

**METODOLOGIA PARA ESTABLECER LOS PROCESOS DE RECOPIACION,  
INTERPRETACION Y ANALISIS DE STEP RATE TEST (SRT) EN EL CAMPO  
CASABE**

**MONICA CECILIA GOMEZ GARCIA  
JHON EDGAR PINILLA VELASQUEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**METODOLOGIA PARA ESTABLECER LOS PROCESOS DE RECOPIACION,  
INTERPRETACION Y ANALISIS DE STEP RATE TEST (SRT) EN EL CAMPO  
CASABE**

**MONICA CECILIA GOMEZ GARCIA  
JHON EDGAR PINILLA VELASQUEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Director  
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ  
Ingeniero de Petróleos, Msc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*Este gran logro se lo dedico a:*

*A Dios, por darme la salud y la fortaleza para afrontar los obstáculos que han aparecido a lo largo de mi vida; por guiarme a través del camino correcto y por ser partícipe de este sueño con sus innumerables bendiciones.*

*A mis padres, por ser el motor de mi vida, por estar ahí cuando los he necesitado; por hacer de mí una persona íntegra llena de grandes valores y con grandes visiones. Gracias papá, gracias mamá, por hacer esto posible.*

*A mi hermano, por ser mi amigo de sangre, que a pesar de ser menor ha logrado ser un apoyo importante en esta etapa de mi vida.*

*A mi tía María Tránsito y mi tío Salomón, por brindarme la oportunidad de iniciar con este sueño, por su apoyo incondicional a lo largo de este proceso; por ser "mis segundos padres" mientras estuve en el socorro y por comprenderme durante este periodo.*

*A mi tío Leonardo y mi tía Hortencia, por su incesante apoyo durante esta fase de mi vida. Por estar pendientes de mí en todo momento y motivarme a seguir con este objetivo.*

*A toda mi familia, por sus consejos, su tiempo y su ayuda constante.*

*A mi compañera Mónica, que más que compañera ha sido mi amiga y a su familia, por su gran apoyo en este proceso. Gracias Mónica por estos seis años de alegrías, tristezas, peleas, contradicciones y demás. .9.*

*A Daniel, mi mejor amigo, mi hermano, mi colega y a su familia, por ser parte importante de este sueño; por ser un gran apoyo durante los últimos años.*

*Gracias totales*

*Jhon E Pinilla*

## DEDICATORIA

*Gracias mi señor Dios rey del universo, porque siempre estuviste conmigo en este proceso, porque contigo todo fue posible, gracias por darme la fuerza y sabiduría necesarias para continuar, por llenarme de paz y abundantes bendiciones. Toda la gloria es para ti.*

*A ella que me dio la vida, luchadora incansable, mi amiga, mi consejera, mi paño de lágrimas, mi escudo, mi refugio, mi motor, mi todo, gracias infinitas mamá Aura.*

*Al hombre de mi vida, mi papito Germán, este título es para ti, gracias por darle a tu “pedacito de hidrocarburo” la oportunidad de lograr este sueño, por tu esfuerzo, dedicación, total entrega y amor profundo, por llenar mis días de alegría y de una razón para seguir.*

*Gracias mi Pao, porque más que mi hermana te has convertido en mi segunda mamá, gracias por estar siempre para mí, por apoyarme, aconsejarme, guiar mis pasos y darme tanto amor.*

*Soy feliz de pertenecer a un hogar maravilloso, ustedes son la razón de mis días, mi fuente de inspiración, el mejor motivo para sonreír, para luchar por un mejor mañana, los amo infinitamente.*

*A la familia García Aparicio, ¡mi segundo hogar!, a mi tío Jesús García quien siempre motivó en mí el amor por la Ingeniería de Petróleos; a quien se ha convertido en mi madre sustituta, mi tía Marleny; a mi primo Chuchito y a la mejor prima de todas, Laura, mi “Gato”, mi compañía, mi cómplice, gracias por acogerme en su hogar, por apoyarme en todo y motivarme a superar cada piedra del camino.*

*A Jhonpi, mi amigo y compañero de lucha, gracias colega por haberme acompañado durante este tiempo.*

*A toda mi familia y amigos que me vieron crecer y estuvieron ahí con una sonrisa, una palabra de aliento, gracias por ayudarme a alcanzar mis sueños.*

*Meta cumplida.*

*Mónica.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestro total agradecimiento a aquellas personas que con su apoyo fueron partícipes en la realización de este proyecto.

A nuestro director de proyecto Fernando Enrique Calvete González, por confiar en nosotros, por ser nuestro guía y concejero durante el desarrollo de este proyecto y nuestro ciclo como estudiantes, gracias por acrecentar nuestro amor por la ingeniería de petróleos.

A nuestro compañero y amigo Jeyson Acevedo, quien con su ayuda desinteresada se convirtió en nuestro “ángel caído del cielo”, este proyecto es gracias a ti.

Al equipo de ingeniería y yacimientos de la Alianza Casabe SCHLUMBERGER – ECOPETROL, por abrirnos las puertas y darnos la oportunidad de llevar a cabo este proyecto y de ampliar nuestros conocimientos.

Al ingeniero Gerson Pérez de ECOPETROL, por ser parte importante en la realización de este proyecto, quien con su disposición y experiencia estuvo ahí apoyándonos, aconsejándonos y haciendo que nuestras dudas encontraran una solución.

A la ingeniera Yulieth Martínez de SCHLUMBERGER, por su inmensa colaboración, dedicación y paciencia durante la ejecución de este trabajo. Gracias ingeniera por convertirse en nuestra amiga y confiar en que esto era posible.

A nuestros compañeros Jonathan Monsalve, Oscar Peña y Lexly Ardila, quienes con sus conocimientos nos dieron una luz en el camino, orientándonos en el desarrollo de este trabajo y motivándonos para nunca desfallecer.

Gracias por todo.

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	20
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE .....	22
1.1 LOCALIZACION .....	22
1.2 RESEÑA HISTORICA .....	23
1.3 ESTRUCTURA.....	25
1.4 ESTRATIGRAFIA.....	27
1.4.1 Formación La Paz (Eoceno medio - Oligoceno inferior) .....	30
1.4.2 Formación Mugrosa (Oligoceno inferior a medio) .....	30
1.4.3 Formación Colorado (Oligoceno medio – Mioceno inferior) .....	31
1.4.4 Grupo Real. (Mioceno inferior a Mioceno superior).....	31
1.4.5 Formación Mesa.....	31
1.5 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO .....	32
1.6 CARACTERISTICAS DEL CAMPO.....	34
1.7 HISTORIA DE PRODUCCION .....	36
2. GENERALIDADES DE LA INYECCION DE AGUA.....	38
2.1 CONDICIONES OPERACIONALES .....	38
2.1.1 Tasa de Inyección .....	39
2.1.2 Presión de Inyección .....	39
2.1.3 Espaciamento entre Pozos.....	40
2.2 INYECCION DE AGUA EN CAMPO CASABE.....	40
2.3 INYECCIÓN SELECTIVA.....	43
2.3.1 Seguimiento y Evaluación de la Inyección con Sartas Selectivas .....	47
2.3.1.1 Pruebas de Inyectividad .....	47
2.3.1.2 Prueba de Trazadores Radioactivos .....	48

3. STEP RATE TEST (SRT).....	52
3.1 ASPECTOS DE MECÁNICA DE ROCAS, YACIMIENTOS E HIDRÁULICA DE LA OPERACIÓN .....	54
3.1.1 Consideraciones de Geomecánica.....	54
3.1.2 Consideraciones operacionales .....	57
3.1.3 Consideraciones del comportamiento de presión.....	59
3.2 APLICACIÓN DE SRT EN TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .	62
3.3 DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA .....	63
3.4 DISEÑO DE LA PRUEBA SRT .....	66
3.5 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA REALIZAR UNA SRT .....	67
3.6 APLICACIÓN DE LAS SRT EN CAMPO CASABE .....	70
3.6.1 Objetivos de la SRT en el Campo Casabe.....	71
3.6.2 Metodología para la ejecución de SRT .....	75
3.6.3 Programa Operacional .....	76
4. DEFINICION DE LA METODOLOGIA PARA LA RECOPIACION, INTERPRETACION Y ANALISIS DE SRT EN EL CAMPO CASABE.....	78
4.1 RECOPIACION, ORGANIZACIÓN Y CENTRALIZACION DE LA INFORMACION DE STEP RATE TEST, SRT.....	79
4.2 INTERPRETACION Y ANALISIS DE STEP RATE TEST, SRT .....	85
4.2.1 Metodología para la Interpretación de SRT.....	87
4.2.1.1 Técnica Convencional .....	88
4.2.1.1.1 Parámetros involucrados:.....	89
4.2.1.1.2 Paso a paso: .....	93
4.2.1.1.3 Técnica Alterna de Interpretación.....	97
4.2.1.2 Metodología para el Análisis de SRT .....	100
4.2.1.2.1 Análisis de Tendencias .....	101
4.2.1.2.2 Análisis Hall Plot.....	107
4.2.1.2.2.1 Método de análisis de pendiente.....	110
4.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGIA SRT PROPUESTA.....	113

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA SRT A LOS BLOQUES_STEP X & Y DEL CAMPO CASABE .....	119
5.1 RECOPIACION, ORGANIZACIÓN Y CENTRALIZACION DE LA INFORMACION DE SRT DE LOS BLOQUES_STEP X & Y .....	119
5.2 INTERPRETACION DE SRT DE LOS BLOQUES_STEP X & Y.....	123
5.3 ANALISIS DE SRT DE LOS BLOQUES_STEP X & Y .....	129
5.3.1 Resultados del Análisis de tendencias .....	129
5.3.1.1 Clasificación por CASOS .....	129
5.3.1.2 Identificación de similitud en comportamientos .....	133
5.3.2 Resultados del Análisis Hall Plot.....	141
6 CONCLUSIONES.....	148
7. RECOMENDACIONES .....	150
BIBLIOGRAFIA .....	152
ANEXOS .....	156

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica de Campo Casabe.....	22
Figura 2. Producción de petróleo e inyección de agua en el Campo Casabe .....	25
Figura 3. Ambiente estructural del campo Casabe.....	26
Figura 4. División por bloques del Campo Casabe .....	27
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del VMM .....	29
Figura 6. Esquema de inyección y producción del Campo Casabe. ....	41
Figura 7. Esquema de inyección de agua con sarta selectiva. ....	45
Figura 8. Esquema del ensamblaje de una sarta de inyección selectiva para un pozo en campo Casabe.....	47
Figura 9. Esquema de un ensayo multitrizador.....	50
Figura 10. Sonda de trazador radioactivo. ....	51
Figura 11. Esfuerzos principales sobre un elemento de roca.....	55
Figura 12. Flujo de trabajo general de SRT, Campo Casabe .....	80
Figura 13. Diagrama de flujo para la Recopilación, interpretación y análisis de SRT.....	113
Figura 14. Plantilla para la Interpretación de SRT mediante la Técnica Convencional. ....	124
Figura 15. Plataforma interactiva de Matlab, análisis Hall plot, Bloque_Step X&Y. .....	142
Figura 16. Resultados regresión del análisis de pendiente, Pyto. ....	144

## LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1. Comportamiento típico de una prueba de inyectividad.....	66
Grafica 2. Gráfico convencional del comportamiento de Presión de inyección vs Caudal de inyección.....	93
Grafica 3. Presencia de línea matricial y línea de fractura en una prueba de inyectividad. ....	95
Grafica 4. Determinación grafica de la presión de cierre. ....	96
Grafica 5. Comportamiento lineal de la gráfica BHTP vs Q. ....	97
Grafica 6. Técnica convencional, múltiples pendientes. ....	98
Grafica 7. Grafica técnica alterna para determinar presión de fractura.....	99
Grafica 8. Caso general de una prueba de inyectividad .....	101
Grafica 9. Caso especial, alta admisión.....	102
Grafica 10. Caso comunicación entre capas. ....	103
Grafica 11. Caso especial, baja admisión.....	104
Grafica 12. Caso especial, baja admisión con fractura. ....	105
Grafica 13. Caso especial, no fractura.....	106
Grafica 14. Hall Plot ideal .....	108
Grafica 15. Gráfico de Hall para identificar condiciones de la inyección.....	109
Grafica 16. Gráfico de análisis de pendiente .....	112
Grafica 17. Distribución porcentual de las pruebas SRT (Excel). ....	120
Grafica 18. Distribución porcentual de las pruebas SRT (.txt). ....	121
Grafica 19. Resultados análisis QA/QC.....	123
Grafica 20. Grafica convencional BHTP vs Q pozo UIS_STEP 37 – grupo No 2.	126
Grafica 21. Grafica técnica alterna pozo UIS_STEP 37 – grupo No 2.....	128
Grafica 22. Distribución de resultados análisis SRT por CASOS, BLOQUE_ STEP X&Y.....	131
Grafica 23. Distribución de resultados análisis SRT para las arenas A, BLOQUE_ STEP X&Y. ....	132

Grafica 24. Distribución de resultados análisis SRT para las arenas B, BLOQUE_ STEP X&Y. ....	133
Grafica 25. GRUPO A de pozos para la arena A2 .....	134
Grafica 26. GRUPO B de pozos para la arena A2 .....	135
Grafica 27. GRUPO C de pozos para la arena A2 .....	136
Grafica 28. GRUPO D de pozos para la arena A2 .....	136
Grafica 29. GRUPO E de pozos para la arena A2 .....	137
Grafica 30. GRUPO F de pozos para la arena A2 .....	137
Grafica 31. GRUPO I de pozos para la arena A2 .....	138
Grafica 32. GRUPO II de pozos para la arena A2 .....	138
Grafica 33. GRUPO III de pozos para la arena A2 .....	139
Grafica 34. GRUPO IV de pozos para la arena A2 .....	139
Grafica 35. GRUPO V de pozos para la arena A2 .....	140
Grafica 36. Grafica de Hall para el grupo 2 del pozo UIS_STEP 37. ....	143
Grafica 37. Análisis de la pendiente para el grupo 2 del pozo UIS_STEP 37. ....	144
Grafica 38. Gráfico de Hall Modificado para el grupo 2 del pozo UIS_STEP 37. .	145
Grafica 39. Distribución porcentual resultados análisis Hall Plot. ....	146

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de Campo Casabe.....	32
Tabla 2. Propiedades de los fluidos de Campo Casabe .....	33
Tabla 3. Presiones, Temperaturas iniciales y Gradientes de Presión y Temperatura de los yacimientos en el Campo Casabe. ....	33
Tabla 4. Caudales de inyección para las arenas del Campo Casabe.....	74
Tabla 5. Duración de la etapa de flujo de acuerdo a la permeabilidad de la formación. ....	91
Tabla 6. Reporte de la recopilación de pruebas SRT de los Bloques_Step X&Y.	121
Tabla 7. Pozos Inyectores SS en estudio. ....	122
Tabla 8. Datos SRT del pozo UIS_STEP 37 – grupo No 2. ....	125
Tabla 9. Parámetros obtenidos de la interpretación pozo UIS_STEP 3, grupo No2. .....	126
Tabla 10. Datos para interpretación mediante técnica alterna pozo UIS_STEP 37 – grupo No 2. ....	127
Tabla 11. Resultados del análisis por CASOS de SRT, BLOQUE_ STEP X&Y.	130

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Compilado SRT BLOQUE_STEP X&Y, POZO UIS_STEP 37. ....	156
Anexo B. Interpretación SRT BLOQUE_STEP X&Y .....	158
Anexo C. Resultados analisis de tendencias por Casos y Hall Plot.....	165
Anexo D. Analisis de tendencias similares y determinación de parámetros promedio para cada arena evaluada.....	170

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGIA PARA ESTABLECER LOS PROCESOS DE RECOPIACION, INTERPRETACION Y ANALISIS DE STEP RATE TEST (SRT) EN EL CAMPO CASABE\*.

**AUTORES:** MONICA CECILIA GOMEZ GARCIA.

JHON EDGAR PINILLA VELASQUEZ\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Campo Casabe, Inyección selectiva de agua, Step Rate Test, Presión de fractura.

### DESCRIPCIÓN:

En este trabajo de grado se planteó el desarrollo de una metodología con base en la información obtenida tras la ejecución de *Step Rate Tests* (SRT) con el objetivo de asegurar la obtención de parámetros fundamentales como la Presión de fractura y determinar el comportamiento de inyectividad que presentan las formaciones evaluadas.

En primer lugar se presentó una descripción del Campo en estudio, las características de la Inyección selectiva de agua como método de recuperación secundaria empleado en el campo y la base conceptual de las pruebas SRT, identificando los procesos de diseño y ejecución.

Se definieron los flujos de trabajo para los procesos de recopilación y organización de la información, luego se estableció el proceso de interpretación haciendo uso de la técnica convencional y su comparación con la técnica alterna y finalmente se planteó un análisis cualitativo de SRT mediante el uso de dos enfoques diferentes: análisis de tendencias y análisis Hall plot.

De los resultados obtenidos a partir de su aplicación en dos bloques se concluyó que el proceso de recopilación permite el acceso y control de las pruebas evitando su pérdida; la técnica alterna de interpretación genera una estimación más aproximada de la Presión de fractura y los bloques en su mayoría presentan buena admisión del fluido inyectado sirviendo de base para la búsqueda de mejoras operativas en el campo.

---

\* Proyecto de Grado.

\*\*Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director MSc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY TO ESTABLISH PROCESSES OF COLLECTION, INTERPRETATION AND ANALYSIS OF STEP RATE TEST (SRT) IN CASABE FIELD\*.

**AUTHORS:** MONICA CECILIA GOMEZ GARCIA.

JHON EDGAR PINILLA VELASQUEZ\*\*.

**KEY WORDS:** Casabe Field, Selective Waterflooding, Step Rate Test, Fracture Pressure.

### DESCRIPTION:

In this degree project the development of a methodology based on the information obtained after the running of the Step Rate Tests (SRT) was set out with the objective of ensuring the obtaining of fundamental parameters as fracture pressure and determining injectivity behavior of the evaluated formations.

In the first place, a description of the field, the characteristics of selective water injection as the secondary recovery method used in the field and the conceptual basis of Step Rate Test by identifying processes of design and realization were presented.

The workflows of information collection and organization processes were defined, later the process of interpretation by using the conventional technique and its comparison with the alternative one was established and finally a qualitative analysis of Step Rate Test was set out by using two different approaches; trends analysis and Hall plot analysis.

From the results obtained from its application in two blocks of the field was concluded that the collection process allows access and control of the tests by preventing its loss, the alternative interpretation technique generates a rough estimate of the fracture pressure and the blocks mostly have good intake of fluid injected serving as the basis for seeking operational improvements in the field.

---

\* Degree Project.

\*\*Chemical-Physical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Dir. MSc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

## INTRODUCCION

El campo Casabe es un campo maduro con potencial de hidrocarburos considerable cuya extracción de crudo desde finales de la década de los 70 se ha llevado a cabo mediante la inyección de agua como método de recuperación secundaria. Debido a la heterogeneidad del yacimiento y a los procesos de inyección convencional con presión y caudal constantes en todas las formaciones atravesadas por un pozo, se desencadenaron diversos problemas operativos tales como la canalización del agua inyectada que a su vez causaba el irrumpimiento prematuro en los pozos productores, lo cual se tradujo en problemas de arenamiento, colapsos, daños en equipos de fondo, reducción en la eficiencia de la inyección y numerosas áreas de petróleo sin llegar a ser barridas. Fue gracias a la implementación de sartas selectivas que se lograron superar gran parte de estos problemas lo cual se alcanzó mediante la alianza estratégica entre Ecopetrol S.A y Schlumberger.

Históricamente en el campo Casabe, durante las operaciones de completamiento de pozos inyectores con sarta selectiva, se propuso la realización de pruebas de inyektividad con dos objetivos principales: determinar si las zonas presentaban aislamiento hidráulico y medir la capacidad de admisión de los grupos de inyección. En el campo, se han realizado una considerable cantidad de pruebas SRT que por su naturaleza son una importante fuente de información de diferentes propiedades de las formaciones de interés, sin embargo estas pruebas han sido subestimadas.

