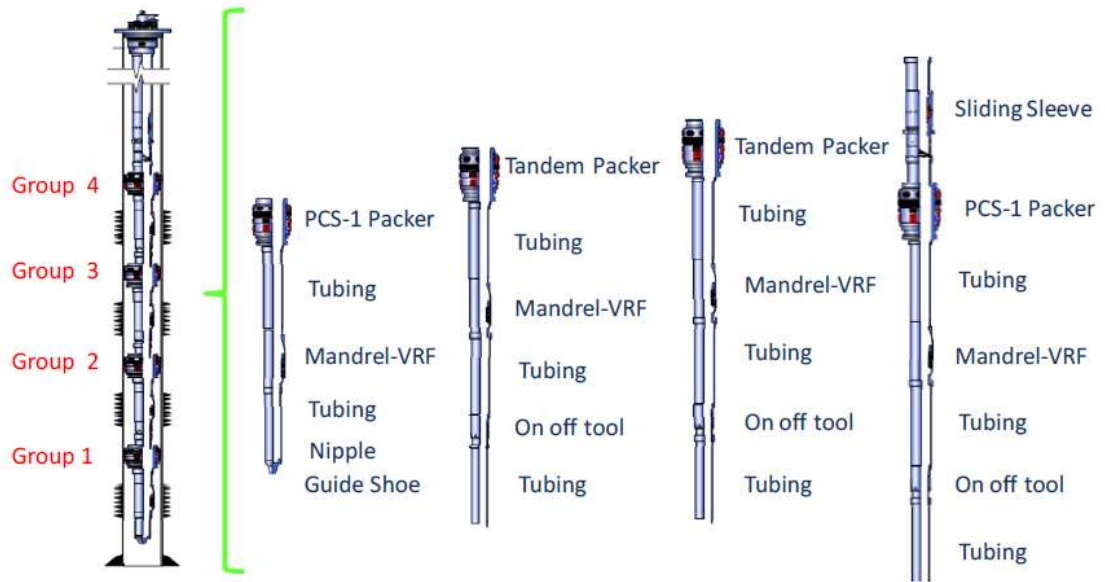
inyección promedio por pozo es de 1140 BWIPD para un total de 480000 BWIPD en todo el Campo. El 95% de los pozos inyectores tienen instaladas sargas selectivas de inyección y el 5% restante cuentan con sarga simple.

2.2. INYECCION DE AGUA USANDO SARTAS SELECTIVAS

Como ya se mencionó con anterioridad en el 95% de los pozos inyectores del Campo LCI se inyecta el agua de manera selectiva en las diferentes zonas de interés, esto debido a que se tiene un yacimiento multicapa con varias intercalaciones entre arenas y arcillas. Este tipo de inyección es llevado a cabo a través de sargas selectivas, las cuales usan válvulas reguladoras de flujo, para garantizar que se inyecte la cantidad de agua necesaria en cada zona y se tenga un barrido más eficiente del aceite.

Las sargas selectivas en La Cira-Infantas tienen en promedio 7 zonas o grupos de inyección los cuales se componen básicamente de Mandriles de inyección, Válvulas reguladoras de flujo, Empaques de hidráulicos de cuñas y Empaques hidráulicos tipo tándem. La Figura 12 muestra un esquema típico de una sarga selectiva de 4 zonas.

Figura 12. Esquema típico de una sarta selectiva



Fuente: *World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injection Completion: Casabe Field. 2010*²⁵

Dada las dificultades operativas asociadas a las operaciones de sentamiento y desasentamiento de los empaques, las intervenciones a los pozos deben ser lo menos repetitivas posibles ya que aumentan la posibilidad de fallas operacionales. Es por esto que la selección adecuada de las válvulas reguladoras de flujo y el adecuado seguimiento del perfil de inyección cobra gran importancia.

²⁵ Olarte, P., Amaya, R., Cortes, G., Artola, P., & Yeguez, R. (2010). SPE 138860 World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injection Completion: Casabe Field. *SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. 1-10). Lima: Society of Petroleum Engineers.

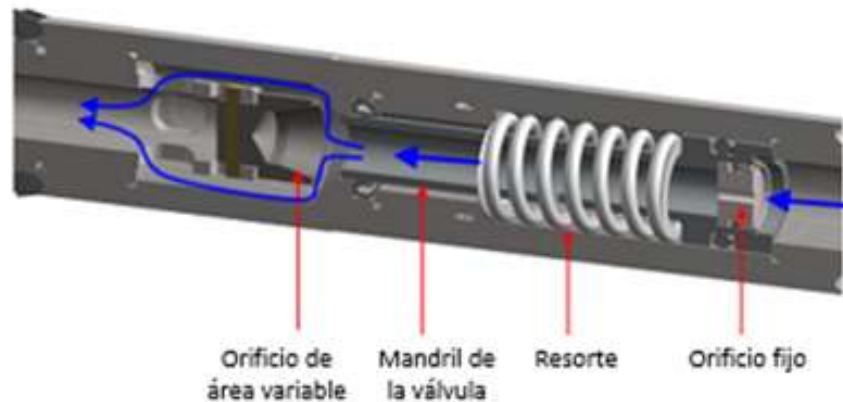
2.2.1. Válvulas reguladoras de flujo

El proyecto de recuperación secundaria para el Campo La Cira-Infantas está basado en tres elementos técnicos claves; contactar las zonas que no han sido previamente afectadas por el proceso de inyección, garantizar que la cantidad de agua sea inyectada en la zona correcta y alcanzar las tasas de inyección que soporten las tasas de producción requeridas.

Los dos primeros elementos están siendo alcanzados a través de la inyección selectiva con válvulas reguladoras de flujo en fondo. Este sistema ha mostrado gran importancia, pero el diseño no es tan sencillo debido a la incertidumbre que existe en las variables operacionales y del yacimiento. Por lo tanto la selección de estas válvulas es una tarea rutinaria que se realiza de manera subjetiva con base en la experiencia de cada ingeniero, teniendo así, diferentes criterios para la selección de las mismas llevando consigo a un ejercicio de ensayo y error que redundaría en costos y riesgos operativos.

Las válvulas reguladoras de flujo trabajan como un regulador de presión, los cuales mantienen una tasa de diseño constante generando una regulación en la presión de flujo. Este regulador se basa en la antigua patente de Watermann de los años 50, cuyo principio se basa en el uso de 2 orificios en el regulador, uno de dimensiones fijas y otro cuyas dimensiones varían con la posición de un tubo de flujo que actúa contra un resorte.