Con este proyecto se busca diseñar una metodología que permita establecer los procesos de recopilación, organización, interpretación y análisis de *Step Rate Test* (SRT), realizadas en los pozos inyectores con sarta selectiva del campo, con el objetivo de asegurar la obtención de parámetros fundamentales como la Presión

de fractura, que permitan optimizar los trabajos realizados en proyectos de inyección de agua selectiva, identificando oportunidades de mejoras operativas en el campo.

El proyecto plantea en primer lugar una descripción del Campo en estudio y sus generalidades haciendo hincapié en las características de la Inyección selectiva de agua. A continuación se presenta una revisión literaria de los conceptos asociados con las pruebas SRT, identificando los procesos de diseño y ejecución de las mismas a nivel global y se describe el procedimiento operacional así como los resultados obtenidos tras su aplicación en el campo en estudio.

Seguido a lo anterior, se define un flujo de trabajo para los procesos de recopilación, organización y centralización de la información involucrada en el desarrollo de la pruebas. Luego se establece el proceso de interpretación mediante el uso de dos técnicas con el fin de obtener el mayor número de parámetros posibles y a continuación se plantea un análisis cualitativo de *SRT* usando dos enfoques con el fin de caracterizar el comportamiento de inyectividad que presentan cada una de las arenas probadas.

Posteriormente se desarrolla la aplicación de la metodología propuesta sobre las pruebas seleccionadas que fueron realizadas en pozos inyectoros pertenecientes a dos de los ocho bloques del campo Casabe, generando bases de datos con los resultados obtenidos a partir de la aplicación de esta metodología. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas tras el desarrollo del proyecto.



## 1.2 RESEÑA HISTORICA

El campo fue descubierto en 1941 mediante la perforación del pozo CSBE1 en las arenas A1 y fue completado por la compañía Shell de Colombia, sin embargo, este comenzó su producción hasta junio de 1945. Para 1958 el campo logró su desarrollo completo teniendo 448 pozos perforados con espaciamiento promedio de tres acres, 10 de los cuales resultaron ser secos.

Las reservas estimadas oficiales inicialmente de aceite in situ fueron de 1300 MBIs; no obstante, un estudio realizado en el año 2008, a partir de la nueva interpretación sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1750 MBIs. En 1954, el campo alcanzó su tasa máxima de producción con 46000 BOPD a partir de 414 pozos; producción que en ese entonces correspondía aproximadamente al 26% de la producción anual de Colombia<sup>2</sup>.

Durante este periodo los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil, los cuales se mantuvieron hasta finales de la década de los 70's obteniéndose un factor de recuperación primaria del 13%; sin embargo, para ese entonces, la tasa de declinación era considerable, hasta el punto en el que la producción se había reducido a casi 5000 BOPD.

Para revertir esta tendencia, ECOPETROL S.A inició en 1979 la explotación secundaria del campo con la implementación de tres pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación la Mesa, sin embargo, fue hasta el 17 de febrero de 1982, que se aprobó la realización del proyecto "Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante la inyección de agua".

A partir de 1985 y con base en los buenos resultados obtenidos con los tres pilotos, se decidió extender la estrategia para todo el campo, mediante patrones

---

<sup>2</sup>MAYORGA, Diana. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2011. p. 21.

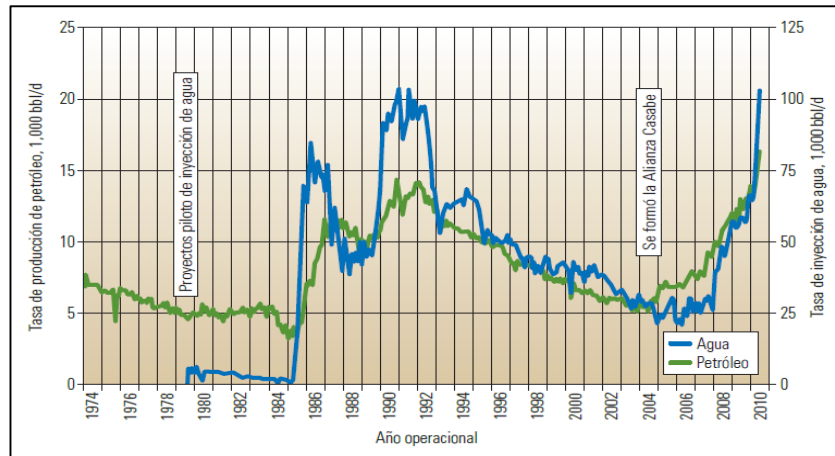
de cinco puntos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en Junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en Diciembre de 1988.

Para el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores. Este mecanismo permitió incrementar la producción sustancialmente en relación a la declinación que marcaba el campo para la época.

Durante este período de recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, lutitas hinchables, areniscas heterogéneas y petróleos viscosos conspiró contra la efectividad del programa de inyección de agua, de tal forma que el agua inyectada irrumpió prematuramente en los pozos productores lo cual indicaba la existencia de petróleo pasado por alto. La producción de arena se observó en un alto porcentaje de pozos, lo cual contribuyó a su colapso y causó la falla de los equipamientos de fondo de pozo.

Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar estos problemas y el proceso de inyección perdió efectividad en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleo; desde 1996 en adelante, las tasas de producción declinaron entre 7% y 8% por año (ver Figura 2).

**Figura 2.** Producción de petróleo e inyección de agua en el Campo Casabe



**Fuente:** AMAYA, Mauro, et, al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera de 2010. vol. 22, no.1, p. 4.

En el año 2004 se firmó la Alianza tecnológica entre Ecopetrol S.A y Schlumberger con el objetivo de revitalizar el campo mediante la aplicación de métodos actualizados de manejo de yacimientos de alta complejidad, lo cual tenía como finalidad la implementación de nuevas tecnologías y la optimización de costos operativos. La alianza logro revertir la declinación de la producción: desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5200 a más de 16000 BOPD. Además, el factor de recuperación final estimado aumentó, pasando de 16% a 22% del petróleo original en sitio (OOIP)<sup>3</sup>.

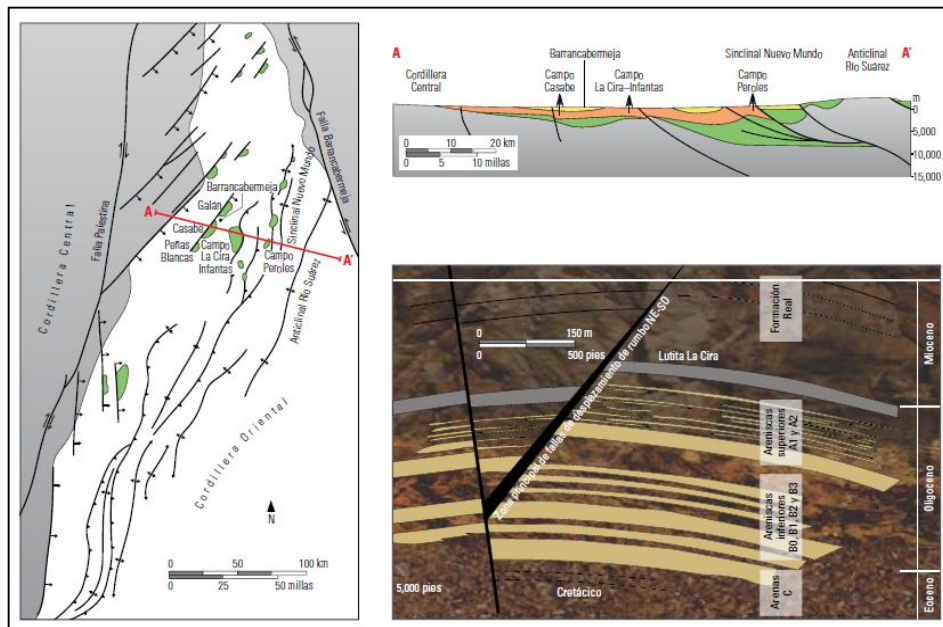
### 1.3 ESTRUCTURA

El Campo Casabe presenta una estructura anticlinal asimétrica de 8 Km de largo y 3 Km de ancho con buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del

<sup>3</sup>AMAYA, Mauro, et, al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera de 2010. vol. 22, no. 1, p. 5.

Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de entrapamiento del Terciario. Este anticlinal tiene un cierre en las tres direcciones, un flanco Este bien definido y una inclinación hacia el Sur. La inclinación Norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa (ver Figura 3).

**Figura 3.** Ambiente estructural del campo Casabe.

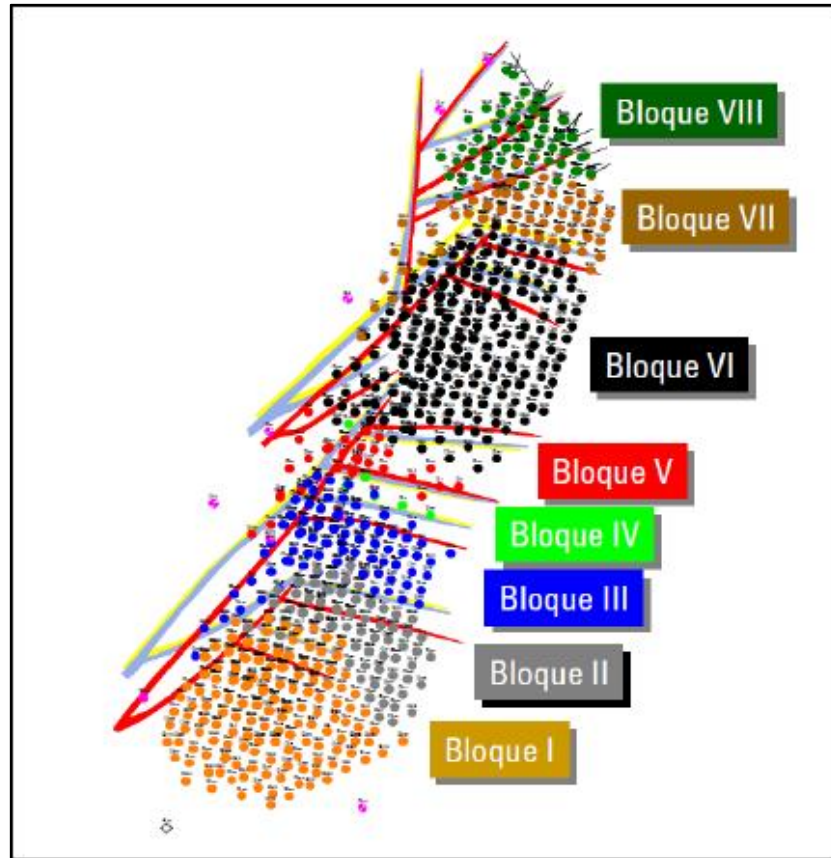


**Fuente:** AMAYA, Mauro, et, al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera de 2010. vol. 22, no.1, p. 6.

La distribución de las fallas geológicas asociadas, perpendiculares a la falla principal, identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho (8) bloques operativos, siendo el Bloque I el localizado en el extremo sur y el Bloque VIII en el extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo, corresponde al bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos realizados. Adicionalmente, se cuenta con los campos Peñas blancas a unos 7 Km y Casabe Sur a unos 4 Km en dirección sur

al campo Casabe, con un desarrollo menos agresivo. La división por bloques del campo Casabe<sup>4</sup> se muestra en la Figura 4.

**Figura 4.** División por bloques del Campo Casabe



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

#### 1.4 ESTRATIGRAFIA

La estratigrafía del campo Casabe muestra los eventos tectónico-sedimentarios que tuvieron lugar en el proceso de formación de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena. El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Mega-secuencia dominante corresponde a

<sup>4</sup> MAYORGA, Diana. Op. Cit. p. 22.

depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito conocido como la formación Girón<sup>5</sup>.

Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca tipo Retroarco, al Este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias de arena y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno A Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzo feldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositadas en ambientes fluviales trenzados y meandriformes (ver Figura 5).

A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya secuencia está representada por el depósito del grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía.

El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa.

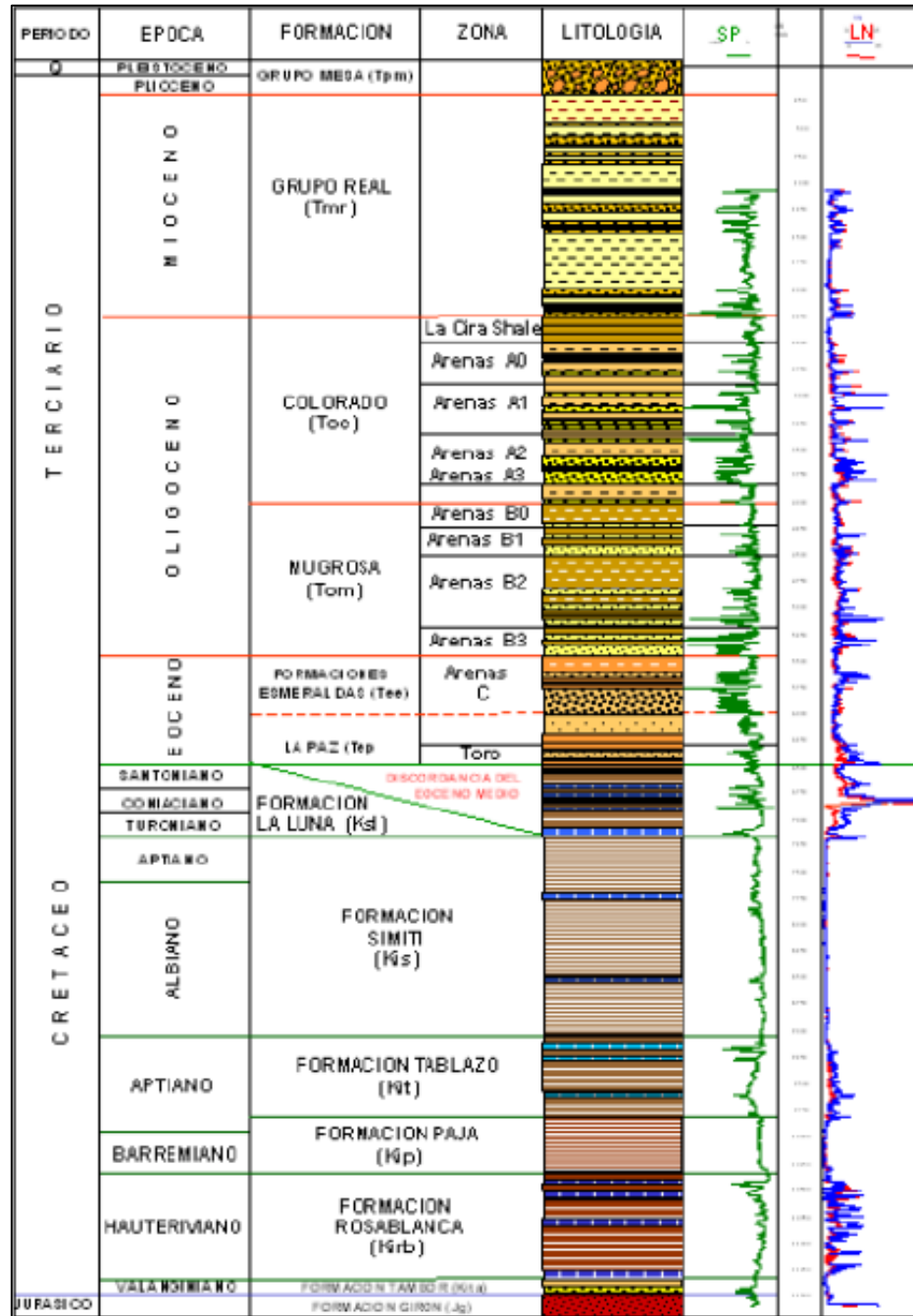
Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado o arena A, Mugrosa

---

<sup>5</sup> ECOPETROL S.A. En: Brochure, Área Casabe. p. 2.

o arena B y La Paz o arena C, pertenecientes a los periodos Terciario medio, bajo-medio y bajo respectivamente, con profundidades que oscilan de los 2200-5600 ft.

**Figura 5.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del VMM



Fuente: ECOPETROL S.A. En: Brochure, Área Casabe. p. 2.

A continuación se hace una descripción de las formaciones presentes en el Periodo terciario de base a tope y entre ellas las productoras y las unidades operacionales en las que se encuentran subdivididas.

**1.4.1 Formación La Paz (Eoceno medio - Oligoceno inferior).** Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como El Toro, que se compone de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y ocasionalmente, pirita, siderita y mica.

**1.4.2 Formación Mugrosa (Oligoceno inferior a medio).** Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzofeldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1.500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base.

Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente. La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa.

Las arenas B0 o A3, presentan bajo desarrollo de arenas, generalmente de color gris claro, con granulometría gradacional de fino a medio hacia el tope y de medio

a grueso hacia la base con intercalaciones de conglomerados y gravas principalmente con granos de cuarzo y fragmentos de chert. Ocasionalmente aparecen epidota y mica como minerales secundarios. Las arcillas se presentan intercaladas en estratos gruesos a muy gruesos, de color gris verde claro, abigarradas, duras y con niveles arenosos hacia la base.

**1.4.3 Formación Colorado (Oligoceno medio – Mioceno inferior).** Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es suprayacida discordantemente por el horizonte fosilífero de La Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1.400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope.

**1.4.4 Grupo Real. (Mioceno inferior a Mioceno superior).** Incluye las formaciones: Real inferior, medio y superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticos y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. Es almacenadora en el campo Bonanza, pero su mayor importancia económica radica en su efecto de enterramiento sobre las rocas generadoras del Cretáceo superior.

**1.4.5 Formación Mesa.** Corresponde a la última formación depositada en la secuencia estratigráfica que se encuentra en el Campo Casabe (Plioceno a Reciente). Descansa discordantemente sobre el Grupo Real y está constituida por niveles de areniscas de grano grueso que alternan con aglomerados, capas de arcillolitas y limolitas. Presenta un espesor promedio de 200 pies<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> OLARTE, Paola. Op. Cit. p. 43-46.

## 1.5 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

El Campo Casabe cuenta con tres yacimientos: el yacimiento A correspondiente a la Formación Colorado, el yacimiento B de la formación Mugrosa y el yacimiento C de la Formación La Paz, sin embargo, los pozos productores fueron completados para producir en forma independiente de los yacimientos A o B y en algunos casos en forma conjunta de A y B o B y C.

El crudo que produce el campo Casabe reporta generalmente una gravedad API de 19.5-21.5° para el yacimiento A y de API 23-23.9° para el yacimiento B y C, lo cual según el Instituto Americano del Petróleo, por sus siglas en inglés (API), corresponde a un crudo pesado y mediano respectivamente.

Los parámetros petrofísicos y de fluidos promedio de cada una de las zonas productoras reflejan las características de las formaciones descritas anteriormente, los cuales se resumen en las siguientes tablas:

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas de Campo Casabe

PARAMETROS	CASABE			
	FORMACIÓN COLORADO		FORMACIÓN MUGROSA	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Area (Acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad promedio (ft)	2600	2900	3900	4200
Espesor Neto (ft)	76	78	43	23
Porosidad promedio (%)	24	24	25,5	25,5
Permeabilidad promedio (mD)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de Crudo	Asfaltenos			
Mecanismo de producción	Inyección de Agua			

**Fuente:** Base de datos ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

**Tabla 2.** Propiedades de los fluidos de Campo Casabe

PARAMETROS	CASABE	
	ZONA A	ZONA B
°API	19	20
Viscosidad cP a Pb	43	21
Factor Volumétrico inicial	1,083	1,117
Factor Volumétrico	1,055	1,07
GOR (scf/ STB)	187	254
Presión de Saturación (psi)	1350	2200

**Fuente:** Base de datos ECOPELROL S.A. Modificado por los autores.

De los datos de presión y temperatura estática y prueba de incremento de presión con pozo cerrado medidos en los pozos durante los primeros años de explotación, documentados en los diferentes estudios e informes preparados por los especialistas tanto de la Compañía Shell como de Ecopetrol S.A, se ha podido establecer las presiones y temperaturas originales de los yacimientos productores así como los gradientes de presión de fluido promedio<sup>7</sup>. Esta información se muestra en la tabla 3.

**Tabla 3.** Presiones, Temperaturas iniciales y Gradientes de Presión y Temperatura de los yacimientos en el Campo Casabe.

YACIMIENTO	Gradiente de Presión (Psig/ft)	Presión Inicial de Yacimiento (Psig)	Gradiente de Temperatura (°F/ft)	Temperatura Inicial del yacimiento (°F)
A (COLORADO)	0,389	1510	0,009	116
B (MUGROSA)	0,37	1963	0,009	125
C (LA PAZ)	0,37	2320	0,009	134

**Fuente:** ALIANZA CASABE: Estudio de caracterización de fluidos en el Campo Casabe. Modificado por los autores.

<sup>7</sup>OLARTE, Paola. Op. Cit. p. 56.

## **1.6 CARACTERISTICAS DEL CAMPO**

El campo Casabe es uno de los yacimientos complejos que muestran un número de características que pueden ser clasificados de la siguiente manera:<sup>8</sup>

### **Relacionado al Yacimiento**

- Heterogeneidad
- Limitada continuidad de arenas
- Viscosidad de crudo altas
- Contenido de arcillas en las arenas
- Elementos radioactivos en las arenas
- Arenas no consolidadas

### **Relacionado a la Madurez del Campo**

- Revestimientos viejos, corroídos o rotos para hasta un 50% de los pozos
- Alta relación agua crudo (WOR) y bajas tasas de crudo
- Bajo gas en solución
- Depleción diferencial de arenas

### **Relacionado a la Inyección de Agua**

- Sarta sencilla de inyección sin control
- Inyección preferencial
- Temprana ruptura del agua
- Límites empíricos máximos para tasas de inyección
- Agua fresca mezclada con agua de yacimiento, haciendo difícil interpretar los registros de resistividad
- Baja inyección acumulada

---

<sup>8</sup>MÁRQUEZ, Leonardo, et. al. Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. SPE 122874, 2009. p.2-3.

- Colapso de revestimiento
- Relación de movilidad adversa amplificando la heterogeneidad natural e inducida
- Pobre barrido areal y vertical
- Depleción de la presión del yacimiento debido a la inyección insuficiente
- Inhabilidad para disminuir el corte de agua en los pozos productores

### **Relacionado a lo Operacional**

- Cortes eléctricos frecuentes
- Opciones del manejo de arena limitadas debido a las condiciones de pozo
- Habilidad para perforar nuevos pozos (pegas de tuberías, altos tiempos de viaje, puntos apretados, rimado, influjo o pérdida de circulación durante la perforación)
- Pobre calidad de los trabajos de cementación en los pozos nuevos
- Cuellos de botella superficiales
- Producción limitada por la producción de arena

### **Relacionado al Manejo Histórico del Campo**

- Prácticas tradicionales
- Falta de control y monitoreo de la inyección de agua y los líquidos producidos por capa
- Vigilancia histórica limitada (pruebas, perfiles de inyección, pruebas de presión, etc.)
- Producción mezclada
- Files perdidos

De acuerdo a lo anterior son muchos los factores que afectan el óptimo desarrollo de las operaciones en el campo, sin embargo, los principales factores que deben ser administrados en Campo Casabe son el comportamiento de la inyección de

agua, los mecanismos de colapso de pozos y los problemas de la producción de arena.

## **1.7 HISTORIA DE PRODUCCION**

El campo inició su etapa de explotación en junio de 1945 de manera oficial empezando con las arenas superiores (zona A), con el pozo Casabe 1. En 1950 se da inicio a la explotación de las arenas inferiores (zona B). El campo alcanza su producción máxima en Febrero de 1954 con una tasa de 47.134 BOPD.

En diciembre de 1958 se da por concluido el desarrollo primario del campo, habiéndose perforado un total de 448 pozos, resultando secos 10 de estos. Durante dicho período primario, la administración de Shell obtuvo una producción acumulada de 198,6 millones de Barriles de petróleo.

En Junio 20 de 1985 se inició la inyección en el sector norte del campo concerniente a los bloques VI, VII, VIII. Al inicio de la inyección, la producción del campo era de 4000 BPD. El modelo de inyección se implementó en arreglos de cinco puntos dentro de un espaciamiento promedio de 13 acres.

En Agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión. En 1988 se inició la inyección en el sector sur bloques I, II, III, V. La máxima inyección en el campo se presentó el 15 de Febrero de 2010 con 118.190 BWPD lográndose con esta una producción de aceite de 16.005 BOPD; sin embargo, la máxima producción de aceite lograda debido al método de inyección se obtuvo el 1 de agosto de 2010 con 18.288 BOPD y una inyección de 108.565 BWPD.

Al iniciar el 2004, Ecopetrol S.A y Schlumberger forjaron una alianza tecnológica con el objetivo de revitalizar el campo; desde ese año hasta el 2010 se logró

incrementar la producción del campo gracias a la implementación de sartas selectivas evitando con ello la canalización del agua y permitiendo barrer más zonas.

La producción promedio anual del Campo actualmente es de 13.885 BOPD de 105 pozos con bombeo por cavidades progresivas (PCP), 5485 BOPD de 155 pozos con Bombeo Mecánico (BM), con un BSW del 88%. También se cuenta con 402 pozos inyectoros (232 con sarta convencional y 170 con sarta Selectiva). El campo Casabe posee tres estaciones de recolección, una estación de bombeo y una planta de inyección de agua (147.200 BWPD), que cuenta con un centro de generación eléctrica con una capacidad de 1.6 Megavatios.

## 2. GENERALIDADES DE LA INYECCION DE AGUA

La energía propia de los yacimientos petrolíferos se agota de forma natural durante su vida productiva; esto hace que se disminuya consecutivamente la producción hasta ser una operación poco rentable, razón por la cual el proceso bajo mecanismos naturales resulta relativamente ineficiente; entonces, es necesario inyectar al yacimiento un fluido que le proporcione energía adicional logrando así generar un aumento en la producción y en la recuperación final. La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones, entre las que se denominan<sup>9</sup>:

- Disponibilidad del agua para la inyección.
- Facilidad relativa para realizar la operación.
- Alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

### 2.1 CONDICIONES OPERACIONALES

El proceso de inyección de agua requiere del diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en la recuperación de petróleo, dependiendo de las características propias del yacimiento. Debido a lo anterior se hace necesario considerar de manera especial factores como: geología del yacimiento, mecanismos de producción, propiedades de la roca y de los fluidos, presión del

---

<sup>9</sup>MAYORGA, Diana. Op. Cit. p. 32.

yacimiento, patrones de inyección, espaciamiento entre pozos y algunos claves como la tasa y la presión de inyección<sup>10</sup>.

**2.1.1 Tasa de Inyección.** La tasa inicial de inyección de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, espesor de la arena, factor de llenado que es una función del radio efectivo del pozo, presión del yacimiento entre otros y puede ser determinada a partir de pruebas de inyectividad. La inyección de altas tasas de agua, no garantiza una recuperación mayor y la disminución de la misma no reducirá la recuperación final, por lo tanto, la tasa de inyección adecuada va a depender de la economía del proyecto y de las limitaciones del equipo de inyección y del yacimiento.

**2.1.2 Presión de Inyección.** La presión con la que se inyecta el fluido en la cara de la arena es una de las características que puede ser controlada u alterada a voluntad en un proceso de inyección; esta se puede determinar conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la viscosidad del agua. La presión necesaria para que el agua penetre la formación puede ser medida mediante pruebas de inyectividad; durante este proceso el agua alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente hasta llegar a un valor más o menos estabilizado.

La presión de inyección puede ser regulada de tal forma que se encuentre por encima de la presión del yacimiento pero por debajo de la presión a la cual se presenta el fracturamiento de la formación, ya que de sobrepasar esta última se producirían canalizaciones, pérdidas de fluido inyectado y daño en la formación lo que en ultimas disminuye la eficiencia del proceso.

Algunos autores recomiendan como presión optima de inyección un valor de 500 psia por encima de la presión de burbuja, ya que a este valor se podría garantizar

---

<sup>10</sup>MAYORGA, Diana. Op. Cit. p. 34-36

una mejor movilidad y una mayor eficiencia de barrido areal debido a que la viscosidad del crudo se encuentra en su valor mínimo. Adicionalmente, en este punto los pozos productores presentan su mayor índice de productividad, por lo tanto no hay presencia de gas que pueda retardar la respuesta del proceso.

**2.1.3 Espaciamiento entre Pozos.** Este parámetro operacional es clave para solucionar problemas generados por la heterogeneidad del yacimiento durante la inyección. En estudios realizados por algunos autores, se estableció que el efecto del espaciamiento es considerado únicamente cuando el estudio se realiza por secciones. A bajas permeabilidades, el factor de recobro depende del espaciamiento.

## **2.2 INYECCION DE AGUA EN CAMPO CASABE**

Cuando el Campo Casabe finalizo su etapa de producción por medio del mecanismo de empuje natural pasa a un programa de inyección de agua y a fines de la década de 1970, la empresa operadora tomo la decisión de utilizar una malla típica (arreglo) de cinco pozos, con aproximadamente 500 pares de inyectores y productores. Para el barrido de las secciones superiores e inferiores de las Arenas A y B, se perforaron hasta cuatro pozos por cada localización de inyección (ver Figura 6). Durante el período inicial de inyección de agua, las tasas de inyección alcanzaron picos en 1986 y 1991. Estas fechas corresponden al primer y segundo años posteriores al comienzo de los dos programas de inyección de agua para las áreas norte y sur del Campo Casabe<sup>11</sup>.

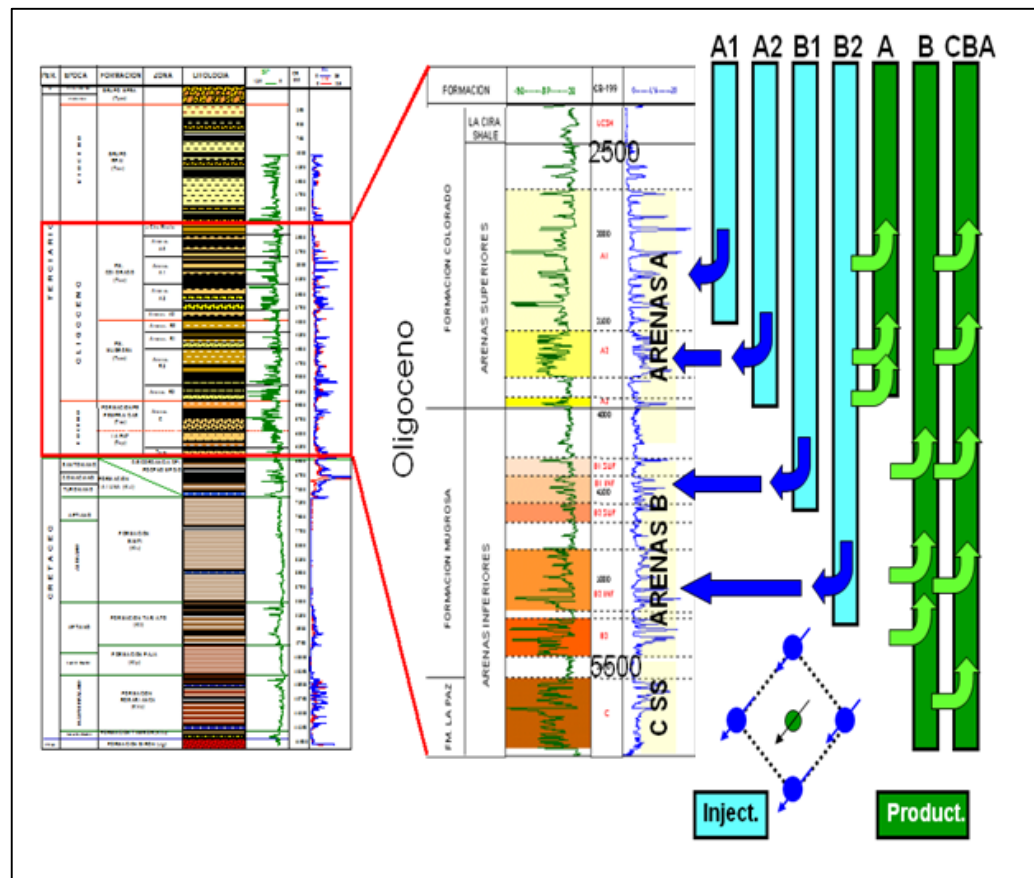
Dos o tres años después de cada pico mencionado, se observó una caída notable de las tasas de inyección de agua, debido fundamentalmente a las restricciones impuestas sobre estas para evitar incidentes de colapso de las tuberías de revestimiento. No obstante, en la reducción de las tasas de inyección de agua

---

<sup>11</sup>AMAYA, Mauro, et, al. Op. Cit. p. 9.

incidieron además muchos otros factores. Estos problemas fueron identificados en el plan de redesarrollo de la alianza y pasaron a formar una parte importante de los requerimientos de reelaboración de los programas de inyección de agua del Campo Casabe.

**Figura 6.** Esquema de inyección y producción del Campo Casabe.



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Generalidades sobre pozos inyectoros.

La empresa operadora había registrado fenómenos de irrupción de agua de forma prematura en los pozos productores como resultado de la canalización del agua de inyección dentro de las capas con permeabilidad más alta (la cual puede ser natural o generada por fracturas intencionales en arenas más someras durante el

proceso de inyección de agua favoreciendo el control del perfil de inyección<sup>12</sup>); además, existía una relación de movilidad pobre en todo el campo debido a la existencia de petróleos viscosos, lo cual se tradujo en una eficiencia promedio de barrido vertical pobre de tan solo 20%.

La producción de arena y la alta velocidad de los chorros de agua arenosa a través de los disparos erosionaron significativamente las paredes de las tuberías de revestimiento y los equipamientos de fondo de pozo en los pozos productores. Durante un período crucial del programa de inyección de agua, numerosos pozos colapsaron y fueron abandonados o puestos fuera de servicio. Además, se decidió restringir las tasas de inyección con el fin de darle solución a este problema, sin embargo, esto se tradujo en una distribución no uniforme del flujo de agua.

Para sustentar los niveles de producción, la operadora decidió convertir muchos pozos inyectoros en pozos de producción; sin embargo, esto afectó de forma drástica los esquemas de inyección de agua.

El barrido areal era pobre, lo cual produjo numerosas áreas de petróleo pasadas por alto, por lo cual para darle solución a este inconveniente, el equipo de redesarrollo del campo planeó la construcción de nuevos pozos inyectoros y productores para ser ubicados de manera uniforme alrededor de todo el campo. No obstante, este barrido depende en gran parte de una adecuada eficiencia de barrido vertical, por lo cual era primordial que los especialistas en métodos de inyección de agua diseñaran mejores sistemas de control de inyección que permitieran mejorar el barrido vertical y redujeran de esta forma los efectos generados por la canalización.

El diseño original de pozos inyectoros de múltiples capas carecía de control del perfil de inyección, por lo cual debido a la complejidad estructural del campo, el

---

<sup>12</sup>MÁRQUEZ, L, et. al. Water management's role in revitalizing the mature Casabe field. 2009.

agua fluía preferentemente a través de las formaciones más permeables dejando sin barrer el crudo presente en otras capas, especialmente en las areniscas más profundas con daño mecánico. Este ha sido un rasgo distintivo de las operaciones de producción del campo casabe.

Para optimizar el proceso de inyección de agua, los especialistas en manejo de la producción del agua recomendaron el empleo de sartas de inyección selectivas que utilizan reguladores de flujo de inyección de agua<sup>13</sup>. Estos diseños permitirían al operador restringir las tasas de inyección en determinadas capas, independientemente de la presión, la permeabilidad, el factor de daño o cualquier otro factor que normalmente afectaría el flujo.

Los nuevos diseños de sartas selectivas mejoraron la eficiencia de barrido vertical, mitigando al mismo tiempo los problemas relacionados con la canalización por zonas altamente permeables. Además mejoraron el manejo de la inyección en materia de costos, debido al empleo de un solo pozo diseñado con control de flujo en lugar de cuatro pozos por localización de inyección.

### **2.3 INYECCIÓN SELECTIVA**

En algunos campos donde se tiene inyección de agua como método de recuperación secundario se ha llegado a presentar inyección preferencial en algunos intervalos debido a la existencia de características petrofísicas altamente heterogéneas de la formación.

La eficiencia del diseño de un sistema de inyección de agua requiere de la implementación de nuevas tecnologías y herramientas que permitan mejorar el barrido de petróleo hacia los diferentes pozos productores, con el fin de aumentar la producción.

---

<sup>13</sup>AMAYA, Mauro, et, al. Op.Cit. p. 11.

El completamiento de pozos inyectoros mediante sargas selectivas en un proceso de inyección de agua busca controlar y administrar la inyección en comparación con la sarga convencional, ya que permite que se aislen mecánicamente aquellos intervalos por los que no se desea inyectar, debido a problemas de canalización del agua, lo cual contribuye a que la inyección sea distribuida en todas las zonas deseadas de manera uniforme<sup>14</sup>. Con esto se logra optimizar la eficiencia de barrido vertical y por ende el factor de recobro. Normalmente el completamiento de un pozo con sarga selectiva ahorra la perforación de un pozo inyector de remplazo.

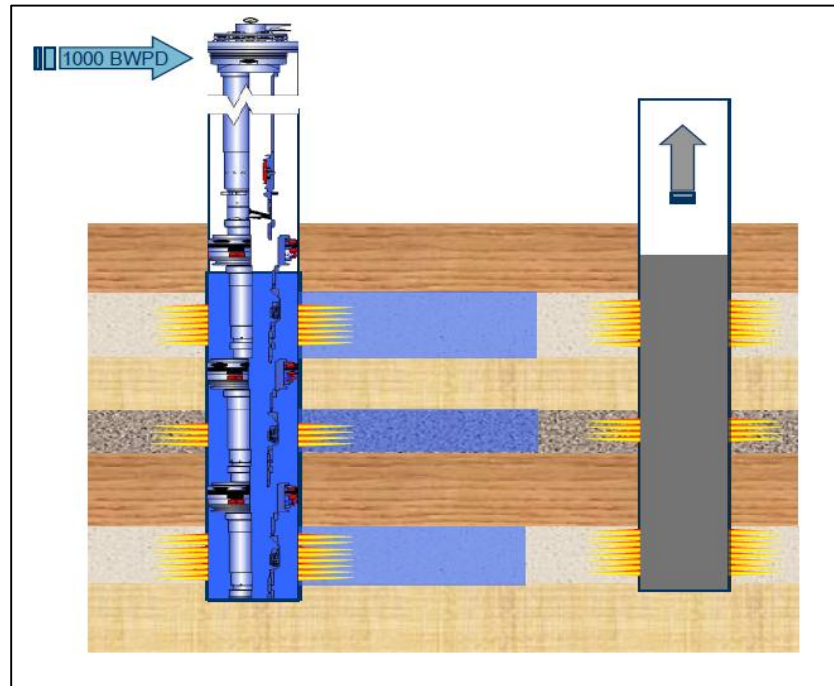
El objetivo principal es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima, permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

El modelo de completamiento de inyección selectiva consiste de una sarga con empaques ubicados en profundidad y mandriles de bolsillo entre dichos empaques, donde válvulas reguladoras de flujo (VRF) son ubicadas para controlar selectivamente el perfil de inyección en cada arena individual (ver Figura 7). El número de mandriles a emplear, así como su ubicación en profundidad son diseñados de acuerdo a las necesidades de inyección y a la distribución estratigráfica del yacimiento.

---

<sup>14</sup>GARZÓN, Joel. Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3W del campo La Cirafantitas a través de trazadores radioactivo. Tesis de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2009. p. 69.

**Figura 7.** Esquema de inyección de agua con sarta selectiva.



**Fuente:** MORENO Andrés, Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en Campo Tibú (ECOPETROL). p. 32.

El agua inyectada dentro del tubing entra a la válvula reguladora a través de un filtro, pasa a través de orificios ajustados y sale por un orificio de tamaño variable en la zona que está siendo inyectada. La tasa de flujo se mantiene preestablecida, independientemente de cambios en características de presión entre la corriente de inyección y la zona inyectada. La diferencia en desarrollo entre pozos inyectoros convencionales y con sarta selectiva ha sido claramente establecida: una tasa típica para el primero oscila entre 100 y 300 BWPD contra aproximadamente 1000 BWPD del segundo, acompañado por una respuesta considerable en producción<sup>15</sup>.

<sup>15</sup>OLARTE, Paola, et. al. World's First Fracturing - Stimulation Application Through Selective - Injection Completion: Casabe Field. SPE 138860. Perú. 2010. p. 2.