Figura 13. Sección transversal de una válvula reguladora de flujo



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

El Regulador es calibrado para un flujo determinado, cambiando solamente el orificio fijo. Si la caída de presión a través del orificio aumenta debido a cambios en la presión de inyección o de reservorio, la fuerza del resorte es superada y el tubo de flujo restringe el orificio variable, manteniendo un caudal constante a través del regulador independientemente de cualquier cambio o variación en las presiones.

Se debe tener en cuenta que el regulador no funciona como tal, hasta que se obtiene un presión diferencial mínima a través del mismo, MPD (por su nombre en inglés "*Minimum Pressure Differential*"). El MPD no es simplemente la caída de presión teórica a través del regulador, sino un valor mayor que Depende del tipo de regulador y diámetro del orificio fijo, además del tipo de fluido que pasa a través del mismo

2.3. PRUEBAS DE PRESION

Actualmente existen una serie de pruebas de presión que pueden contribuir a la selección y diseño de un fracturamiento y/o para determinar tasas a las cuales un tratamiento puede ser bombeado sin que cause un daño en la formación. Entre las pruebas más comunes están: Step Up &, Step Down Step Rate Test, Fall Off Test y Mini Frac test. Estas mismas pruebas son usadas en el Campo LCI para determinar la capacidad de admisión de agua de un pozo o una zona en específico.

2.3.1. Minifrac Test

El término “Minifrac” es comúnmente usado para describir cualquier tipo de prueba de inyección a baja tasa, realizada en un yacimiento para obtener información característica asociada a procesos de fracturamiento hidráulico o de inyección de fluidos. Estas pruebas involucran periodos de inyección intermitentes seguidos por intervalos de cierre. Como cualquier prueba de pozo, la presión y el caudal de inyección son medidos a lo largo de la prueba y grabados para los análisis posteriores.

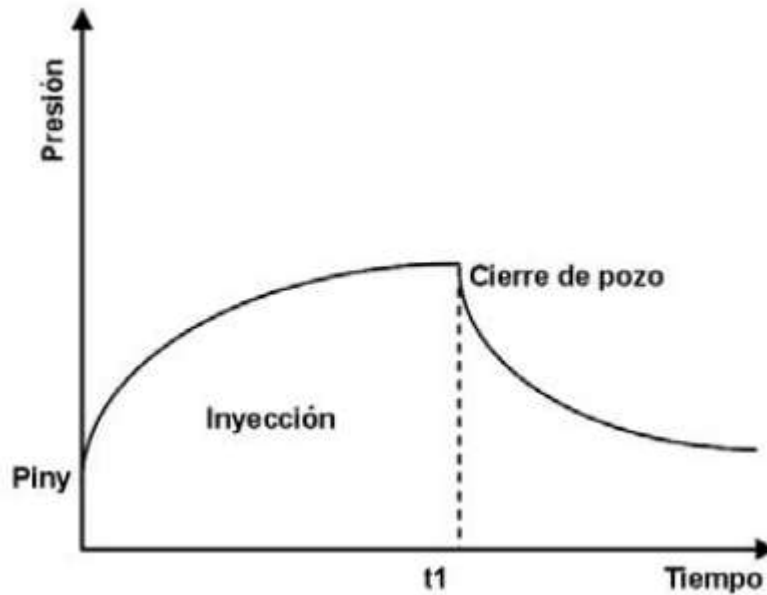
El propósito de esta prueba es determinar la mayor cantidad de información posible acerca del yacimiento y está diseñado para ser lo más parecida posibles al comportamiento real del pozo, sin bombear volúmenes significativos de agua. El “Minifrac” también puede proporcionar datos sobre la geometría de fractura, las propiedades mecánicas de la roca y la pérdida de fluido durante un proceso de fracturamiento hidráulico.

2.3.2. Fall Off Test

Mediante la aplicación de esta prueba es posible realizar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada, permiten determinar las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector. Se realizan cerrando el pozo y haciendo un seguimiento a la presión del pozo en función del tiempo. Cabe mencionar que se requiere una tasa de inyección constante antes de cerrar el pozo.

En la Figura 14 se muestra el comportamiento de la presión de fondo durante una prueba Fall Off, como se puede observar se observa un incremento de la presión durante la etapa de inyección, seguido de una disminución de la misma durante el cierre.

Figura 14. Comportamiento de la presión en una prueba de Fall Off



Fuente: Análisis De Pruebas De Presión (Mini-Falloff Test) Durante Operaciones De Fracturamiento Hidráulico (2009).

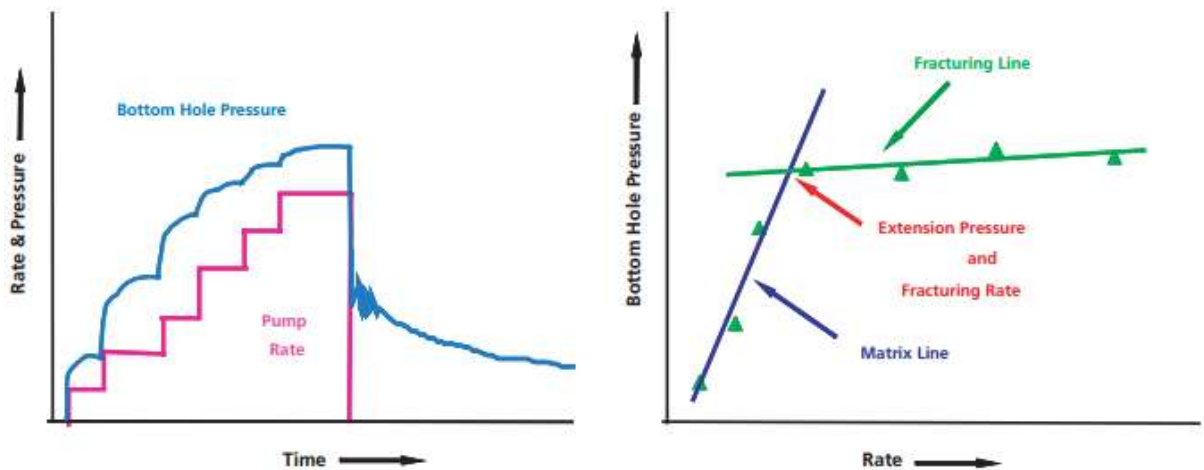
A partir de este tipo de pruebas se puede determinar entre otras variables, la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, la existencia de daño de formación, originado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, etc. reducción de la inyectividad como consecuencia de la disminución de la permeabilidad, la presión promedio del yacimiento, la presión de ruptura del yacimiento y la presencia de fracturas en el sistema analizado.