El sistema está diseñado para obtener volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión, regulando el caudal que se quiere inyectar por una determinada zona o grupo de intervalos; la inyección de los fluidos puede darse en múltiples zonas a través de una sola sarta de inyección.

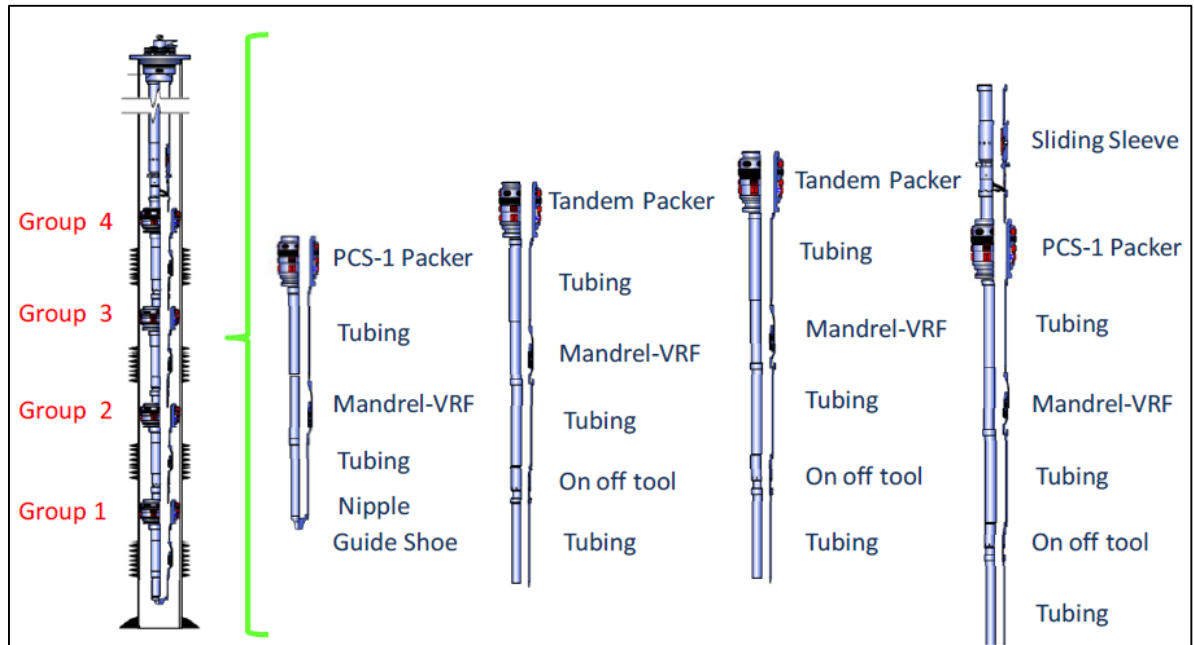
Típicamente, el costo de un completamiento de inyección selectiva es alrededor de 6 veces más que el de un completamiento convencional, excluyendo de esto el costo adicional por tiempo de taladro y problemas de producción.

El éxito de la operación está ligado casi que en su totalidad a la calidad de las herramientas con las cuales se lleva a cabo, razón por la cual se debe conocer con certeza la compañía que es contratada para prestar los servicios y la calidad de cada instrumento.

Actualmente en el mercado se presenta gran variedad de herramientas desarrolladas por distintas empresas, las cuales se ajustan a las exigencias y necesidades que el cliente requiera al momento de llevar a cabo un proyecto de inyección selectiva. Compañías como Halliburton, Schlumberger, Completion service, entre otras, ofrecen para este tipo de operaciones diferentes opciones de herramientas en cuanto a propiedades, precios y garantías de las mismas.

Para llevar a cabo la instalación del completamiento en un proyecto de inyección selectiva de agua es necesario el uso de empaques especiales, ya sean hidráulicos o mecánicos, mandriles para inyección, válvulas reguladoras de flujo, conectores, entre otras herramientas. Con todas estas herramientas es posible llevar a cabo la configuración de una sarta de inyección selectiva, como la utilizada en el campo Casabe (ver Figura 8).

**Figura 8.** Esquema del ensamblaje de una sarta de inyección selectiva para un pozo en campo Casabe.



**Fuente:** OLARTE, Paola, et. al. World's First Fracturing - Stimulation Application Through Selective - Injection Completion: Casabe Field. SPE 138860. p. 2.

**2.3.1 Seguimiento y Evaluación de la Inyección con Sartas Selectivas.** Una vez instaladas las sartas selectivas, es necesario llevar a cabo las pruebas de inyectividad y la posterior evaluación con trazadores con el objetivo de identificar el funcionamiento de las válvulas y llegado el caso realizar el ajuste correspondiente de las mismas.

**2.3.1.1 Pruebas de Inyectividad.** Las pruebas de Inyectividad permite a los ingenieros conocer la capacidad de inyección de cada intervalo empacado es decir, los caudales de inyección que deben manejar cada válvula reguladora de flujo; esta prueba se realiza con una unidad de Slick Line después de haber instalado la sarta en el pozo y antes de iniciar la inyección.

La idea es sacar la válvula Dummy del mandril por medio de una unidad de Slick Line e inyectar a una arena por el mandril sin válvula durante un tiempo determinado y obtener los datos de inyección de agua que recibe el intervalo y la presión reportada y así comprobar cuál es la inyectividad por arena, para calibrar adecuadamente los reguladores. El reporte entregado de la prueba de Inyectividad se evalúa y se establecen los caudales recomendados para cada intervalo con el fin de dar inicio a la instalación de las válvulas reguladoras y a la inyección en cada pozo.

Las pruebas de inyectividad, también conocidas como *STEP RATE TEST* (SRT), no solo tienen como objetivo la determinación de las tasas que debe manejar cada válvula reguladora; durante este proceso de registro de tasas y presiones a tiempos de prueba iguales, se puede identificar comportamientos diferentes en las inyectividades que permitan determinar parámetros tales como presión de fractura, caudal de fractura, índices de inyectividad, entre otros. Dichos parámetros permitirán llevar a cabo trabajos en los pozos que conduzcan a mejoras en la inyección y por ende en la producción de los mismos.

Debido a que el objetivo de este trabajo está enfocado a la interpretación y el análisis de estas pruebas de inyectividad (SRT), se dedicará un capítulo en el que se describirá detalladamente la base teórica relacionada con este tipo de pruebas y la importancia de llevarlas a cabo.

**2.3.1.2 Prueba de Trazadores Radioactivos.** Los trazadores son compuestos de propiedades químicas específicas que son disueltos en agua, gas o incluso vapor y son inyectados en los pozos con el fin de obtener una mejor descripción de las características del yacimiento pues se comportan como “espías” ya que ponen en manifiesto las variaciones de velocidades del fluido inyectado sin que se altere las características de transmisión del sistema, además permiten determinar zonas de

pérdida, cemento canalizado, rotura de tubería, perforados obstruidos, pérdida de empaques etc.

Un trazador ideal se define como aquel que permanece en el fluido inyectado, viaja a la misma velocidad, es económico, no tóxico, fácil de detectar, no altera la dirección de flujo, es químicamente estable durante el tiempo de duración de los ensayos, no está presente en grandes cantidades dentro del yacimiento y no es filtrado ni absorbido por el medio poroso<sup>16</sup>.

Los trazadores son una herramienta de diagnóstico eficaz, que permiten determinar con un alto grado de exactitud el perfil de inyección para cada uno de los intervalos evaluados en casing, debido a su capacidad para evaluar volúmenes barridos y permeabilidades de las zonas ladronas por donde se circula agua de inyección. A partir de su análisis se controlan las zonas de inyección preferencial, las cuales pueden inducir canalizaciones, facilitan la construcción de mapas de distribución de agua inyectada, así como la determinación de zonas de colapso de revestimiento y problemas en el estado mecánico.

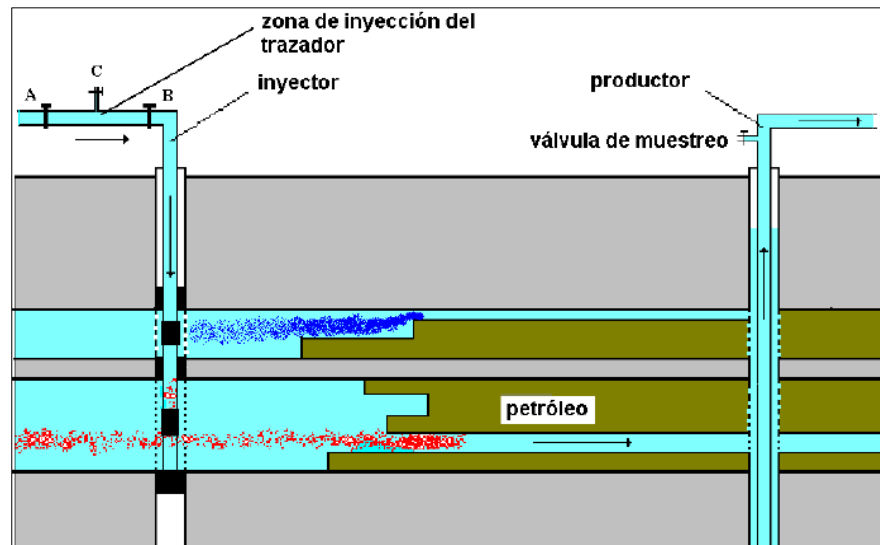
En pozos inyectoros con sartas selectivas, resulta necesario introducir un trazador distinto en cada uno de los mandriles. Para ello deben mantenerse cerrados el resto de los mandriles, asegurando el ingreso y desplazamiento del trazador solamente en la capa o capas de interés. Este tipo de ensayo puede definirse como “multitrazador”<sup>17</sup> (ver Figura 9).

---

<sup>16</sup>GARZÓN, Joel. Op. Cit. p. 49.

<sup>17</sup>DIAZ, D; SAEZ, N; SOMARUGA, C. Ensayos Multitrazador para Evaluar Eficiencias de Barrido en Recuperación Mejorada con Inyección Selectiva. YPF. Argentina. 2007. p. 2.

**Figura 9.** Esquema de un ensayo multitrizador.



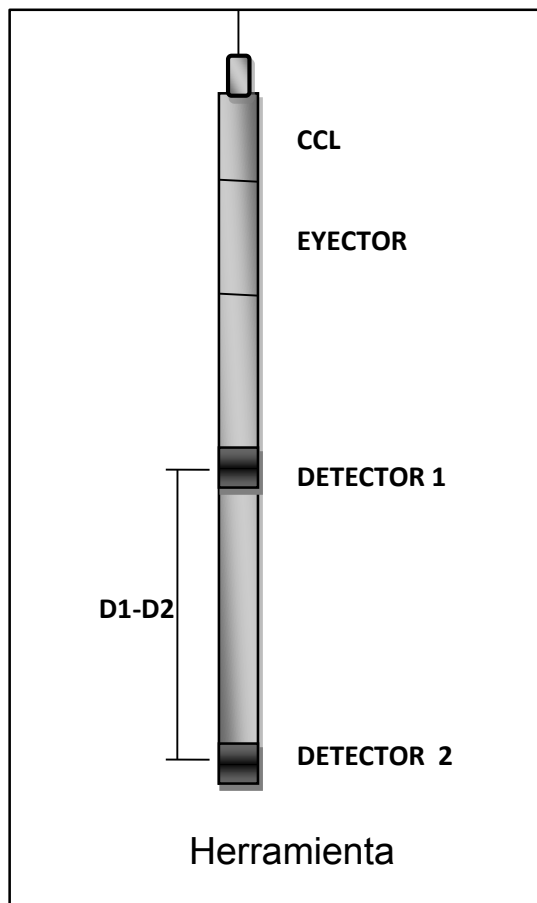
**Fuente:** DIAZ, D; SAEZ, N; SOMARUGA, C. Ensayos Multitrizador para Evaluar Eficiencias de Barrido en Recuperación Mejorada con Inyección Selectiva. YPF.p.2.

El principio de esta herramienta consiste en medir el tiempo que transcurre durante la translación del fluido desde un punto de medición (detector uno) hasta el siguiente punto (detector dos). La distancia entre los dos punto se conoce como espaciamiento entre detectores.

La sonda consiste (de arriba hacia abajo) (ver Figura 10) de:

- Un detector de cuplas, CCL.
- Un eyector de fluido radiactivo, E (motor eléctrico).
- Un detector de rayos gamma de pulsos positivos, D1.
- Un detector de rayos gamma de pulsos negativos, D2.

**Figura 10.** Sonda de trazador radioactivo.



Los trazadores a seleccionar y emplear en el campo deben cumplir con los siguientes criterios:

- Seguros en su manejo (almacenamiento, transporte y uso).
- Inertes o no reactivos con la formación o con los fluidos de formación
- Estables por efectos de temperatura y por efectos de presión.
- Que no estén presentes en los fluidos de formación o en los fluidos inyectados, para no enmascarar las respuestas.
- Fácilmente detectables a bajas concentraciones (ppm).
- Solubles en el agua, de manera que puedan ser arrastrados por ésta, y seguir sus direcciones de flujo.
- Relativamente económicos.

### 3. STEP RATE TEST (SRT)

Las pruebas de inyectividad son procedimientos ejecutados en pozos inyectoros con el objetivo de estimar la presión a la cual la formación se fractura y en consecuencia, determinar la máxima tasa de inyección permisible, para evitar el común e indeseable fracturamiento sin control dentro del yacimiento<sup>18</sup>.

El conocimiento de la presión de ruptura o fractura de la formación es un aspecto fundamental para la optimización de procesos en los yacimientos que se encuentran sometidos a la inyección de agua como método de recuperación de petróleo. Varios estudios han demostrado que el fracturamiento incontrolado de la formación en una arena de interés producido cuando la inyección de agua en el yacimiento se realiza a presiones mayores a la presión de fractura, además de la propagación incontrolada de una fractura indeseable que se genere sin pasar por la arena de interés y canalice directamente a los pozos productores, presente los siguientes problemas:

- Comunicación y contaminación de acuíferos superficiales.
- Irrupción prematura de los frentes de inyección en los pozos productores.
- Reducción de la eficiencia de barrido lo que conlleva a la disminución del recobro de hidrocarburos.
- Pérdidas del fluido inyectado a través de las fracturas que gracias a su propagación, permiten la comunicación con yacimientos subyacentes o supra yacentes.

---

<sup>18</sup>MARQUEZ, Leonardo. Evaluación de un esquema alterno para la ejecución e interpretación de pruebas de inyección de agua en pozos asociados a proyectos de recuperación convencional de petróleo. Magister en Ingeniería de Petróleos. Venezuela. Universidad del Zulia, 2000. p. 6.

Si la inyección se realiza a presiones menores que la presión de fractura, el volumen de inyección será mucho menor que el máximo permitido, lo que generara una lenta recuperación de hidrocarburos a tasas mucho más bajas.

Todos los factores mencionados anteriormente afectan negativamente la economía del proyecto; sin embargo, existen condiciones para las cuales es necesaria la inyección a presiones sobre la presión de fractura, como lo es el caso de yacimientos con baja permeabilidad en donde esta operación resulta útil para alcanzar las tasas de inyección óptimas y con esto maximizar la eficiencia de la inyección.

Por esta razón, es de vital importancia determinar la presión de fractura, lograda generalmente mediante las Pruebas de Ruptura o Step Rate Test como unos de los mejores métodos disponibles.

La información que puede ser obtenida a partir de la interpretación de las pruebas de inyectividad es la siguiente:

- Presión de iniciación de fractura
- Caudal de fractura
- Presión de formación
- ISIP (Instantaneous Shut in Pressure)
- Índices de inyectividad en la zona matricial
- Índices de inyectividad en la zona de fractura

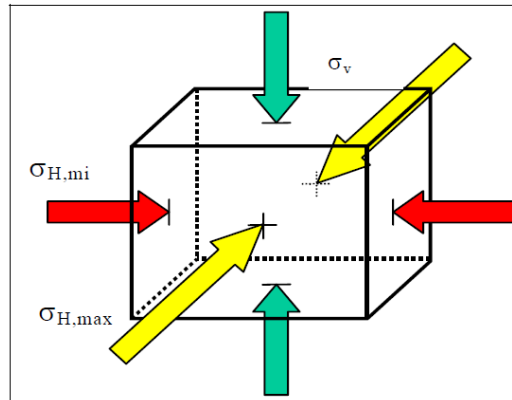
Adicionalmente, las pruebas permiten calcular el gradiente de fractura que depende de la presión promedio del yacimiento.

### **3.1 ASPECTOS DE MECÁNICA DE ROCAS, YACIMIENTOS E HIDRÁULICA DE LA OPERACIÓN**

La base teórica que se desarrollara a continuación permite comprender que las pruebas de inyección, *Step Rate Test* o pruebas de ruptura, más que ser pruebas de flujo, son pruebas de presión. No obstante, a pesar de recibir el nombre de pruebas de inyectividad, estas no se ejecutan con el fin de determinar el índice de inyectividad del intervalo probado; el objetivo de estas pruebas es identificar la presión a la cual se fractura la formación y por lo tanto la máxima tasa de inyección que el pozo acepta antes de alcanzar esta presión.

**3.1.1 Consideraciones de Geomecánica.** Las formaciones se encuentran sometidas a tres esfuerzos principales: uno vertical y dos horizontales (ver Figura 11). Estas fuerzas determinan la presión necesaria para fracturar la formación; la fractura siempre se propaga en la dirección del máximo esfuerzo y es perpendicular al esfuerzo mínimo (menor resistencia) sobre el cual esta se genera, por lo tanto, la dirección de la fractura es independiente de las perforaciones y dependiente de las direcciones de los esfuerzos. En yacimientos profundos las fracturas son verticales ya que el mayor esfuerzo es el vertical, mientras que en yacimientos someros las fracturas son horizontales debido a que el esfuerzo vertical es menor al horizontal.

**Figura 11.** Esfuerzos principales sobre un elemento de roca.



**Fuente:** MARQUEZ, Leonardo. Evaluación de un esquema alternativo para la ejecución e interpretación de pruebas de inyección de agua en pozos asociados a proyectos de recuperación convencional de petróleo. p. 8.

- **Esfuerzo vertical o esfuerzo de “overburden”:** Representa la sobrecarga; es debido a la densidad del material que se encuentra superpuesto; peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en su espacio poroso, lo cual representa el esfuerzo máximo. A mayor profundidad mayor esfuerzo vertical. Por regla del dedo gordo se tiene que la presión de overburden está en un rango de 1-1,1 psi/ft.

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho_f * dH \quad \text{Ecuación 1.}$$

Dónde:

$\rho_f$ : densidad de la masa de roca superpuesta, lb/gal

H: profundidad de interés, TVD, ft

- **Esfuerzos efectivos:** Porción del esfuerzo soportado por la matriz de la roca ya que los fluidos contenidos en los poros soportan la otra parte del esfuerzo total aplicado. La roca experimenta dilatación a mayor presión de poro. Biot (1956) propuso la siguiente ecuación para expresar el esfuerzo efectivo

teniendo en cuenta que el cambio en la presión de poro produce una variación en el volumen poroso.

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha P_p \quad \text{Ecuación 2.}$$

Dónde:

$\alpha$  : Constante poro elástica de Biot, generalmente tiene un valor de 0,7.

$P_p$ : presión de poro.

- **Esfuerzo mínimo horizontal:** Resultado del esfuerzo de overburden. La cantidad de esfuerzo vertical que se transmitirá horizontalmente es determinada por la relación de Poisson, la cual describe que tanto un material se expande horizontalmente cuando se comprime verticalmente; teóricamente los materiales incompresibles tienen una relación de Poisson de 0,5, las areniscas 0,2, shales mayor a 0,3. El esfuerzo horizontal será menor que el esfuerzo vertical a la misma profundidad. Este esfuerzo corresponde al esfuerzo horizontal absoluto.

$$\sigma_H = \sigma'_H - \alpha P_p \quad \text{Ecuación 3.}$$

- **Esfuerzo máximo horizontal:** Suma del esfuerzo mínimo horizontal y del esfuerzo tectónico.

$$\sigma_{H,max} = \sigma_{H,min} + \text{tectonismo} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Para determinar la presión de fractura para un pozo vertical, Terzaghi (1923), presento la siguiente ecuación, en la cual, la presión de fractura coincide exactamente con la dirección del esfuerzo vertical:

$$P_{frac} = 3\sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + T_o - P \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde,

P<sub>frac</sub> = Presión de fractura de la formación

T<sub>0</sub> = Esfuerzo de tensión

P = Presión del yacimiento

El uso de la ecuación anterior se encuentra limitado debido a que por lo general estos valores son desconocidos y su determinación puede ser costosa y puntual. Sin embargo, la ecuación permite verificar que la presión de fractura disminuye a medida que la presión del yacimiento decrece y que esta es función de las magnitudes de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo de la roca.

### 3.1.2 Consideraciones operacionales

**Daño de formación:** Reducción de la permeabilidad en una zona cerca a la cara del pozo la cual causa una caída de presión adicional; es provocado principalmente por la invasión de fluidos o sólidos durante las operaciones de perforación y completamiento de pozos.

Su efecto es cuantificado mediante una variable adimensional conocida como Factor de daño, S, e indica la reducción en la habilidad de fluir desde o hacia la formación. Un valor de S positivo indica una restricción al flujo mientras que uno negativo indica que se efectuó una estimulación, fracturamiento hidráulico. La caída de presión en la zona alterada es la diferencia entre la presión del pozo fluyendo y la que se presentaría si no existiera daño.

$$S = \frac{k \cdot h}{141,2qB\mu} * \Delta P_s \quad \text{Ecuación 6.}$$

Dónde:

K: permeabilidad de la formación, md

h: espesor del intervalos, ft

q: caudal, STB/d

B: factor volumétrico de formación de aceite, Bls/STB

$\mu$ : viscosidad, cp

$\Delta P_s$ : Caída de presión adicional, psi

**Efecto de Almacenamiento:** Fenómeno ocasionado en los pozos principalmente por compresibilidad/ expansión del fluido y/o cambios en el nivel del líquido que afecta el comportamiento de la presión, es decir, aumenta el tiempo requerido que representa el comportamiento infinito del yacimiento.

De manera práctica, en un pozo inyector, el almacenamiento se presenta cuando se producen cambios en las tasas de inyección; si el pozo se cierra a inyección llevando la tasa de inyección en superficie a cero, parte del agua almacenada en el pozo continua entrando al yacimiento, hasta que se alcance el equilibrio total, en el cual la tasa de fondo y la de superficie son iguales. La tasa de inyección del fluido al yacimiento, asumiendo que el fluido tiene una densidad constante como el caso del agua, se expresa como:

$$q_i = q_{sup} + q_{pozo} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Para cuantificar el efecto de almacenamiento se usa el coeficiente C,

$$C = \frac{V}{\Delta P} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Donde

V: volumen de fluido que fluye desde el pozo hacia el yacimiento, STB

$\Delta P$ : Caída de presión, psi

Si existe almacenamiento compresivo indica que el pozo está completamente lleno de agua:

$$C = C_w * V_w \quad \text{Ecuación 9.}$$

Donde

Cw: compresibilidad del fluido

Vw: volumen del fluido, STB

Si el almacenamiento es causado por cambio en el nivel de líquido en el pozo, las presiones en superficie serian nulas, por lo tanto se tendría una inyección en vacío.

El almacenamiento es la principal fuente de ruido en la interpretación de pruebas de presión, ya que disfraza la respuesta inicial del yacimiento, ante un cambio de tasa de flujo. Para vencer este problema es conveniente medir las tasas de flujo en fondo.

**3.1.3 Consideraciones del comportamiento de presión.** Para el desarrollo de las pruebas de inyectividad, SRT, es importante hacer distinción entre los valores de presión adquiridos en superficie, en el cabezal de pozo y los valores de presión en fondo (presión en la cara de la arena que recibe la inyección) entre los cuales no existe una relación lineal. Las presiones adquiridas en superficie se diferencian de las presiones de fondo en magnitud y comportamiento.

A través de la tubería el flujo del fluido de inyección presenta pérdidas de energía o de presión, además de variaciones en la velocidad de flujo que representan los efectos cinéticos los cuales son despreciables. Lo que implica que la presión en el fondo sea mayor que la de superficie es el peso de la columna de agua que

representa la energía potencial, teniendo como referencia un gradiente de presión de 0.433psi/pie.

$$P_{wf} = P_{sup} + \Delta P_H - \Delta P_f \quad \text{Ecuación 10.}$$

**Presión hidrostática:** Presión ejercida por el fluido que se encuentra dentro del pozo debido a su densidad y a la altura que cubre esa densidad.

$$P_h = 0,05195 * \rho * H \quad \text{Ecuación 11.}$$

Dónde:

$P_h$ : presión hidrostática, psi.

$\rho$ : densidad del fluido, ppg o lb/gal

$H$ : punto medio de los perforados, TVD, ft

**Presión de fractura o ruptura:** Presión necesaria para fracturar la formación; generalmente se obtiene a partir del gradiente de fractura.

$$P_{frac} = GF * Prof \quad \text{Ecuación 12.}$$

Dónde:

$P_{frac}$ : presión de fractura, psi.

$GF$ : gradiente de fractura, psi/ft

$Prof$ : profundidad de la zona de interés, ft

La presión de extensión de fractura hace referencia a aquella presión de fondo asociada a una tasa de bombeo a partir de la cual una fractura inicia a propagarse. Esta es determinada a partir de pruebas de bombeo.

**Presión de tratamiento en fondo de pozo:** Valor de presión que se necesita aplicar en el fondo de pozo para fracturar la formación.

$$\text{BHTP} = \text{Pfrac} + \text{Ptortuosidad} - \text{Pperforados} \quad \text{Ecuación 13.}$$

Dónde:

BHTP: presión en fondo, psi.

Pfrac: presión de fractura, psi.

Ptortuosidad: pérdida de presión por tortuosidad, psi.

Pperforados: pérdida de presión a través de los perforados, psi

**Presión de tratamiento en superficie:** Presión necesaria en superficie para lograr fracturar la formación. Esta presión es proporcionada por los equipos de bombeo en superficie que conducen el fluido de inyección.

$$\text{WHTP} = \text{BHTP} + \text{Pft} + \text{Ph} \quad \text{Ecuación 14.}$$

Dónde:

WHTP: presión en cabeza, psi.

Pf: presión en fondo, psi.

Pft: fricción en la tubería, psi.

Ph: presión hidrostática, psi.

**Presión de poro:** Presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, la cual representa solo una porción del esfuerzo total aplicado, transmitido a través de los granos de la roca. A mayor valor de presión de poro dentro de la formación, mayor dificultad para fracturar la formación.

Terzaghi (1923) determino el valor de la presión de poro por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sigma' + Pp \quad \text{Ecuación 15.}$$

Dónde:

$\sigma$ : Esfuerzo efectivo.

$\sigma'$ : Esfuerzo soportado por los granos de la formación.

Pp: presión de poro.

### **3.2 APLICACIÓN DE SRT EN TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

La presión de fractura determinada a partir de una SRT, es equivalente a la presión de extensión/propagación de fractura en la literatura de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos muy utilizada a nivel mundial con el fin de solucionar problemas relacionados con la baja productividad, los cuales por lo general son debidos a un daño inducido en la perforación y/o baja permeabilidad del yacimiento.

Su objetivo consiste en fracturar la formación de interés con el fin de facilitar el flujo de hidrocarburos (gas natural y aceite) hacia la cara del pozo. El proceso está controlado por variables como: Presión de cierre y presión de extensión de fractura.

En este sentido, las pruebas de inyección o las estimulaciones de fractura se usan para probar la capacidad de una formación para recibir un tratamiento y ayudar a optimizar el diseño de tratamiento final. La información obtenida a partir de las pruebas es: esfuerzo de cierre, geometría de la fractura, presión de extensión de fractura, presión neta, presión de poro, presencia de fracturas naturales.

El fracturamiento se realiza en la inyección de pozos para incrementar la capacidad de un pozo para aceptar fluido.

El SRT se ha venido utilizando con el fin de determinar la Presión de extensión de fractura, la cual es un parámetro indispensable para realizar una operación de inyección eficiente. La Presión de extensión de fractura, es un límite superior para

la presión de cierre ya que su valor es cercano al esfuerzo mínimo de la formación, por eso se usa para verificar el esfuerzo de cierre.

Las principales aplicaciones del fracturamiento hidráulico en la industria son:

- Superar el daño de formación que se encuentra en las cercanías de pozo.
- Aumentar la productividad de un pozo, generando fracturas profundas para recuperar grandes volúmenes de hidrocarburos aumentando el área de drenaje.
- Mejorar la eficiencia de la inyección de agua aumentando la capacidad del pozo para recibir fluido.
- Desarrollar comercialmente yacimientos que presenten baja permeabilidad (0,1 md o menos in situ).

### **3.3 DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA**

El Step Rate Test o prueba de inyectividad, conocida también como prueba multitasa, es una prueba de presión que se realiza periódicamente en pozos inyectoros; ésta, consiste en inyectar agua a una serie de tasas constante (“Steps”), cada vez mayores, durante periodos de tiempo fijos (“timesteps”) hasta lograr el fracturamiento de la formación en una arena de interés.

A medida que se inyecta agua, la variación de presión se va registrando continuamente en superficie, a la salida de la válvula de control de flujo, la cual normalmente empieza a incrementar después de cada aumento de la tasa de inyección y tiende a estabilizarse en el máximo valor al final de cada bombeo. Idealmente, cada periodo de flujo se mantiene hasta que se logra una presión estabilizada, sin embargo, en lugar de lograr una presión estabilizada se ha propuesto un periodo de tiempo igual para cada etapa de flujo.

El diseño de la tasa de inyección y el tiempo de duración de cada etapa es esencial para obtener una prueba óptima.

Su principal objetivo es determinar la presión de inyección crítica que se conoce como la presión de ruptura o fractura de la formación (FPP, Formation Parting Pressure), la cual es la presión de inyección que iniciara una fractura en un pozo que no ha sido fracturado o extenderá una fractura existente en un pozo previamente fracturado<sup>19</sup>.

"Una estimación confiable de la presión de ruptura o extensión de la fractura de la formación es importante para el funcionamiento eficiente de la inyección de agua y proyectos de recuperación terciaria"<sup>20</sup>.

Como ya se definió anteriormente, la prueba de ruptura consiste en una serie escalonada de flujos a tasas constantes, denominadas etapas. La duración de cada etapa o periodo de flujo debe ser lo suficiente para permitir al flujo estabilizarse y garantizar que la respuesta del yacimiento que está recibiendo la inyección ante los cambios de caudal, no sea afectada por el efecto de almacenamiento; fenómeno que se presenta en el pozo durante un cambio en el caudal de inyección. Durante cierto periodo de tiempo el caudal de superficie no es igual al que se tiene en la cara de la formación, incluso existen ocasiones en la que se tiene flujo nulo en superficie mientras se presenta flujo desde el pozo hacia la formación, razón por la cual, se debe esperar superar el tiempo de duración del efecto de almacenamiento y mantener un flujo estable para así obtener datos analizables.

---

<sup>19</sup>LEE John; ROLLONS John; SPIVEY John. Pressure Transie, nt Testing. 2003. SPE Textbook Series. vol. 9. p. 182.

<sup>20</sup>SINGH Pramod y AGARWAL Ram. Two Step Rate Test: New Procedure for Determining Formation Parting Pressure. SPE 18141. Amoco Production Co. 1990 p. 84.

El tiempo de duración del efecto de almacenamiento puede calcularse mediante la expresión sugerida por Agarwal, Ram G. y otros:

$$t = \left[ \frac{3385C(60+3.5S)}{kh/\mu} \right] \quad \text{Ecuación 16.}$$

Dónde:

C: coeficiente de almacenamiento ( $C = V/\Delta P$ )

K: Permeabilidad (md)

h: espesor de la formación

$\mu$ : viscosidad, cp

Según lo establecido como regla general, la duración de cada etapa de bombeo debe ser de por lo menos, 10 veces la duración del efecto de almacenamiento que a su vez depende de la permeabilidad de la formación<sup>21</sup>.

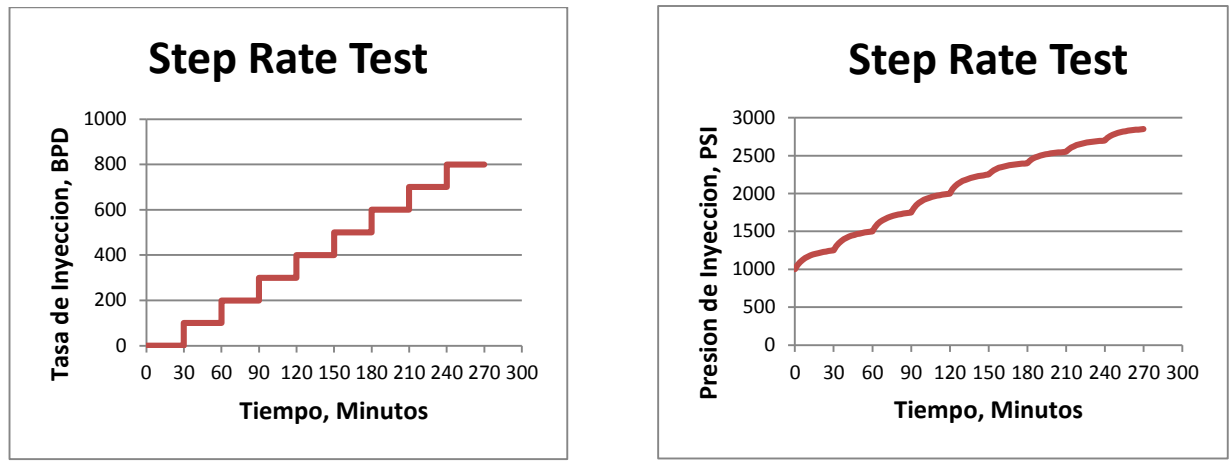
De esta manera, en formaciones con permeabilidades relativamente bajas ( $k < 5$  md), cada tasa de inyección debe durar aproximadamente 1 hora, mientras que en formaciones con permeabilidades mayores a 10 md, un tiempo de inyección adecuado debe ser alrededor de 30 minutos. En formaciones con permeabilidades cercanas a 100 md, se puede presentar un efecto de almacenamiento alrededor de 1.2 minutos de duración; por lo tanto, el tiempo requerido para que la prueba sea interpretada debe ser de por lo menos 12 minutos.

Los caudales de diseño de la prueba se establecen de acuerdo a la inyectividad esperada en la zona y las características del yacimiento. El cálculo de la tasa de inyección se realiza multiplicando el factor de la placa de orificio por la lectura de presión. En las gráficas siguientes (ver Grafica 1.) se ilustra el comportamiento a través del tiempo de la presión y el caudal durante una prueba de inyectividad.

---

<sup>21</sup>HIGUITA M. y HERNANDEZ N. Aplicación de las pruebas de inyectividad en la optimización de la inyección de agua en el Campo Casabe. ACIPET, 2011. p. 4.

**Grafica 1.** Comportamiento típico de una prueba de inyektividad.



**Fuente:** McLAUGHLIN Steve. Step Rate Testing. Cardinal Surveys Company,

### 3.4 DISEÑO DE LA PRUEBA SRT

La prueba de inyección debe iniciar con una etapa de diseño antes de su ejecución como se describe a continuación:

- 1) Identificación del pozo en el que se va a realizar la prueba.
- 2) Conocimiento de los datos mecánicos del pozo (Longitudes, diámetros internos, profundidad de los empaques, intervalos perforados, grupos etc...)
- 3) Conocimiento del sistema pozo-yacimiento (Profundidad de la cara de la arena, presión del yacimiento referida a la cara de la arena, régimen de flujo esperado, características del agua de inyección, factor de daño del pozo etc...)
- 4) Estimar la duración del efecto de almacenamiento.
- 5) Estimar la duración de las distintas etapas de flujo, normalmente con un periodo equivalente entre ellas.
- 6) Estimar la presión de fractura previo a la inyección
- 7) Seleccionar las tasas de flujo correspondientes a las diferentes etapas de la prueba.

8) Realizar las mediciones de presión en superficie de forma continua.

Previo a la realización de una Step Rate Test se debe considerar lo siguiente:

- ✓ La presión de fractura puede variar dependiendo de las condiciones de saturación del fluido en la formación y las variaciones de la presión del yacimiento con respecto al tiempo.
- ✓ La calidad de los resultados obtenidos a partir del análisis de un SRT, depende de la cantidad de datos registrados, exactitud en el tiempo de bombeo constante, uso de un fluido no compresible y la veracidad en el cálculo de la presión de fondo de cada intervalo.
- ✓ Realizar las mediciones aguas abajo del múltiple de distribución o de inyección de agua, a la salida de la válvula de control.
- ✓ Uso de manómetros a la salida de la válvula de control para medir las presiones en tiempo real.
- ✓ Iniciar con fractura cerrada
- ✓ Hacer la corrección debido a los efectos del pozo cuando se obtenga la presión de fondo de pozo a partir de la presión de cabeza.
- ✓ Asumir que el pozo está lleno de agua para lograr obtener presiones mayores que cero.
- ✓ Estimar las tasas de flujo a partir de las cartas obtenidas de los registradores de placa de orificio los cuales deben ser calibrados periódicamente.

### **3.5 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA REALIZAR UNA SRT**

El procedimiento siguiente es consistente con prácticas de campo aceptables. Los resultados de la prueba deben ser documentados por la compañía de servicios y

esta debe ser presenciada por un inspector<sup>22</sup>. La inyección se realizara con incrementos de tasa iguales en intervalos de tiempo iguales. La duración de cada periodo de flujo debe ser tal que permita la estabilización de la presión de inyección y la superación de los efectos de almacenamiento del pozo entre cada cambio de tasa.

- I. Registrar la lectura de la carta del registrador y calcular la tasa de inyección.
- II. Registrar la presión de inyección aguas debajo de la válvula de control. La presión de inyección de la prueba abarca el rango desde la presión de cierre inicial medida hasta una presión máxima determinada multiplicando el valor de la profundidad del tope del intervalo de inyección por un valor de 0,622 psi/pie.
- III. Cerrar el pozo durante un tiempo suficiente previo a la realización de la prueba de forma tal que la presión de fondo de pozo se establezca cerca de la presión estática de la formación con el fin de alcanzar la condición de estado estable o pseudoestable., (si no es posible cerrar el pozo, o no es práctico, estabilizarlo a una tasa pequeña constante). Medir la presión estabilizada.
- IV. Instalar manómetros en la cabeza del pozo y en el fondo del mismo cerca del tope de los perforados del intervalo a inyección. El medidor de fondo incluirá lectura en superficie por lo que la prueba será monitoreada.
- V. Determinar una serie de tasas de inyección sucesivamente más altas usando la guía debajo; leer y registrar el tiempo transcurrido y los valores de presión para cada tasa y paso de tiempo (*time step*).

---

<sup>22</sup>UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Region VIII. Step Rate Test Procedure. Denver, Colorado. Enero 12, 1999. p. 1-2.

Cada paso de tasa (*rate step*) debe tener exactamente la misma duración de la tasa anterior. Si los valores de presión estabilizados no son obtenidos dentro de los pasos de tasa sugeridos, los resultados de la prueba pueden ser considerados poco convincentes. Tasas de inyección sugeridas: 5%, 10%, 20, 40, 60, 80, 100% de la tasa de inyección máxima anticipada.

- VI. Abrir el pozo a una baja tasa de inyección y mantenerla durante un tiempo previamente definido. Registrar la presión al final del periodo de flujo.
- VII. Las tasas de inyección deben ser controladas con un regulador de flujo contante el cual debe ser probado previo a la realización de la prueba. Medir las tasas de flujo con un medidor de flujo con turbina calibrado.
- VIII. Incrementar la tasa de flujo hasta que la lectura del registrador sea mayor que cero.
- IX. Dejar fluir el pozo a la tasa de inyección anterior durante el tiempo de flujo establecido, hasta que la lectura del registrador se estabilice.
- X. Medir y registrar las presiones de inyección con un manómetro (para obtener los resultados de la prueba de forma inmediata). Registre cada paso de tiempo y la presión correspondiente. Si se utiliza un medidor de superficie, las presiones de la prueba deben ser corregidas por las pérdidas de fricción estimadas para cada tasa de flujo en particular.
- XI. Incrementar la tasa de flujo, dejar fluir el pozo hasta que la presión sea estable y registrar las lecturas de tasa y la presión al final de la etapa de flujo.