2.3.3. Step Up- Step Rate Test

La prueba "Step Up" es un tipo de prueba SRT (por su nombre en inglés *Step Rate Test*) que consiste básicamente en inyectar fluido a una tasa constante durante un

intervalo de tiempo fijo y luego subir a una siguiente tasa y sostenerla por el mismo intervalo de tiempo. La idea final es obtener tres puntos de inyección en régimen matricial y 3 puntos de inyección en régimen de fractura. Un gráfico de caudal versus presión de fondo es construido con los puntos estabilizados y se determina como la presión de fractura aquel punto en el que grandes incrementos de caudal generan pequeños incrementos de presión. En la Figura 15 se observa a la izquierda un ejemplo típico de un *Step Up Test* y a la derecha un análisis del mismo.

Figura 15. Gráficos obtenidos de un Step Up test



Fuente: *New analysis of step-rate injection tests for improved fracture stimulation design. 2006*²⁶

A partir del análisis de este tipo de pruebas es posible determinar con mayor certeza la capacidad de flujo de la zona en estudio y de esta manera optimizar los

²⁶ Lizak, K., Barto, K., Self, F., Izquierdo, G., & Al-Mumen, M. (2006). New analysis of step-rate injection tests for improved fracture stimulation design. *Saudi Aramco Journal of Technology*, 8-17.

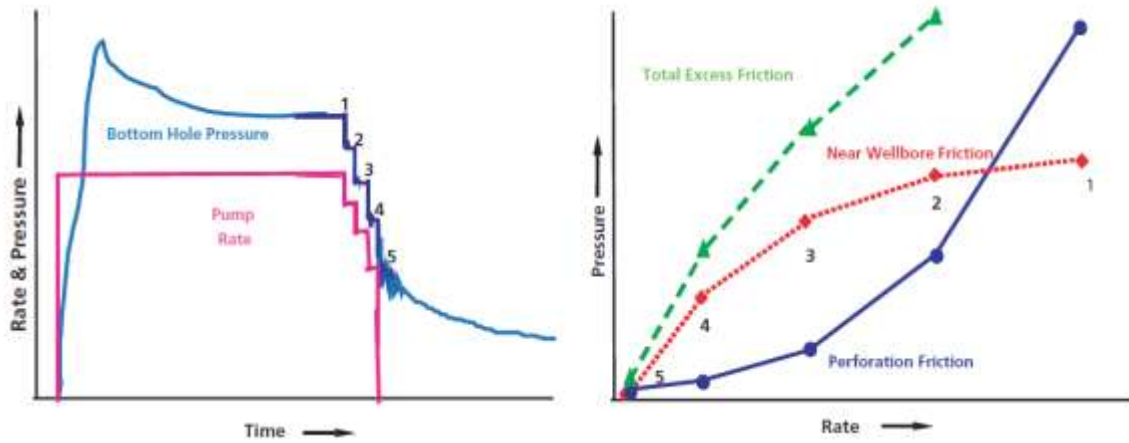
procesos de inyección ya sea para mejorar el desplazamiento de hidrocarburos o para estimulaciones o tratamientos especiales al pozo.

2.3.4. Step Down- Step Rate Test

La prueba “Step Down” es un tipo de prueba SRT (por su nombre en inglés *Step Rate Test*) que está diseñada para determinar a una tasa definida, la fricción cerca al pozo y permite dividirla entre tortuosidad y fricción de los perforados. Los principales requerimientos de esta prueba son: que la prueba debe ser suficientemente rápida o lenta en el caso de formaciones con muy baja pérdida de fluido, de tal manera que la geometría de la fractura no cambie durante la prueba, que se conozcan los valores de fricción del fluido de desplazamiento o que se conozca con precisión la presión del fondo del pozo usando medidores o registrando presiones del anular.

Un ejemplo de este tipo de pruebas es mostrado en la Figura 16, en la izquierda un ejemplo típico de un *Step Down Test* y a la derecha un análisis del mismo. Como se puede observar cualquier caída súbita de presión de fondo que corresponda a una caída en la tasa de inyección indica exceso de fricción cerca al pozo y como se mencionó anteriormente esta prueba permite determina el valor de la tortuosidad y el valor de la fricción en los perforados, y de esta manera, tomar una acción remedial para asegurar la capacidad de admisión de agua.

Figura 16. Gráficos obtenidos de un Step Down Test



Fuente: New analysis of step-rate injection tests for improved fracture stimulation design. 2006²⁷

2.4. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es una técnica desarrollada por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978 la cual está protegida bajo patente. Esta metodología que consiste en detectar restricciones de flujo y cuantificar su impacto en la producción del sistema, ha sido utilizada a través de los años para el diseño análisis y optimización de sistemas de producción.

El objetivo de esta técnica es analizar el comportamiento de cada uno de los componentes que participan en la producción de un pozo, desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie, pasando por la tubería de producción, el cabezal del pozo y las líneas de recolección.

²⁷ Lizak, K., Barto, K., Self, F., Izquierdo, G., & Al-Mumen, M. (2006). New analysis of step-rate injection tests for improved fracture stimulation design. *Saudi Aramco Journal of Technology*, 8-17.

Esta metodología ha sido aplicada ampliamente en el análisis de sistemas de producción, principalmente para:

- Evaluar la efectividad de los sistemas de levantamiento artificial
- Diseñar sistemas de levantamiento artificial
- Evaluar el desempeño de las líneas de flujo
- Evaluar sistemas de control de arena (empaquetamiento con grava)
- Evaluar la efectividad de un trabajo de estimulación.