- XII. Repetir el punto anterior para un número de incrementos hasta que la presión de fractura sea visible en la gráfica de la prueba de tasas escalonadas.
- XIII. Detener la bomba(s) de inyección, cerrar la válvula de línea. Se presentara una significativa caída de presión instantánea (Instantaneous Shut-in Pressure o ISIP), después de la cual los valores de presión se estabilizaran. El ISIP obtenido de esta manera puede ser considerado como la presión mínima requerida para mantener abierta una fractura en la formación.

Los resultados de la prueba serán utilizados para limitar la presión de inyección evitando que la formación sea fracturada. Mientras se toma nota de las lecturas del registrador se efectúa, en sitio, un gráfico de Presión de Inyección como función de la Tasa de Inyección.

La prueba termina cuando:

- ✓ Gráficamente se logra identificar la presión de fractura de la formación.
- ✓ Se supere la máxima lectura de la carta del registrador sin que se genere la fractura; para este caso se debe repetir la prueba utilizando una placa de orificio de mayor diámetro.
- ✓ Incapacidad de la bomba para suministrar una presión tal que se alcance la presión de ruptura.

### **3.6 APLICACIÓN DE LAS SRT EN CAMPO CASABE**

Las pruebas de inyectividad o Step Rate Test son parte fundamental en el diseño y la optimización de la inyección selectiva de agua en el Campo Casabe; mediante la cual, se ha logrado aumentar la eficiencia de barrido vertical del 30% al 65% y la inyección de agua de 30.000 BWPD en Diciembre de 2007 a 110.000 BWPD en la

actualidad, haciendo con esto finalmente que la producción incrementara de 7500 a 17000 BOPD<sup>23</sup>.

Para lograr lo anterior, fue necesario entender los mecanismos que gobiernan la inyección y los parámetros que caracterizan el yacimiento como presiones de formación, presiones de fractura, permeabilidades, índice de inyectividad, daño de formación y combinarlo con el monitoreo en los pozos productores que involucra el seguimiento de BS&W y niveles de fluido para evitar influjos incontrolados de agua o lodo que generaran pérdidas de producción de aceite, daño en revestimientos o en tubería de producción.

Como ya se ha mencionado en este estudio, desde el año 2007 se empezó a implementar como estrategia de explotación del campo los completamientos selectivos en los pozos inyectores con el fin de controlar y mantener un seguimiento detallado de la inyección por pozo y por cada una de las arenas productoras. Para esto fue necesario estudiar y analizar área por área cada uno de los patrones de inyección dando como resultado campañas de perforación de nuevos pozos productores e inyectores, trabajos de reacondicionamiento y recompletamiento de pozos y selección de pozos inyectores candidatos para conversión de sartas de inyección convencional a sartas selectivas.

**3.6.1 Objetivos de la SRT en el Campo Casabe.** Como parte del programa de completamiento de pozos inyectores de agua en el campo, se propuso el diseño y ejecución de pruebas de inyectividad o *Step Rate Test* con dos objetivos principales:

- ✓ Determinar si las zonas propuestas para completar selectivamente presentaban aislamiento hidráulico o por el contrario existe comunicación entre ellos.

---

<sup>23</sup> HIGUITA M. y HERNANDEZ N.Op. Cit. p. 1.

- ✓ Medir la capacidad de admisión de las formaciones para el diseño de los caudales de inyección por grupo de arenas (falta de admisión o mayor a la requerida).

Además, se incluyen los siguientes objetivos:

- ✓ Ajustar el volumen de agua a inyectar en función del resultado de la prueba.
- ✓ Decidir si la inyección debe realizarse por encima o por debajo de la presión de fractura sin que afecte la economía del proyecto.
- ✓ Modificar el diseño de la sarta selectiva de acuerdo a los resultados de la prueba.
- ✓ Identificar grupos con baja inyectividad que conlleven a una baja eficiencia vertical.
- ✓ Identificar grupos que puedan generar inyección preferencial.
- ✓ Determinar índice de inyectividad y presión de fractura.

Actualmente en el Campo Casabe todos los pozos inyectores son probados antes de iniciar con las operaciones de inyección. Este hecho hace que la cantidad de datos disponibles para el análisis incremente día a día.

En el campo se ha logrado recopilar una amplia cantidad de pruebas de inyectividad; para Abril de 2012, se tenía información de más de 2000 pruebas de inyectividad realizadas desde el año 2007, correspondientes a 260 pozos distribuidos a lo largo de todo el campo<sup>24</sup>.

Cada prueba de inyectividad cuesta alrededor de 4000 USD y de acuerdo con la actividad de perforación y workover se realizan alrededor de 650 pruebas al año lo cual corresponde a una inversión total de 2.8 MUSD. Además de lo anterior, el proceso de estimulación mecánica de un grupo cuesta alrededor de 9000 USD

---

<sup>24</sup> ALIANZA CASABE, Grupo de Ingeniería. Información para Agosto, 2012.

adicionales, mientras que la operación de fractura no involucra costo adicional; en su lugar requiere del trabajo a altas presiones (3500 psi). Debido a toda esta cantidad de información generada con las pruebas de inyectividad y a la necesidad de optimizar los recursos para hacer más eficiente la operación se busca construir una curva de aprendizaje no solo en la mejora del procedimiento si no en la interpretación de las mismas.

Para mejorar la inyección de agua en las arenas de baja inyectividad, en el campo Casabe se ha venido utilizando una estrategia que consiste en generar fracturas durante el completamiento y posteriormente realizar la inyección por encima de la presión de re-apertura de esas fracturas. El control de este proceso requiere del conocimiento de las presiones de fractura y los índices de inyectividad de cada una de las formaciones.

La información obtenida de las pruebas de inyectividad combinada con información geológica, reservas que se esperan recuperar, volúmenes porosos barridos de la zona, estado de los pozos productores del modelo entre otros, es requerida para el diseño del número de zonas independientes de cada sarta de inyección selectiva y el caudal de inyección en cada grupo de arenas el cual está controlado por la válvula reguladora de flujo.

En el campo Casabe, las permeabilidades varían entre 100-250 md y 10-80 md arenas A y B respectivamente, razón por la cual la duración de cada etapa de flujo es de 15 min para las arenas del campo.

Los caudales de diseño de la prueba se establecen de acuerdo a la inyectividad esperada en la zona, según las características del yacimiento; para el caso de Casabe se han establecido 6 caudales distintos considerando que las arenas de Casabe se diseñan a caudales no mayores a 10bpd/pie aproximadamente.

**Tabla 4.** Caudales de inyección para las arenas del Campo Casabe.

CAUDAL DE INYECCION (bpm)	
CASO A	CASO B
0,04	0,05
0,07	0,1
0,1	0,15
0,15	0,2
0,2	0,25
0,25	...

Particularmente, para las arenas del campo Casabe, se observa el cambio en pendiente que representa la iniciación o extensión de la fractura a caudales de inyección de 0,10 – 0,15 bpm, además, con los caudales diseñados para las pruebas se logra normalmente obtener tres puntos por debajo que representan la zona de flujo matricial y tres puntos por arriba de la presión de iniciación o extensión de la fractura los cuales representan la zona de flujo por fractura, cumpliendo con lo que se recomienda en la literatura<sup>25</sup> para lograr definir claramente la tendencia de las líneas en la gráfica.

Como se mencionó anteriormente los valores de presión registrados durante la prueba deben ser corregidos considerando la presión hidrostática y las pérdidas por fricción; sin embargo para el caso particular de Casabe, debido a los bajos caudales, las pérdidas de presión por fricción son irrisorias.

Para el caso de la presión de fractura, esta decrece con la presión del yacimiento y es función de las magnitudes de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo de la roca. En el campo Casabe, los estudios geomecánicos han demostrado que los esfuerzos horizontales mínimo y máximo son prácticamente iguales manteniéndose como esfuerzo principal, el esfuerzo vertical en la matriz.

---

<sup>25</sup>ECONOMIDES, M; HILL, D; ECONOMIDES, C. "Petroleum Production Systems". Primera Edición. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. 1994

Las pruebas de Inyectividad también se han integrado al proceso de seguimiento y optimización de caudales de inyección, de forma que permita detectar los problemas e identificar las causas de los mismos ya sean debidas al comportamiento de la formación o a un problema de tipo mecánico en algún componente de la sarta con el fin de darle solución.

### **3.6.2 Metodología para la ejecución de SRT**

- Realizar las pruebas de inyectividad por paquetes de arenas con el fin de estimar el caudal de inyección y comunicación entre paquetes. Efectuar prueba inicialmente a presiones menores que la presión de fractura y calibrar las válvulas de acuerdo a los resultados.
- Ejecutar la prueba a tasas de flujo constantes, (considerar dos tasas de flujo adicionales si es requerido).
- La duración de cada etapa de flujo siempre será la misma, la duración recomendada es de 15 minutos.
- Hacer seguimiento cercano a la prueba y llevar registro de caudales, presiones y tiempo.
- Ajustar las válvulas para inyectar por encima de la presión de fractura, si las arenas resultan fracturados a bajas tasas.
- Mediante el uso de la unidad de SLICKLINE, instalar válvulas reguladoras de flujo, de acuerdo al diseño efectuado con base en los resultados de las pruebas de inyectividad.
- Iniciar inyección, verificar presiones y tasas de inyección y subirla levemente hasta alcanzar el objetivo de inyección calculado a partir de resultados de las pruebas de inyectividad.
- Realizar seguimiento de la inyección en el pozo, cotejando las tasas de inyección en superficie con la suma de las tasas de diseño de las válvulas.
- El diseño de la sarta selectiva y de las válvulas reguladoras de flujo será ajustado de acuerdo a los resultados de la prueba de inyectividad.

### 3.6.3 Programa Operacional

#### A. Preparación del pozo:

1. Movilizar y armar equipo de workover
  - a. Realizar charla de seguridad antes de la movilización.
  - b. Verificar presiones en superficie y condiciones del cabezal
  - c. Tener preparado salmuera de 8.9 lpg para llevar el pozo si es necesario.
2. Armar BOP y probar con 1000 psi x 15min.

#### B. Prueba de Inyección (SRT):

1. Conectar conjunto de empaques RTM y RBP, bajar parando tubería nueva.
2. Asentar RBP a la profundidad deseada.
3. Probar revestimiento, presurizando anular hasta 500psi x 5min
  - a. Reportar resultados de la prueba.
4. Desasentar empaque, bajar y asentar RBP a profundidad deseada
5. Desconectar RTM, sacar y asentar a profundidad deseada.
6. Realizar prueba de inyección a tasas constantes iniciando en 0.05 BPM y aumentando en 0.05 BPM para la siguiente etapa.
  - a. La duración de cada etapa es 15 min
7. Graficar puntos de presión y evaluar continuación de prueba según consideraciones de alta o baja inyectividad.

En caso de que se decida suabear un grupo, se deberá de llevar la información en la tabla de suabeos proporcionada por Ingeniería de Workover. Toda la información de las pruebas de inyectividad, se llevaran en el mismo archivo de Excel, indicando en el caso de comunicación los grupos que fueron unificados y también haciendo distinción en caso de que las pruebas hayan sido repetidas por suabeo.

- Enviar datos a la oficina de workover, responsabilidad: WSS.
- Enviar datos a Ingeniería, responsabilidad: Ingeniero de Workover.

Comunicar resultados a personal de Ingeniería de Workover. Solicitar datos de las pruebas de inyección a operador de Well Services, gráficas en .pdf y datos en archivos .txt. Seguir siguiente formato para las gráficas:

- Escala de tasa: Desde 0 hasta 0,5 BPM, con separación de 0,05.
- Escala de presión: Desde 0 hasta 2800 psi, con separación de 400 psi

**8.** Probar empaques, comunicar al ingeniero de CO & WO con detalles

**9.** operacionales y esperar instrucciones a seguir.

**10.** Desasentar RTM, bajar y recuperar RBP

**11.** Repetir procedimiento utilizando para los demás grupos a probar a las profundidades sugeridas de asentamiento de empaques.

#### **4. DEFINICION DE LA METODOLOGIA PARA LA RECOPIACION, INTERPRETACION Y ANALISIS DE SRT EN EL CAMPO CASABE**

La optimización de la inyección de agua selectiva en el Campo Casabe requiere de la integración de diferentes estudios que permitan la identificación de parámetros fundamentales en el proceso y su posterior análisis con el fin de encontrar oportunidades de mejoras operativas. De acuerdo a lo anterior, en este capítulo se presenta la definición de la metodología que integra las fases de recopilación, interpretación y análisis de las pruebas SRT.

Para cumplir con los objetivos estipulados para el desarrollo del presente trabajo, la formulación de la metodología se basa fundamentalmente en el establecimiento de Diagramas de Flujo, también denominados mapas de procesos<sup>26</sup>, ya que estos muestran la secuencia de pasos, las posibilidades de ramificaciones y el orden general de un proceso. Esta es una de las siete herramientas básicas de calidad conocida en la industria como Herramienta 7QC.

Al final de este capítulo se presenta un diagrama de flujo (ver Figura 29.) en el que se sintetiza la metodología descrita. A partir del establecimiento de este flujo de trabajo se busca fijar un proceso de operación detallado con el trabajo conjunto de workover (WO), well services (WSS), ingeniería y yacimientos para que finalmente se pueda disponer y utilizar de forma efectiva toda la información obtenida tras la ejecución de las SRT.

---

<sup>26</sup>PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos PMBOK. Quinta Edición, 2013. p. 236.

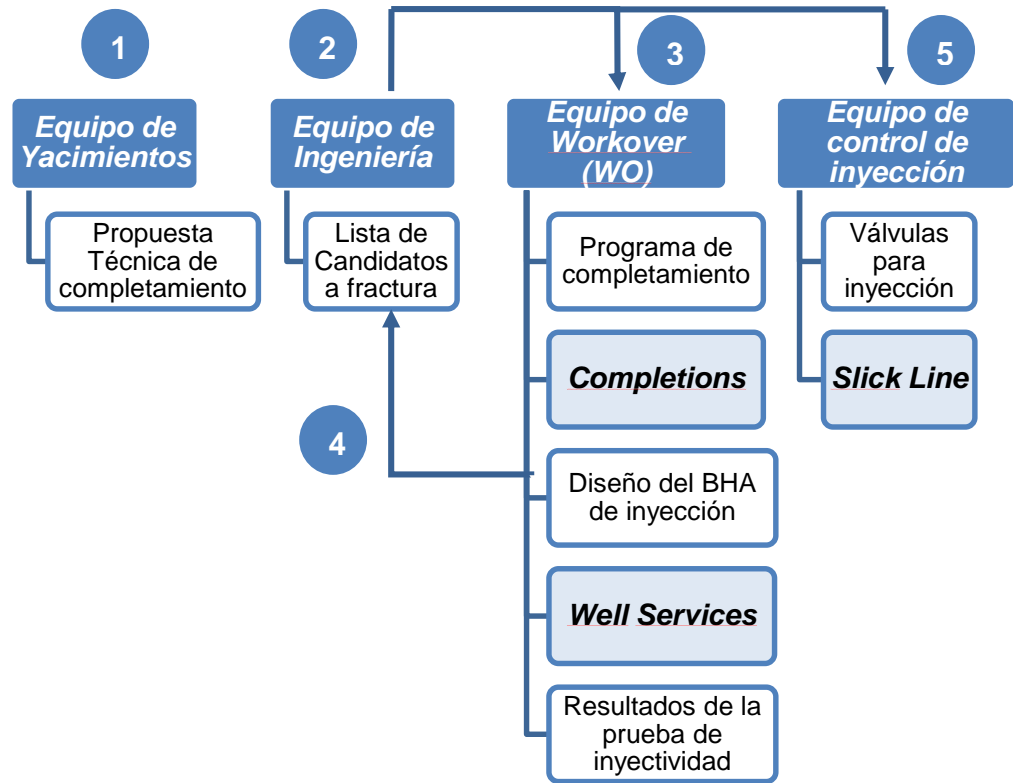
#### **4.1 RECOPIACION, ORGANIZACIÓN Y CENTRALIZACION DE LA INFORMACION DE STEP RATE TEST, SRT**

Históricamente en el Campo Casabe, durante las operaciones de completamiento, todos los pozos inyectoros con sarta selectiva son probados antes de comenzar con la inyección. Este hecho hace que la cantidad de datos obtenidos a partir de las pruebas SRT y disponibles para análisis, incremente día a día, razón por la cual se hace necesaria la construcción de flujos de trabajo que de manera organizada permitan acceder y tomar decisiones sobre la información recopilada que por su naturaleza constituye una importante fuente de propiedades de las formaciones evaluadas.

Las pruebas SRT se realizan en los diferentes grupos de inyección determinados para cada pozo inyector y la ejecución de las mismas ha sido liderada por el equipo de Well Services (WSS), el cual además, es el encargado de proporcionar la raw data necesaria para los posteriores estudios.

Con el fin de hacer el análisis de los datos, es indispensable primero que todo conocer el workflow de la información (ver Figura 12.) que se sigue antes, durante y después de la SRT. Para tener un mejor entendimiento del flujo de trabajo que involucra la ejecución y posterior análisis de las pruebas, se requiere la interacción de las siguientes disciplinas: yacimientos, ingeniería, Well services (WSS, compañía de servicios) y workover (WO).

**Figura 12.** Flujo de trabajo general de SRT, Campo Casabe



**Fuente:** ESCOBAR Katherine, SPM. 2012. Modificado por los autores.

**Equipo de Yacimientos:** Se encarga de seleccionar los intervalos y grupos para la inyección, determinar la tasa máxima de inyección, así como definir parámetros petrofísicos de la zona y finalmente presentar la Propuesta Técnica de Completamiento para cada uno de los pozos inyectoros del campo, la cual, es el documento de entrada principal al equipo de ingeniería y WO.

**Equipo de Ingeniería:** Se encarga de formular el listado de candidatos a fractura, teniendo en cuenta el análisis de parámetros petrofísicos, el estado actual del cemento y del revestimiento, sello entre grupos, espaciamiento mínimo y presencia de arenas con alta saturación de agua.

**Equipo de Workover:** El equipo de WO, recopila la información de la propuesta técnica de completamiento, el listado de candidatos a fractura, el diseño final de BHA de inyección y los resultados de las SRT (archivo .txt) para finalmente suministrar a Ingeniería la información requerida para analizar el comportamiento de la inyección, buscando optimizar el completamiento final del pozo.

**Completions:** A partir de la propuesta técnica de completamiento y del diseño final de grupos para inyección, el equipo de Completions se encarga de presentar el diseño final del BHA (Bottom Hole Assembly) de inyección y de su instalación; además del suministro de válvulas al equipo de control de inyección.

**Well Services:** Este equipo pertenece a la compañía de servicios; se encarga de la ejecución de las pruebas de inyectividad, SRT, con base en la información de WO (listado de candidatos a fractura y programa de completamiento). Además de ejecutar las pruebas, su tarea consiste en obtener los resultados de las SRT para finalmente suministrarlos al equipo de WO.

**Control Inyección:** A partir de la información suministrada por Ingeniería y Completions, el equipo de control de inyección se encarga de formular el listado final de tamaños de orificios y especificar las válvulas a utilizar para mandriles.

**Equipo de Slick Line:** Realiza la pesca de dummies y la instalación final de válvulas.

El acceso de forma efectiva a toda la información obtenida tras la ejecución de las SRT es muy importante en búsqueda de optimizar el proceso de inyección de agua en el campo.

Básicamente, durante la ejecución de las pruebas, se generan dos tipos de archivos en tiempo real, en los cuales se recopilan los valores de presiones de

inyección, caudales y tiempo. El equipo de WSS, controla el registro de los parámetros obtenidos en un archivo .txt (raw data), al mismo tiempo, el Company man al mando de la operación, se encarga de registrar en plantillas del software Microsoft Excel los valores más representativos según su criterio, a partir del archivo .txt, obtenidos para cada grupo evaluado. Sin embargo, cerca de la mitad de los archivos raw data de las pruebas ejecutadas se han perdido debido a los desacertados procesos en el manejo de la información.

Buscando darle solución al problema anterior, en esta sección se integran las fases de recopilación, organización y centralización de la información concerniente a las pruebas SRT y se presentan los pasos o tareas principales de esta primera parte de la metodología.

**1. Identificar la disponibilidad de la información generada por los equipos de yacimientos e ingeniería, existente para cada pozo inyector del bloque en estudio.**

Se plantea como primer paso de esta metodología, adquirir la información presentada por los equipos de yacimientos e ingeniería al equipo de Well services, que corresponde a las Propuestas técnicas de completamiento y la lista de candidatos a fractura respectivamente, para cada uno de los pozos inyectores activos del bloque; además de los estados mecánicos finales y antecedentes o trabajos realizados previamente cuya recopilación también es significativa.

**2. Identificar la disponibilidad de datos obtenidos tras la ejecución directa de las pruebas SRT sobre los grupos de inyección determinados en cada pozo.**

En esta etapa del proceso, se busca obtener la información registrada en el momento de la ejecución de las pruebas SRT en campo. Dicha información corresponde principalmente a la Raw data o archivos planos (.txt) que son controlados por el equipo de WS, además, de los archivos elaborados para cada

grupo de inyección probado por el Company man en turno mediante el software Microsoft Excel.

**3. Revisar el documento base: Estado actual de pozos, para identificar los pozos que se encuentran activos en el bloque estudio.**

Antes de seguir con la recopilación de la información se debe realizar una revisión sobre el estado operacional de los pozos identificando si estos se encuentran activos, suspendidos o abandonados. Para el caso en el que los pozos estén suspendidos o abandonados, su información no será analizada. Dicho documento es proporcionado por el grupo de ingeniería del campo.

**4. Recolectar la información mencionada en los pasos 1 y 2.**

Para el caso del campo Casabe en particular, los datos de las pruebas SRT deben solicitarse al operador de Well Services de Schlumberger, equipo de yacimientos, ingeniería y WO del campo. Básicamente la información que se busca recopilar para cumplir con este paso del flujo de trabajo es la siguiente: Propuesta técnica de completamiento (solicitada al equipo de yacimientos), propuesta de WO (equipo de Workover), estado mecánico (equipo de well services), resultados de la ejecución de las pruebas de inyektividad SRT en los diferentes archivos (equipo de WS e ingeniería) y por último los antecedentes o información suministrada de trabajos realizados anteriormente en el pozo (trabajos de suabeo, estimulación mecánica, fracturamiento hidráulico etc.).

**5. Organizar la información recopilada.**

Con el fin de asegurar el control de la información adquirida, se propone almacenarla en carpetas para cada uno de los pozos que pertenecen al bloque en estudio, con el fin de crear una buena estructura de archivos de tal manera que esté disponible para cualquier departamento que la necesite; permitiendo de este modo que las fases de interpretación y análisis de las mismas se puedan realizar sin ningún inconveniente para identificar oportunidades de mejoras operativas en

el campo. De manera general, la información adquirida para cada pozo es la siguiente: estados mecánicos, operaciones, propuestas, pruebas .txt y pruebas Excel.

**a. Unificar y estandarizar nombres de los archivos.**

Con el fin de acceder de forma segura y rápida a la información requerida se propone renombrar cada archivo adquirido de acuerdo con el nombre del pozo al que pertenece. Aquellos pozos que no disponen de la información de las pruebas en Excel o .txt se identifican como NO PI.

**6. Crear una Base de Datos.**

A partir de la información recopilada anteriormente, crear un base de datos que contenga lo siguiente: Nombre del pozo, especificaciones del intervalo (tope & base de los perforados), profundidad a la cual se asentaron los empaques (RBP & RTM), grupos de inyección, arena, tasa de inyección registrada (bpm & bpd), presión de inyección (psi), paso de tiempo de duración de la prueba (min), volúmenes acumulados por grupo probado, volúmenes inyectados y comentarios/observaciones (concernientes a problemas operacionales identificados durante la ejecución de la prueba).

La información compilada en este archivo es base del desarrollo de la interpretación y los análisis de las pruebas.

**7. Centralizar la información recopilada.**

Con el fin de que cualquier departamento del campo pueda tener acceso a dicha información, esta se almacena en la Base de datos central del campo, donde puede ser actualizada fácilmente y manejada de forma segura evitando su pérdida.

La estrategia plasmada define claramente la manera en que debe llevarse a cabo la adquisición y el almacenamiento de la información obtenida a partir de la ejecución de las pruebas y demás información relacionada requerida para los posteriores análisis.

#### **4.2 INTERPRETACION Y ANALISIS DE STEP RATE TEST, SRT**

En esta fase del proyecto se presentan los flujos de trabajo que conforman la metodología que se sigue para establecer los procesos de interpretación y análisis de *Step Rate Test*, SRT.

Debido a la cantidad de datos que se adquieren desde la ejecución de las SRT y con el fin de facilitar los procesos de interpretación y análisis de las mismas, se plantea realizar un análisis QA/QC (*Quality Assurance and Quality Control*) previo, sobre las pruebas disponibles a partir de la recopilación anterior el cual tiene como fin asegurar la calidad y validez de los parámetros a determinar en los posteriores procesos.

El análisis QA/QC para la selección de las pruebas óptimas se realiza con base en unos criterios establecidos de acuerdo a las experiencias obtenidas en campo. Las pruebas SRT serán sometidas a este análisis y su selección dependerá del cumplimiento/superación de cada uno de los siguientes criterios:

**a)** Seleccionar SRT con más de tres datos de prueba (P, Q).

El hecho de tener únicamente tres valores registrados o menos, excluye dicha prueba de cualquier análisis debido a la ausencia de una tendencia representativa en una gráfica de presión de inyección versus la respectiva tasa de inyección.

- b)** Despreciar la primera prueba obtenida para grupos de inyección en los que se haya ejecutado una segunda, de forma que los análisis posteriores se realicen con la última prueba realizada.

Las pruebas de inyectividad son ejecutadas en intervalos de arenas que forman grupos de inyección en un pozo según la propuesta inicial de completamiento. En ocasiones, a causa de la operación, algunas de estas pruebas no resultan ser representativas debido a posibles problemas operacionales como fugas en los empaques, exceso en la capacidad de las bombas o daños en los equipos de registro de la unidad de la compañía de servicio, WS. Como solución a lo anterior, el equipo de WS, repite la prueba una o más veces con el objetivo de obtener pruebas óptimas para cualquier análisis posterior.

- c)** Despreciar las pruebas que presenten altas fluctuaciones en el comportamiento de la presión y aquellas en las que la presión desciende durante el periodo de prueba total.

De forma general el comportamiento de la presión con relación al caudal de inyección en una prueba SRT es ascendente con el fin de evidenciar cambios de pendiente positivos en los puntos en los que la presión caiga. No obstante, existen pruebas cuyo comportamiento de presión es descendente o fluctuante desde la primera tasa de inyección, lo cual impide la obtención de parámetros.

- d)** Omitir las SRT que presentan valores de presión de inyección constante durante el periodo de prueba.

Existen pruebas para las cuales el comportamiento de la presión permanece constante a las correspondientes tasas de inyección o su aumento es mínimo; además los valores de presión registrados son muy bajos, menores a 100 psi

en superficie a la última tasa de prueba, razón por la cual su tendencia no es representativa para el análisis.

- e) Descartar las pruebas en las que se presente comunicación por el anular siempre y cuando esté disponible la prueba ejecutada en los grupos de inyección comunicados.

En ocasiones, se presenta comunicación hidráulica entre el grupo en evaluación con uno o más grupos cercanos. Cuando esto sucede, el equipo de WS ejecuta una nueva prueba para el nuevo grupo (grupos comunicados por el anular) con el fin de observar su comportamiento y de esta forma obtener un grupo de inyección óptimo.

**4.2.1 Metodología para la Interpretación de SRT.** El proceso de interpretación de una *Step Rate Test* hace referencia a la obtención del mayor número de datos posibles mediante el uso de herramientas de cálculo. Los principales parámetros que se pueden determinar a partir de estas pruebas corresponden a la presión de fractura de la formación, “Pfrac” y la tasa a la cual ocurre dicha fractura, “Qfrac”, además, es posible obtener valores de Presión de yacimiento, “Pyto”, presión de cierre “Pcl” e índices de inyectividad en las zonas matricial y de fractura, “II matriz” y “II frac” respectivamente. En esta etapa de la metodología se presenta el paso a paso detallado del método utilizado para la interpretación de estas pruebas.

Existen diferentes técnicas para realizar la interpretación de las SRT, sin embargo, en este trabajo se hace uso de la Técnica Convencional y su comparación con la Técnica Alternativa de Interpretación, las cuales permiten realizar la interpretación de las pruebas mediante la creación de hojas de cálculo en el programa Microsoft Excel con el fin de evitar problemas debidos a costos de licenciamiento y accesibilidad derivados del manejo de un Software específico con marca registrada; el uso del mismo sería opcional y dependería de que a la compañía

operadora le sea económicamente viable adquirirlo o no. A pesar de que los Software disponibles para interpretación de SRT presentan mayor precisión por el volumen de datos que involucran, el no uso de los mismos, no es un impedimento para realizar un procesamiento de la información.

**4.2.1.1 Técnica Convencional.** El método operacional convencional se fundamenta en la ecuación de Darcy para flujo continuo en estado estable en medio poroso<sup>27</sup>, expresada mediante la siguiente expresión:

$$P_{wf} = P_e - \left( 141,2 \frac{B\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \right) * Q \quad \text{Ecuación 17.}$$

Donde,

$P_{wf}$ : Presión de inyección en fondo, (Psi)

$P_e$ : Presión estática al radio del drenaje (Psi)

$\mu$ : Viscosidad (cp)

$K$ : Permeabilidad (md)

$h$ : Espesor de la arena (pies)

$r_e$ : Radio de drenaje (pies)

$r_w$ : Radio del pozo (pies)

$S$ : Daño

$Q$ : Caudal (bpd)

De acuerdo con la Ley de Darcy, la presión de inyección de fondo de pozo crece con la tasa de inyección representando la zona de flujo matricial, lo cual define el comportamiento esperado en el yacimiento. La condición de régimen de flujo continuo en el yacimiento no es posible alcanzarse en la mayoría de los casos, sin embargo, si se presenta flujo transitorio es posible observarse una relación lineal de la presión de inyección y la tasa de inyección. Independientemente del

<sup>27</sup>LEE John; ROLLINS John; SPIVEY John. Pressure Transient Testing. SPE Textbook. Serie. vol. 9. 2003. p. 182.

régimen de flujo que se presente, siempre la primera etapa de flujo creará una línea que servirá de base comparativa para determinar la ocurrencia de la presión de fracturamiento.

Cuando se inyecta a presiones que no superen la presión de fractura, la relación tasa-presión de inyección de fondo será lineal al final de cada periodo de flujo. El término logarítmico  $\ln \frac{r_e}{r_w}$  permanece constante para cada caudal de inyección considerando que los periodos de tiempo de bombeo se mantienen iguales. Una vez la presión de fractura sea superada, se pierde la relación lineal entre la presión y el caudal, lo cual será una indicación de que habrá cambiado la permeabilidad en la zona afectada, el área de flujo del pozo se incrementa por una iniciación de fractura en la roca del yacimiento o reapertura de la fractura en zonas que han sido previamente fracturadas.

La variación en el comportamiento representa el cambio de régimen de flujo matricial a un régimen de flujo por fractura inducida; por lo tanto, si el régimen de flujo es matricial el transporte de fluido es en dirección radial, mientras que el régimen de flujo por fractura es lineal.

#### **4.2.1.1.1 Parámetros involucrados:**

**Presión de fractura:** presión necesaria en el fondo para que se fracture la formación. El crecimiento y propagación de la fractura se logra manteniendo la presión de fondo mayor a la presión de extensión de fractura, la cual debe estar entre 100 a 200 psi por encima de la presión de cierre.

Antes de realizar una prueba de ruptura, es necesario tener un estimado de la presión a la cual la formación que será sometida a la inyección se fracturará. Esto se hace con el fin de controlar las tasas de flujo de forma tal que la presión de fractura no se alcance inmediatamente, lo cual ocasionaría resultados inutilizables y problemas irreversibles en la formación.

**Caudal de extensión de fractura:** tasa mínima necesaria para mantener la fractura abierta en una formación a la presión de fractura.

**Línea de flujo matricial:** línea de pendiente que se obtiene a partir de la unión de puntos que representan bajas tasas de inyección. Esta región se determina antes de la presión de “fractura o ruptura” e identifica el paso del fluido a través del espacio poroso de la matriz de la roca.

**Línea de flujo por fractura:** línea de pendiente que se obtiene a partir de la unión de puntos que representan altas tasas de inyección.

**Presión de cierre:** La presión de cierre,  $P_{cl}$ , es la presión ejercida por la formación en el fluido bombeado cuando la inyección se detiene. En una sola capa la presión de cierre es igual al esfuerzo mínimo horizontal. Es la mínima presión requerida dentro de la fractura con el fin de mantenerla abierta y así evitar el cierre de la misma. Se puede determinar mediante el análisis de la prueba SRT; esto se logra extrapolando la línea de flujo por fractura hasta llegar al eje y, obteniendo así un valor aproximado.

**Duración de cada etapa de flujo:** La duración de la etapa de flujo va a depender de la permeabilidad al agua y la duración del efecto de almacenamiento y debe ser tal que alcance el periodo de transición entre almacenamiento y flujo radial, y supere el periodo de almacenamiento; es decir, para que la prueba sea válida requiere que se alcance un régimen de flujo continuo para cada etapa de la prueba.

**Tabla 5.** Duración de la etapa de flujo de acuerdo a la permeabilidad de la formación.

Kw (md)	Duración efecto de almacenamiento	Duración recomendada de la etapa de flujo
100	1,2 min	12 min (1/5 hrs.)
10	12 min	120 min (2 hrs.)
1	129 min (2 hrs)	1200 min (20 hrs.)

**Fuente:** MARQUEZ, Leonardo. Evaluación de un esquema alterno para la ejecución e interpretación de pruebas de inyección de agua en pozos asociados a proyectos de recuperación convencional de petróleo. p. 53. Modificado por los autores.

Como se mencionó anteriormente, el flujo de trabajo que se sigue para la interpretación de las pruebas se basa en la creación de una plantilla mediante el uso del software Microsoft Excel, la cual permite obtener la gráfica de análisis convencional presión de inyección, “BHTP” versus caudal, “Q”, además de los parámetros de interés. Cada una de las pruebas SRT seleccionadas será sometida a este proceso con el objetivo principal de conocer el valor al cual la formación se fractura, “Pfrac” y la respectiva tasa, “Qfrac”, además de la presión en la cara de la formación “Pyto” y la presión de cierre “Pcl”.

Las hojas de cálculo deben contener la siguiente información referente a cada grupo de inyección probado:

- Nombre del pozo
- Grupo/intervalo probado
- Arenas afectadas
- Profundidad de los empaques RTM & RBP, (pies).
- Tasa de bombeo/inyección (Bls/min)
- Presión de tratamiento en fondo, BHTP (psi)

- Volumen acumulado (Bl)
- Volumen inyectado (Bl)
- Tiempo (min)

Los datos fundamentales para el estudio de estas pruebas son la presión y el caudal de inyección reportados por el equipo de WS. Es importante tener en cuenta que de acuerdo al método convencional de análisis de la prueba se ha representado la presión en la cara de la arena que recibe la inyección. No obstante, estos valores de presión generalmente son obtenidos a nivel de múltiple de distribución de agua o en el mejor de los casos en el cabezal del pozo, haciendo con esto que el comportamiento de la curva sea diferente al caso en que los valores de presión sean registrados desde el fondo del pozo. Por esta razón, es necesario ajustar la presión de inyección con el valor de presión hidrostática y las pérdidas de presión ocasionadas por el efecto de fricción.

Las pérdidas por fricción en tubería o fricción por presión de bombeo son debidas al rozamiento del fluido durante su viaje por la tubería, lo cual genera un decremento en la presión. Estas son determinadas a partir de la siguiente ecuación:

$$FP = FG * P \quad \text{Ecuación 18.}$$

Dónde:

FP = Fricción por Presión de bombeo (Psi).

FG = Gradiente de fricción (se encuentra en función del tipo de tubería y las características del fluido).

P = Profundidad (ft) desde la primera perforación hasta el fondo (punto medio de los perforados).

La presión hidrostática o carga total que soporta la formación por el fluido contenido en la tubería es calculada a partir de la profundidad del intervalo (punto medio de los perforados) y la gravedad específica o densidad del agua; tal como se describió anteriormente.

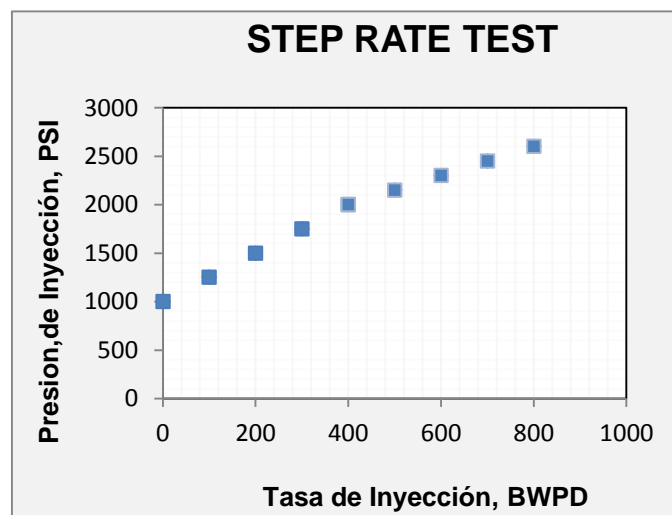
Por lo tanto, la presión de tratamiento en fondo, por sus siglas en ingles BHTP (*Bottom Hole Treatment Pressure*) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$BHTP = P_{iny} + P_h + FP \text{ (Psi)} \quad \text{Ecuación 19.}$$

**4.2.1.1.2 Paso a paso:** La técnica convencional de interpretación de SRT consiste en tabular los resultados obtenidos en tiempo real y realizar los pasos que siguen a continuación:

- a) Graficar la presión de inyección (BHTP) al final de cada etapa o periodo de flujo como una función de la correspondiente tasa de inyección, como se observa en la siguiente imagen (ver Grafica 2.), siendo la tasa el eje X y la presión el eje Y.

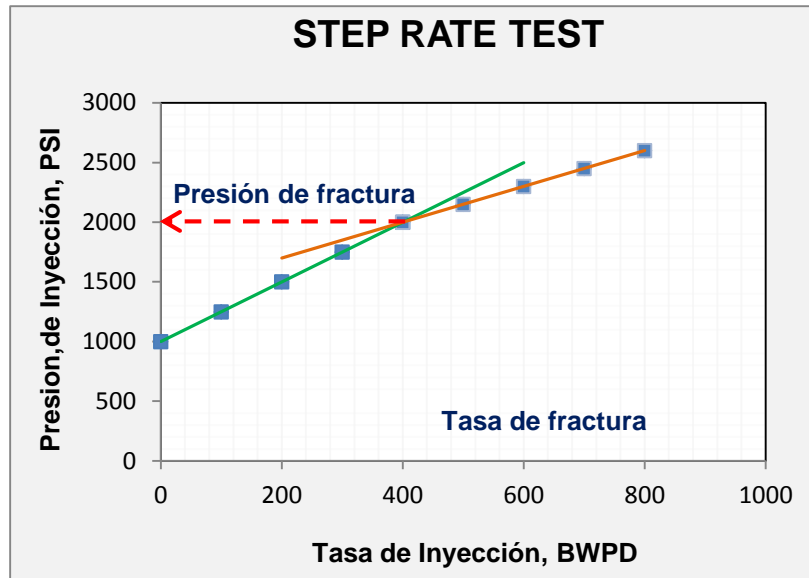
**Grafica 2.** Gráfico convencional del comportamiento de Presión de inyección vs Caudal de inyección.