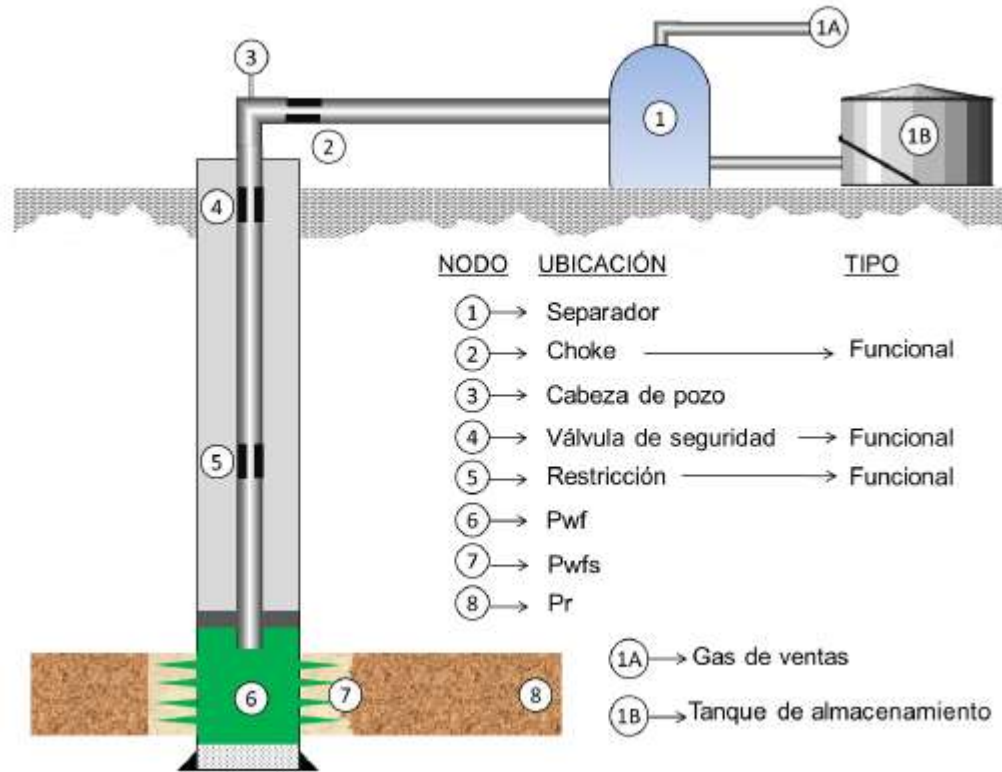
2.4.1. Pasos básicos para desarrollar un análisis Nodal

Un análisis nodal básico nodal se desarrolla a través de los siguientes pasos:

➤ Paso 1: Selección del nodo solución

El primer paso es la selección del punto de análisis en el cual se dividirá el sistema, la Figura 17 ilustra las ubicaciones más comunes de este nodo en un sistema de producción/inyección.

Figura 17. Ubicación de los nodos del sistema



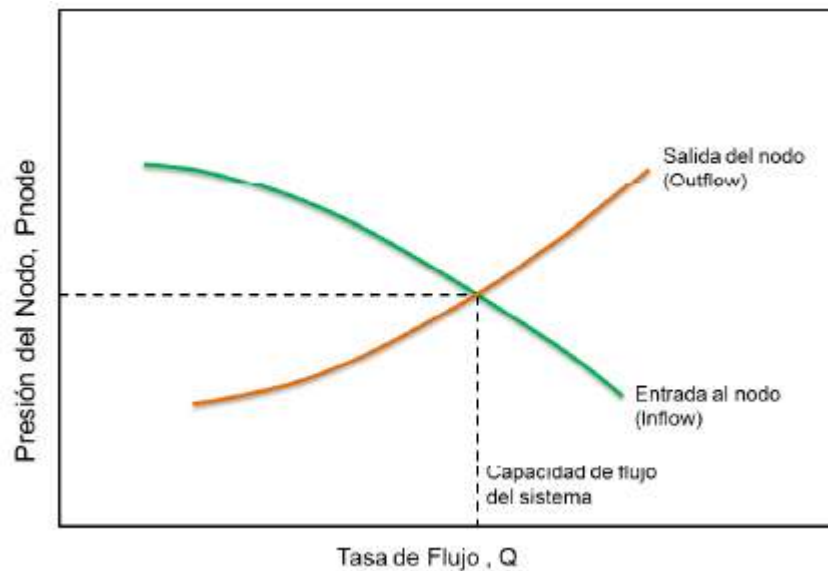
Fuente: Curso de Optimización Integral de Sistemas Producción con Análisis Nodal. 2013²⁸

➤ **Paso2: Construcción de las curvas de inflow y outflow**

En el nodo solución se calculan las presiones desde ambas direcciones iniciando por los puntos de presión fija, las caídas de presión a lo largo del sistema están marcadas por la tasa de flujo, de esta manera un gráfico de presión versus caudal de ambas curvas mostrará la condición en la que las presiones en las dos direcciones se igualan, Figura 18.

²⁸ Cabarcas, M. (2013). *Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal*. Bucaramanga: Material de Curso

Figura 18. Capacidad de flujo del sistema



Fuente: Curso de Optimización Integral de Sistemas Producción con Análisis Nodal. 2013²⁹

➤ **Paso 3: Determinación de la tasa de flujo correcta**

Para determinar la tasa correcta al construir cada una de las curvas (inflow y outflow) se busca satisfacer la condición de Presión de inflow igual a presión de outflow, luego la intersección de las dos curvas es el punto en el cual se satisface esta condición, arrojando como resultado la tasa de flujo correcta para el sistema.

Una vez finalizados los tres pasos es posible aplicar sensibilidades las cuales lleven a optimizar esta capacidad de flujo y de esta manera optimizar la producción del pozo.

²⁹ Cabarcas, M. (2013). *Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal*. Bucaramanga: Material de Curso

3. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS

Para la correcta aplicación de la metodología propuesta, es necesario llevar a cabo una serie de pruebas durante la intervención al pozo (ya sea el completamiento o un reacondicionamiento). El presente capítulo describe las pruebas realizadas y el protocolo definido para estas, la interpretación de las pruebas y la construcción del modelo de análisis nodal para la selección de la válvula reguladora de flujo.

3.1. PROTOCOLO DE PRUEBAS TIPO SRT

La inyectividad de la zona de interés puede ser determinada de diferentes maneras por ejemplo: el cálculo con base en las propiedades del modelo petrofísico o la estimación experimental por medio de pruebas. Ambas opciones son correctas, sin embargo, cuando son comparados los resultados de las dos se pueden obtener diferencias significativas que pueden evidenciar condiciones adicionales presentes en el pozo.

Con el fin de tener una mejor estimación de la inyectividad de la zona y con base en la experiencia se planteó el siguiente protocolo de pruebas SRT para poder determinar de mejor manera capacidad de inyección de la zona. Es importante recalcar que por tratarse de inyección selectiva cada zona debe ser aislada y sometida a su protocolo de pruebas de manera individual.

3.1.1. Etapa 1: Régimen Matricial

La primera etapa del protocolo de pruebas se desarrolla buscando obtener 3 tasas en régimen matricial, estas se buscan con el fin de determinar la capacidad de inyección a tasas de operación normal. Como su nombre lo indica, la presión en estas tasas no puede superar la presión de fractura para la zona de estudio. El desarrollo de esta etapa, con base en la experiencia de trabajo en el Campo se debe desarrollar de la siguiente manera:

- La primera tasa debe ser bombeada a la mínima permitida por la bomba (0.02 BPM-0.03 BPM). Para esta primera tasa, se debe esperar estabilización de Presión hasta máximo 15 minutos. Si pasados los 15 minutos no se observa estabilización, pasar a la siguiente tasa.
- La segunda tasa debe ser escogida con base en el comportamiento de presión de la primera tasa, es decir, se debe tener en cuenta la pendiente mostrada, el tiempo de estabilización y la presión estabilizada. Usualmente para valores superiores a 400 psi, la tasa recomendada sería 0.01 BPM adicionales a la primera tasa (0.03 BPM-0.04 BPM). En caso de delta de presión menor a 400 PSI realizar variación de caudal de 0.03 BPM.
- La tercera tasa se realizaría con igual delta de caudal que el realizado entre la tasa 1 y 2, con el fin de evaluar los diferenciales de presión a deltas constantes de caudal. Esto es la base para determinar las siguientes tasas del protocolo.

Los resultados (Grafica Caudal (bpm) Vs Presión (psi)) son la materia prima para la interpretación y continuación de la metodología propuesta.

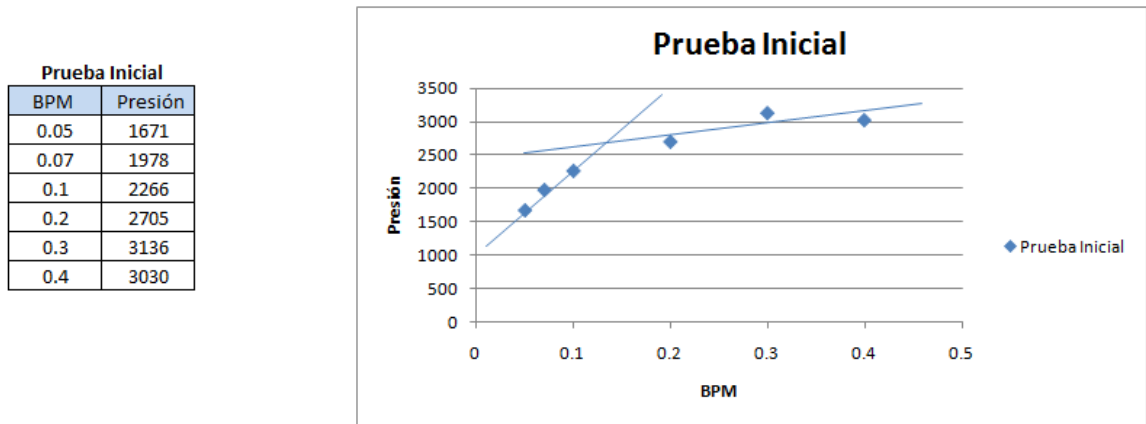
3.1.2. Etapa 2: Régimen de Fractura

Esta segunda etapa parte justo al finalizar la primera y tiene como objetivo la obtención de variables y el análisis de comportamientos de la zona a caudales mayores a los de operación normal, como lo son la obtención de presiones de fractura y extensión así como la determinación del gradiente de fractura de la zona. El desarrollo de esta etapa se realiza de la siguiente manera:

- El parámetro de entrada para la realización de SRT en régimen de fractura es la presión estabilizada de la tasa más alta obtenida en régimen matricial:
 - ✓ Si la presión es Menor al 1000 psi aumente el 30% de la última tasa del régimen matricial.
 - ✓ Si la presión es mayor a 1000 psi aumente el 10% de la última tasa del régimen matricial.

- Una vez se establezca esta tasa, verificar en el gráfico Q vs P la tendencia (Matricial o Fractura), como se ve en el ejemplo de la Figura 19.
 - ✓ Si se encuentra en fractura, realizar aumentos cada 0.1 BPM hasta completar las 5 tasas restantes.
 - ✓ Si no se encuentra en fractura, realizar una variación de 0.2 BPM y repetir el punto anterior

Figura 19. Ejemplo de Grafico Q vs P Durante una Prueba de Inyectividad.



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

El análisis de esta etapa del protocolo permite la determinación de variables importantes como la presión y el gradiente de fractura, sin embargo, este no se explicara por no ser parte del alcance de este trabajo.

3.1.3. Etapa 3: Step Down Test y Declinación de Presión

La etapa final del protocolo se realiza con el objetivo de evaluar el comportamiento de una Minifrac y de esta manera determinar que elemento domina la presión de la zona, de esta manera se puede evaluar la necesidad o no de realizar algún tipo de estimulación ya sea mecánica o química. Esta etapa se desarrolla de la siguiente manera:

- Se deben garantizar 4 tasas en régimen de fractura, las cuales deben encontrarse en el rango de las 3 tasas más altas del régimen de fractura en el SRT.

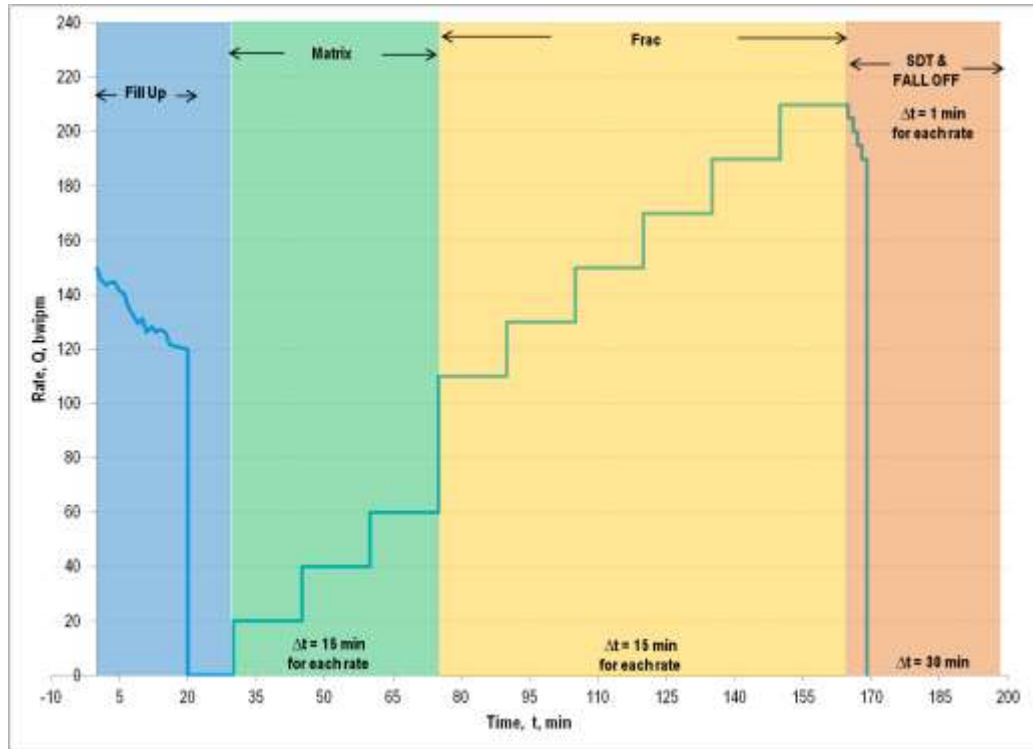
- Apagar la bomba y permitir declinación a Cero psi. Si en 30 minutos no se ha logrado el Cero liberar presión.

Al igual que el régimen de fractura el análisis de esta etapa no hace parte del alcance de este proyecto. Algunas recomendaciones para tener en cuenta durante la ejecución de las pruebas son:

- Las tasas de las etapas 1 y 2 deben ser isócronas y las tasas del SDT debe realizarse en intervalos de 1 minuto.
- La escala de la gráfica debe ser modificada cuantas veces se requiera durante la prueba.
- La verificación de la estabilización de la presión debe ser confirmada tanto visualmente en la gráfica como el análisis de deltas de presión a intervalos de tiempo constante de 1 minuto.
- La captura de datos debe hacerse cada 15 segundos para las tasas del protocolo.

En resumen el comportamiento de las tasas del protocolo de pruebas debe observarse de acuerdo con la Figura 20.

Figura 20. Protocolo de Pruebas SRT.



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

3.2. INTERPRETACION DEL PROTOCOLO

Para la interpretación de los resultados de estas pruebas se elaboró una hoja de cálculo en MS Excel que, de una manera más simple, permite la interpretación de las pruebas y su posterior uso para la selección de válvulas mediante el análisis nodal. Para la interpretación de la prueba se siguen los siguientes pasos:

- Cargar inicialmente la información básica del pozo y de la zona que se sometió a la prueba, en la hoja de datos del pozo como lo muestra la Figura 21. Los datos básicos que deben ser cargados son:

- ✓ Nombre del Pozo.
- ✓ Nombre de la Zona.
- ✓ Tipo de Prueba.
- ✓ Presión de Yacimiento, psi.
- ✓ Índice de inyectividad estimado, BWIPD/psi.
- ✓ Tasa Total de Inyección, BWIPD.
- ✓ Tasa de Inyección Deseada en la Zona, BWIPD.
- ✓ Profundidad de la Zona (punto medio de perforados), ft.
- ✓ Porosidad, %.
- ✓ Permeabilidad Absoluta, md.
- ✓ Coeficiente de Descarga De los Perforados.
- ✓ Diámetro de entrada de los perforados, in.
- ✓ Longitud total de los perforados, ft.
- ✓ Densidad de perforados.
- ✓ Presión en cabeza disponible al momento de la operación, psi.
- ✓ Caída de presión a través de la válvula, psi.
- ✓ Caída de presión a través del cheque, psi.
- ✓ Diámetro interno de la tubería, in.
- ✓ Diámetro interno del revestimiento, in.

Figura 21. Entrada de datos básicos del pozo.

CIRA2533 - Well Data -Group - I - Pre Swabbing 

Well Name		CIRA2533	Well No.	1
Well No.		1		
Type		Pre Swabbing		
Injection Data				
Injection Pressure (psi)		400		
Estimated Injection Volume (bbl/Day)		0.13		
Total Injection Rate (bbl/Day)		1.960		
Injection Interval (Days)		300		
Injection Rate (bbl/Day)		1.960		
Injection Rate (bbl/Day)		0.344		
Porosity (%)		35%		
Permeability (md)		600		
Perforation Data				
Perforation Depth (ft)		1		
Perforation Length (ft)		0.40		
Perforation Diameter (in)		0.5		
Perforation Density (SPF)		8		
Perforation Depth (ft)		1.00		
Completion Data				
Well Case		1.750		
Well Case ID		200		
Well Case Length (ft)		0.5		
ID Tubing (in)		2.441		
ID Tubing ID		0.110		

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

- Adicionalmente es necesario ingresar la trayectoria del pozo en la hoja destinada para esto. Figura 22.

Figura 22. Entrada de datos básicos del pozo.

Measured Depth (ft)	Incl.	Azim.	Vertical Depth (ft)
0	0	0	0
325	0.314	353.3	325
362	0.35	353.3	362
393	0.49	359.65	393
424	0.44	32.28	424
454	0.46	29	454
484	0.68	15.53	483.99
515	0.67	14.13	514.99

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

- Cargar la información de la prueba (Tiempo, Caudal y Presión) en la hoja destinada para este fin. Figura 23.

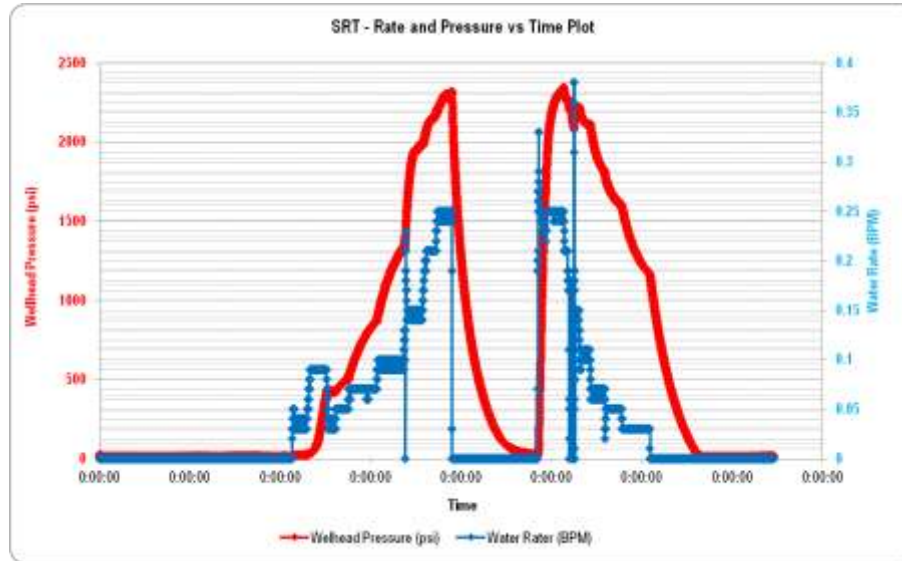
Figura 23. Carga de datos de la prueba SRT

DATE	TIME	TR PRESS	SLUR RATE
mm/dd/yyyy	hh:mm:ss	psi	bbl/min
3/28/2015	01:12:37	22	0
3/28/2015	01:12:38	22	0
3/28/2015	01:12:39	22	0
3/28/2015	01:12:40	27	0
3/28/2015	01:12:41	22	0
3/28/2015	01:12:42	22	0
3/28/2015	01:12:43	22	0

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

- Una vez la información se encuentre cargada, en la hoja llamada: “1. Conv Analysis” se encontrara la gráfica de caudal y presión vs tiempo de la prueba, Figura 24, en esta grafica se seleccionara para cada caudal la presión correspondiente y se ingresara en la tabla de datos estableciendo para este punto el régimen de inyección, matricial o fractura, en el cual se encuentra la tasa seleccionada, Figura 25.
- Finalmente en la hoja llamada: “2. Matrix Analysis” se muestra la comparación de la inyectividad obtenida por el modelo petrofísico y por la prueba de inyectividad. En esta grafica es posible observar la diferencia en las inyectividades tanto medidas como calculadas y de esta manera la capacidad de inyección de la zona. Figura 26.

Figura 24. Grafica de Caudal y Presión Vs Tiempo



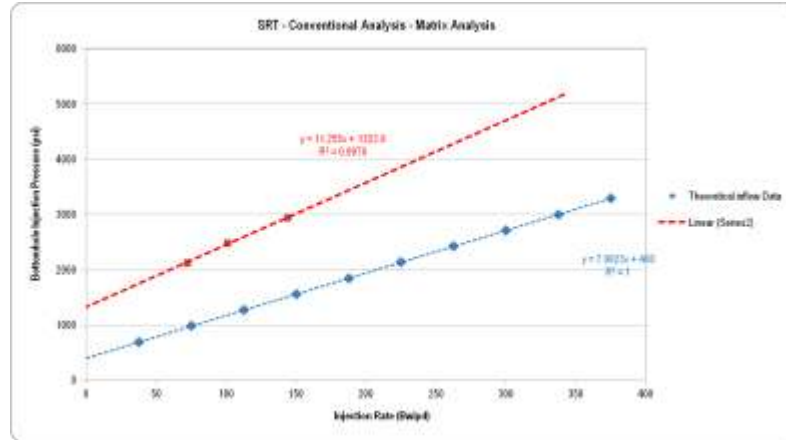
Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

Figura 25. Puntos Seleccionados a partir de la gráfica Caudal y Presión Vs Tiempo

SRT TEST ANALYSIS					
Use Point	Regime	Rate (BPM)	WHP (Psi)	RATE (BWIPD)	BHIP (PSI)
Yes	Matrix	0.05	448	72	2120
Yes	Matrix	0.07	809	100.8	2481
Yes	Matrix	0.1	1263	144	2935
Yes	Frac	0.15	1958	216	3630
Yes	Frac	0.21	2132	302.4	3804
Yes	Frac	0.25	2288	360	3960

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

Figura 26. Comparación de inyectividad medida y calculada



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

3.3. CONSTRUCCION DEL MODELO DE ANALISIS NODAL®

Para la selección de las válvulas se usan los conceptos de Análisis Nodal® con el fin de determinar le punto de operación a una presión disponible y la respectiva capacidad de inyección este. De acuerdo con los pasos para el desarrollo del Análisis Nodal® presentado en el capítulo 2, la construcción de este modelo se desarrollara de la siguiente manera:

3.3.1. Selección del Nodo Solución.

Para seleccionar el nodo solución es necesario detenerse en el objetivo de la metodología, el cual es la selección de la válvula reguladora de flujo correcta para la zona, adicionalmente es importante tener en cuenta que la herramienta de

registro del caudal de inyección cuando el pozo se encuentra en operación mide el caudal justo frente a los perforados, es decir, una vez pasa a través de la válvula y el cheque del mandril.

Para seleccionar este como el nodo de solución deben conocerse las diferentes presiones a través de la sarta, que en este caso es afirmativo, sin embargo, existe una incertidumbre con respecto a la caída de presión a través de la válvula y el cheque.

Los fabricantes de las válvulas aseveran que esta caída es de alrededor de 250 psi por esta razón se asume este valor como la caída de presión a través de este elemento con lo cual podemos conocer ahora el comportamiento de la presión a lo largo del pozo y hasta el nodo de solución seleccionado.

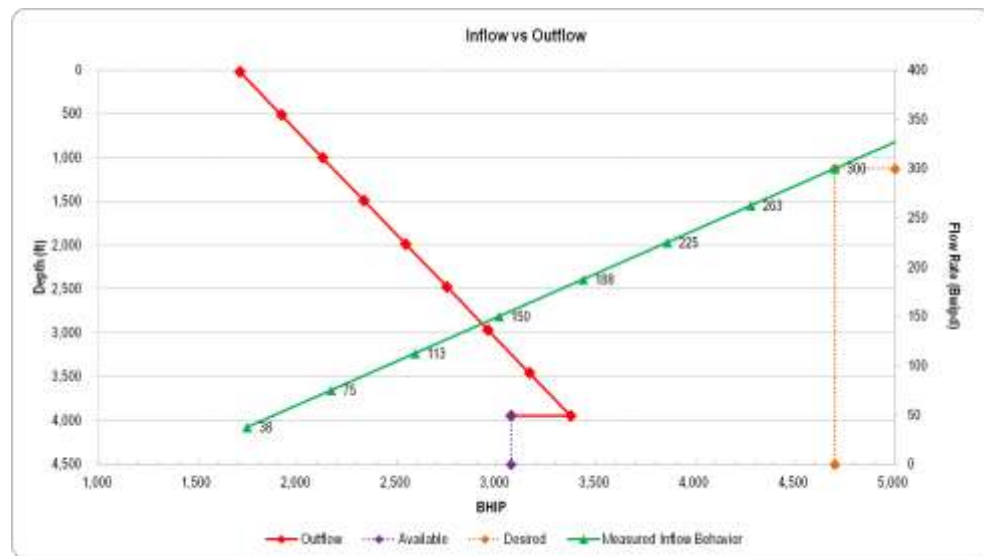
3.3.2. Construcción de las curvas de Inflow y Outflow

Aunque para el presente caso de estudio se tratan pozos inyectoros llamaremos curva de inflow al comportamiento de la inyektividad del pozo, para nuestro caso, esta curva se estableció por medio del análisis de la prueba de inyektividad.

La curva de outflow, definida por el comportamiento de la presión desde cabeza de pozo hasta el nodo de solución. Para construir esta curva se parte desde la presión en cabeza disponible y se calcula teniendo en cuenta las pérdidas por fricción y la caída a través de la válvula y el cheque.

El modelo de análisis nodal es construido de manera automática y puede ser observada en la hoja llamada: “4. Nodal Analysis”, en esta se puede observar en una misma grafica las curvas de inflow y outflow y tanto la presión disponible frente a los perforados como la presión requerida para inyectar el caudal deseado. Figura 27.

Figura 27. Curvas de Inflow y Outflow del modelo de análisis nodal.



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

3.3.3. Determinación de la tasa de flujo correcta

La tasa de flujo seleccionada será la resultante de cruzar la presión disponible frente a perforados con la curva de comportamiento de la inyectividad del pozo, con esto se obtendrá la tasa disponible a esta presión y por lo tanto la tasa a inyectar.

Para este modelo de análisis se parte de las máximas presiones disponibles de trabajo, por esta razón, la sensibilidad que se pueda realizar radica en la posibilidad de aumentar la presión de inyección en cabeza, sin embargo, esta solo puede llegar hasta lo operativamente posible y al inicio del análisis este es uno de los parámetros de entrada. Por otra parte, es posible analizar la posibilidad de mejorar la inyectividad de la zona por medio de algún tipo de estimulación, sin embargo, este análisis requiere de mayor detalle y no hace parte del alcance de este trabajo. En todo caso, si se realiza algún tipo de estimulación será necesaria una nueva prueba de inyección con el fin de construir la nueva curva de inflow.

3.3.4. Selección de Válvulas

Teniendo en cuenta la presión disponible y la tasa posible a esta, se seleccionara la válvula adecuada con base en la tasa deseada así:

- Si el caudal obtenido a la presión disponible excede el caudal deseado, se debe escoger una válvula con una regulación ajustada y hasta máximo un 20% del caudal deseado.
- Si el caudal obtenido a la presión disponible es igual o menor al caudal deseado se seleccionara una válvula sin regulación definida (máximo caudal).

4. CONCLUSIONES

- La medición de las variables del yacimiento y su comparación con los parámetros teóricos de los modelos petrofísicos, se convierte en un importante paso para mejorar las condiciones operativas de cada pozo inyector.
- El uso adecuado de pruebas de inyectividad permite al grupo de ingeniería de La Cira Infantas, no solo la estimación de la capacidad de flujo de los pozos sino la identificación de problemas adicionales que se pueden presentar en el yacimiento.
- Por medio de los conceptos básicos de análisis nodal es posible dar recomendaciones mucho más acertadas para la selección de las válvulas reguladoras de flujo.
- Es importante conocer de manera más detallada el comportamiento de la presión a través de las válvulas reguladoras de flujo, de esta manera es posible un mejor ajuste del modelo de análisis nodal.
- La correcta selección de las válvulas reguladoras de flujo permite ajustar la inyección de cada zona maximizando la eficiencia vertical y con esto el recobro de aceite.
- Muchos de los análisis de las pruebas de inyectividad pueden realizarse en herramientas sencillas como Excel, así es posible reducir los costos asociados a las licencias de herramientas de análisis especializado.

BIBLIOGRAFÍA

- Barrero, D. (2007). *Colombia Sedimentary Basins*. Bogota: ANH.
- Cabarcas, M. (2013). *Curso de optimizacion integral de sistemasde produccion con analisis nodal*. Bucaramanga: Material de Curso.
- Cobb, W., & Smith, J. (2013). *Waterflooding: Surveillance and Optimization*. Houston: Material del Curso.
- Corporation, F. J. *Patent No. 4,444,710*. United States of America.
- Economides, M., & Nolte, K. (2008). *Reservoir Stimulation*. Houston: Prentice Hall.
- Lizak, K., Barto, K., Self, F., Izquierdo, G., & Al-Mumen, M. (2006). New analysis of step-rate injection tests for improved fracture stimulation design. *Saudi Aramco Journal of Technology* , 8-17.
- Olarte, P., Amaya, R., Cortes, G., Artola, P., & Yeguez, R. (2010). SPE 138860 World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injection Completion: Casabe Field. *SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pp. 1-10). Lima: Society of Petroleum Engineers.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyeccion de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Perez, M. I., & Calderon, Z. (2010). *Orientaciones practicas para la elaboracion exitosa de trabajos de grado de ingenieria*. Bucaramanga: Division de Publicaciones UIS.
- Prieto, M. E., Owens, B., Lobo, A., & Fernandez, F. (2009). Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. *Latin American and Caribbean Petroleum Conference* (p. 9). Cartagena: SPE.
- Rose, S., Buckwalter, J., & Woodhall, R. (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.

Saxena, Pannigrahi, Singh, Prasad, Tripathi, & Ramanan. (2004). Application of step rate test in monitoring of dynamic layer pressures in Mumbai High South. *5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, (pp. 722-726). Hyderabad.

Triana, R., & Quintero, Y. (2009). Analisis de pruebas de presion (mini fall-off test) durante operaciones de fracturamiento hidraulico. *Revista Fuentes: El Reventon Energetico* , 19-27.