**Fuente:** McLAUGHLIN Steve. Step Rate Testing. Cardinal Surveys Company, 2009. Modificado por los autores.

- b) Observar el comportamiento de los valores graficados. La variación de la presión de fondo con respecto a la tasa no siempre sigue un orden creciente y en estos casos es necesario discretizar todos aquellos valores que no presenten dicha tendencia con el fin de poder evidenciar si existe o no un cambio en la pendiente de la curva. Para la discretización se utilizan los archivos de raw data que estén disponibles, los cuales poseen los valores de presión, caudal y tiempo de cada prueba en su totalidad.
- c) Si en la gráfica se observa un cambio de pendiente, identificar la zona de flujo matricial y la zona de flujo por fractura mediante los dos segmentos de recta que pasan a través de los puntos de baja y alta inyektividad.
- d) Dibujar las líneas rectas que más se ajusten a la tendencia de los puntos; la presión correspondiente al punto de inflexión, punto donde las dos líneas se interceptan es interpretada como la presión de iniciación/extensión de fractura, “Pfrac” y se calcula leyendo directamente en el eje vertical de la gráfica (ver Grafica 3.). Además, haciendo la lectura directa sobre el eje x, desde el punto de intercepto se obtiene el valor de la tasa mínima de inyección para que la fractura siga extendiéndose, “Qfrac”.

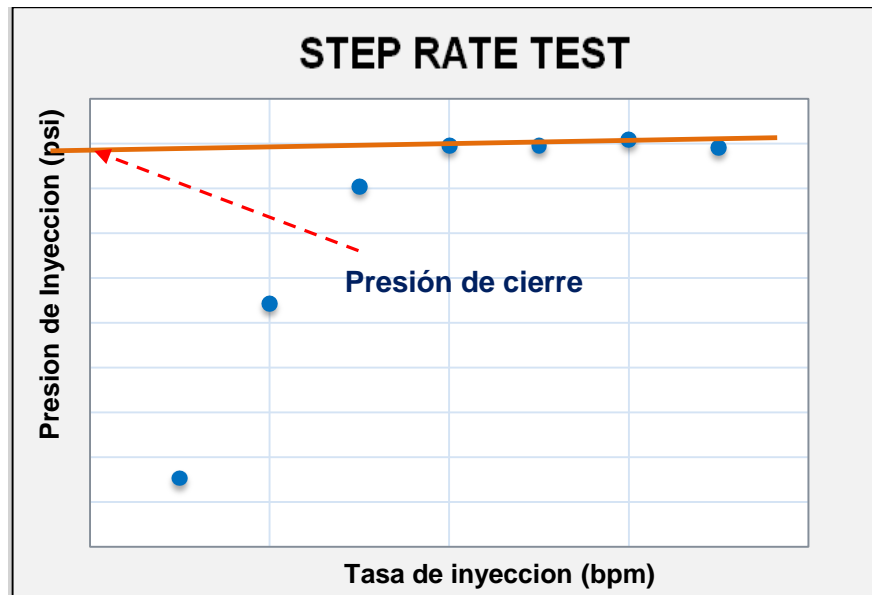
**Grafica 3.** Presencia de línea matricial y línea de fractura en una prueba de inyectividad.



**Fuente:** McLAUGHLIN Steve. Step Rate Testing. Cardinal Surveys Company, 2009. Modificado por los autores.

- e) Extrapolar la línea de la zona de fractura hasta el corte con el eje y para leer el valor de la presión de cierre, “P<sub>cl</sub>” (ver Grafica 4.); además, determinar el índice de inyectividad en la zona de fractura a partir de la pendiente de esta línea, “I<sub>l frac</sub>”.

**Grafica 4.** Determinación grafica de la presión de cierre.

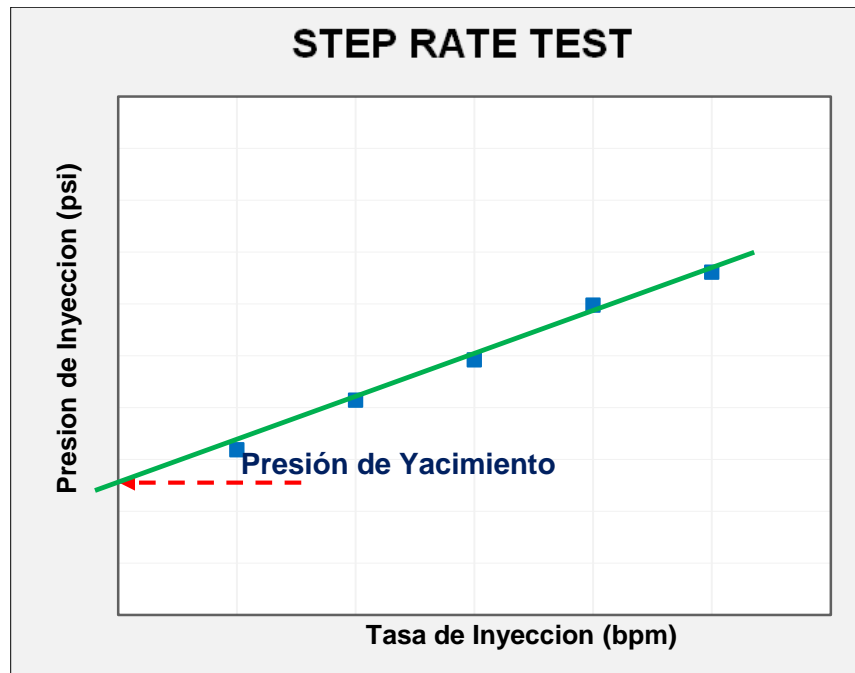


- f) Si en la gráfica se observa un comportamiento prácticamente lineal, indica que la formación no fue fracturada. Trazar únicamente la línea de zona matricial ajustándola a la mayoría de los puntos de la curva (ver Grafica 5.)
- g) Extrapolar línea matricial hasta su corte con el eje y, es decir cuando la tasa de inyección sea cero, en este punto se podrá leer la presión de yacimiento, "Pyto", la cual se refiere a la presión en la cara de la formación justo en el momento en que se inicia la inyección hacia la formación, es decir, a partir del punto en el cual se empieza a vencer la presión de formación, y con su pendiente se determinará el índice de inyectividad matricial,

$$II \text{ matriz} = 1/m \text{ (bwpd/psi).}$$

Ecuación 19.

**Grafica 5.** Comportamiento lineal de la gráfica BHTP vs Q.



Los parámetros obtenidos mediante la técnica convencional de interpretación de SRT descrita anteriormente deben ser reportados en una base de datos que servirá de entrada para el proceso de análisis de SRT.

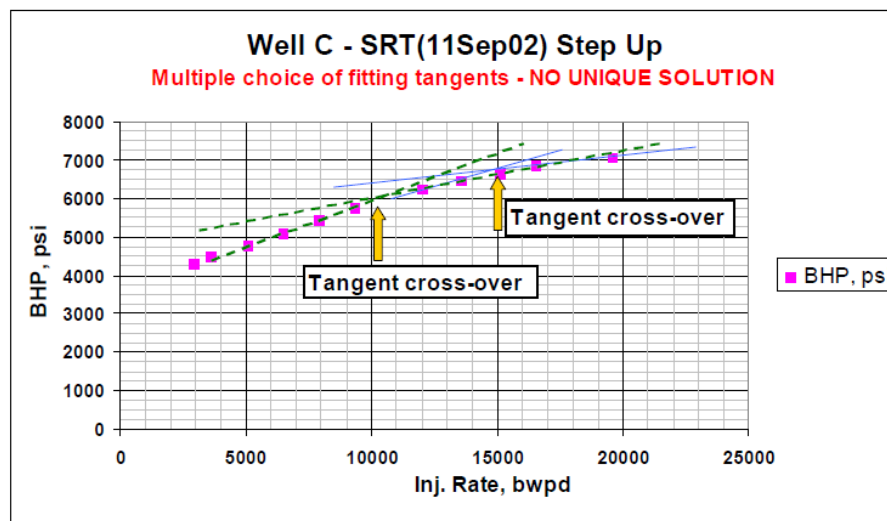
**4.1.1.3 Técnica Alternativa de Interpretación.** La determinación de la presión de fractura de la formación que está siendo afectada por el fluido inyectado es un aspecto fundamental para la optimización de los proyectos de inyección de agua. Como se mencionó anteriormente, para la obtención de este parámetro se sigue la técnica convencional utilizada ampliamente en la industria, sin embargo, en este trabajo se plantea además, el uso de una técnica alternativa para la interpretación de SRT buscando con esto obtener resultados más confiables.

A través de una revisión detallada de la literatura se encontró el desarrollo de una nueva técnica de análisis de Step Rate Test para la determinación de la presión de fractura "Pfrac", desarrollada en Zubair y Burgan que son importantes yacimientos

clásticos en el Norte de Kuwait y propuesta por D. Mandal, A. QAZI, S. Abdullah y A. Bu-Qurais de KOC y S. Hughes de BP, como se encuentra plasmado en el documento técnico de la Sociedad Internacional de Ingenieros de Petróleo, SPE 93252<sup>28</sup>.

La interpretación de la presión de fractura mediante la técnica convencional es muy incierta debido a que en muchos casos el cambio en la pendiente sobre la presión de fractura es muy sutil y puede generarse error humano en el ajuste de las mismas (ver Grafica 6.), razón por la cual para facilitar la interpretación y reducir la incertidumbre del valor obtenido se hace uso de una nueva técnica de diagnóstico.

**Grafica 6.** Técnica convencional, múltiples pendientes.

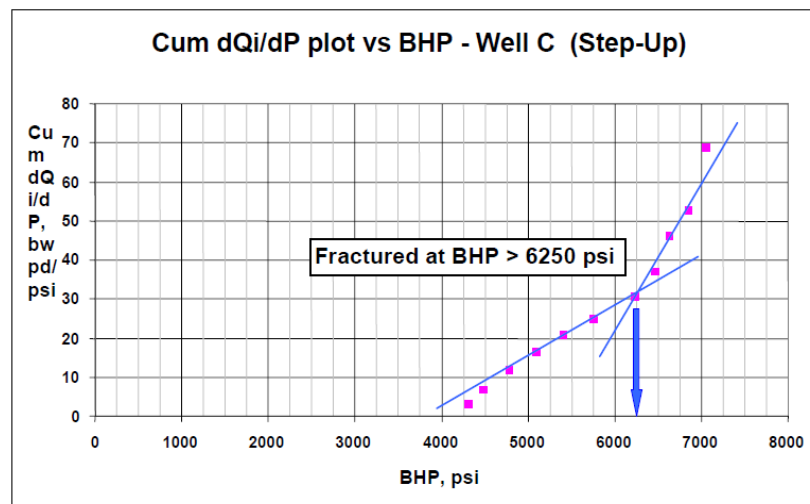


**Fuente:** MANDAL D. et. al. New Step Rate Test Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs. SPE 93252, p. 3.

<sup>28</sup>MANDAL D. et. al. New Step Rate Test Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs. SPE 93252. 2005.

La técnica consiste en graficar y analizar el cambio acumulativo de la tasa de inyección por cambio de presión contra la presión de inyección en fondo,  $dQ_i/dP$  acumulado vs BHTP (ver Grafica 7). Esta grafica mejora sustancialmente la interpretación en aquellos casos donde se hace difícil identificar el cambio de pendiente con el método convencional debido a la existencia de múltiples opciones de ajuste de tangentes que por lo general tienden a marcar un valor de “Pfrac” superior al real.

**Grafica 7.** Grafica técnica alterna para determinar presión de fractura.



**Fuente:** MANDAL D. et. al. New Step Rate Test Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs. SPE 93252, p. 3.

En la prueba SRT, luego de que la formación es fracturada hay un incremento considerable en los valores de la relación anteriormente mencionada, por este motivo, el grafico anterior se realiza de manera acumulativa con el fin de que se pueda evidenciar claramente un cambio marcado en las pendientes. Como resultado la técnica provee una estimación más exacta de la presión de fractura

siendo esto una ventaja sobre la técnica convencional sobretodo en pruebas donde la interpretación de la Pfrac es un problema.

Las pruebas SRT seleccionadas serán sometidas a esta técnica de interpretación para determinar el valor de presión de fractura correspondiente a cada grupo de inyección evaluado con el fin de tener una base comparativa con la técnica convencional y de esta forma generar un reporte más confiable de los valores obtenidos.

**4.1.2 Metodología para el Análisis de SRT.** En esta etapa de la metodología se plantea un análisis cualitativo de SRT mediante el uso de dos enfoques diferentes: análisis de tendencias y análisis Hall plot. Las pruebas de inyectividad SRT, serán sometidas a tres procesos mediante los cuales se busca clasificar el comportamiento de inyectividad que presenta cada grupo que ha sido probado e identificar similitudes en la inyección para tener un conocimiento de la zona que sirva de base para optimizar futuros proyectos en el campo.

El proceso de análisis de las pruebas SRT, permite evaluar la formación que está siendo afectada por la inyección, conocer su capacidad de aceptación, además de monitorear el desempeño y las condiciones de los pozos identificando candidatos para trabajos de WO o de estimulación con el fin de optimizar la operación.

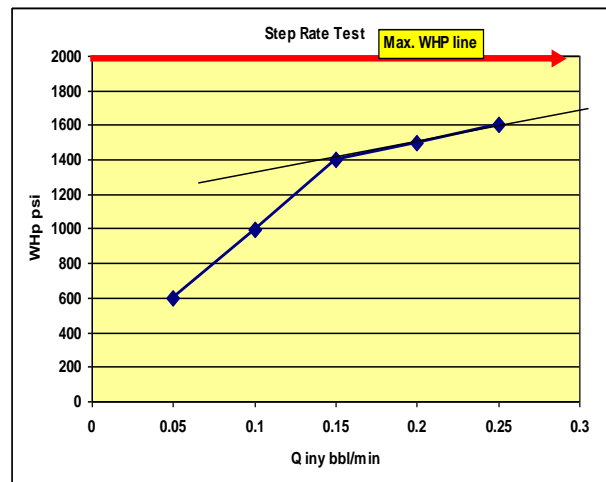
No es simplemente realizar las pruebas y obtener una serie de parámetros que entran a formar parte del gran volumen de información con la que cuentan los campos; es de vital importancia, seguir un proceso organizado que además de la obtención, nos permita analizar su aplicabilidad para lograr mejoras operativas.

**4.1.2.1 Análisis de Tendencias.** El primer enfoque o análisis de tendencias se fundamenta en el comportamiento de la inyección obtenido a partir de la gráfica BHTP vs Q, la cual tiene como salida principal la presión de fractura que corresponde a la intersección de las dos líneas.

Para este tipo de análisis se presentan seis CASOS posibles para clasificar las pruebas SRT:

**CASO 1:** *Presión aumenta progresivamente.*

**Grafica 8.** Caso general de una prueba de inyectividad



**Fuente:** CORTEZ G. Injectivity Testing in Multilayer Oil Mature fields. Alianza Casabe.

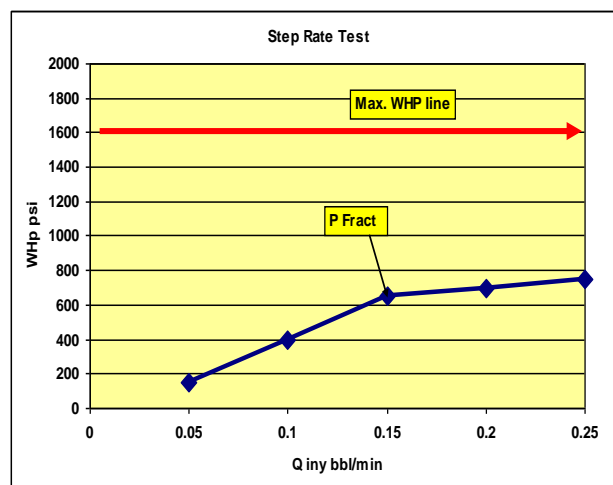
En la curva se observa que la presión aumenta progresivamente. En este caso, durante la operación se debe continuar con la prueba considerando una máxima presión de inyección de (2000 psi). Se deberá tratar de observar cambio en la pendiente de la curva y de ser posible, realizar dos puntos adicionales de presión para definir claramente la nueva pendiente.

Básicamente la prueba SRT pertenece a este caso cuando se ve claramente un cambio en la pendiente del gráfico de *Step Rate Test* con 2 puntos por encima de la presión de fractura.

- $Q_{iny} > Q_{Necesario}$
- $P_{fract} < P_{max\ Línea}$

### **CASO 2: Alta admisión**

**Grafica 9.** Caso especial, alta admisión



**Fuente:** CORTEZ G. Injectivity Testing in Multilayer Oil Mature fields. Alianza Casabe.

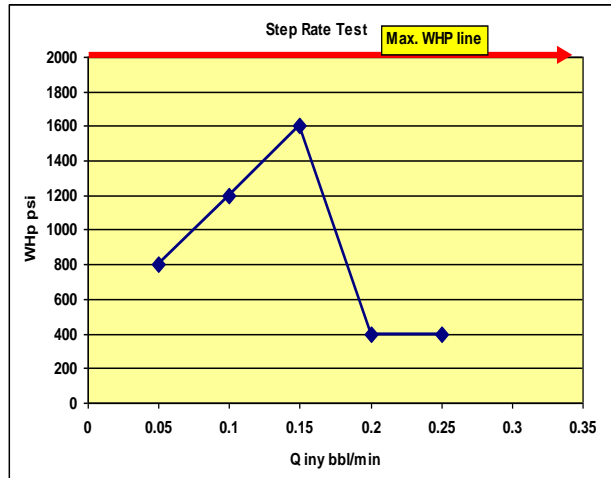
Básicamente la prueba SRT pertenece a este caso cuando el pozo admite grandes volúmenes a bajas presiones (menor a 1000 psi), por lo tanto la prueba debe culminar a 0,25 bwpm.

La solución operacional a este tipo de comportamiento se consigue regulando la VRF al volumen calculado.

- $Q_{iny} > Q_{Necesario}$

### CASO 3: Comunicación entre capas.

**Grafica 10.** Caso comunicación entre capas.



**Fuente:** CORTEZ G. Injectivity Testing in Multilayer Oil Mature fields. Alianza Casabe

La prueba SRT pertenece a este caso cuando la presión cae drásticamente y aumenta la presión en el anular observándose retorno de fluido en superficie.

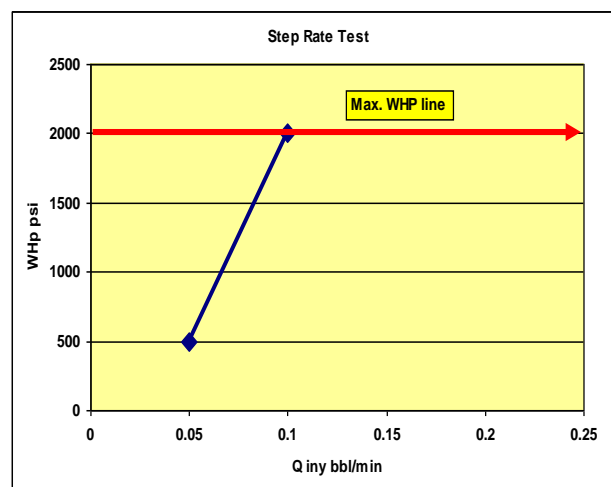
Durante la operación se desasientan empaques, levantan y prueban empaques sobre tubería lisa y se comunican los resultados a personal de Ingeniería de Workover. En caso de que se observe falla en la prueba, se reemplazan los empaques y se repite la prueba de injectividad.

En caso de que la prueba de empaques sea positiva, se continúa con las pruebas de injectividad uniendo con el siguiente grupo, se realiza la prueba con los dos grupos unificados y posteriormente se posicionan los empaques para realizar la prueba SRT únicamente del grupo superior que fue unificado. Si se observa comunicación con un tercer grupo, se repiten los pasos anteriores hasta que no se observe comunicación entre capas.

Como solución operacional a este comportamiento se recomienda seguir con la prueba de inyectividad programada y volver a probar inyectividad en la capa que circula luego de terminar el programa inicial.

**CASO 4:** *Baja admisión.*

**Grafica 11.** Caso especial, baja admisión.



**Fuente:** CORTEZ G. Injectivity Testing in Multilayer Oil Mature fields. Alianza Casabe.

En la curva se observa un aumento en la presión a bajos caudales sin presentarse cambio en la pendiente. Operacionalmente, si el grupo cumple con las condiciones requeridas, se intenta fracturar continuando la prueba hasta alcanzar una presión máxima de inyección de (2000 psi); una vez alcanzada esta presión, parar la prueba. Si se logra fracturar se repite la prueba tratando de identificar la presión de reapertura. Si no es posible fracturar a (2000 psi) o si el pozo no es un candidato a ser fracturado, informar a personal de Ingeniería de Workover para establecer plan de suabeo del grupo. Después de suabeo, desasentar

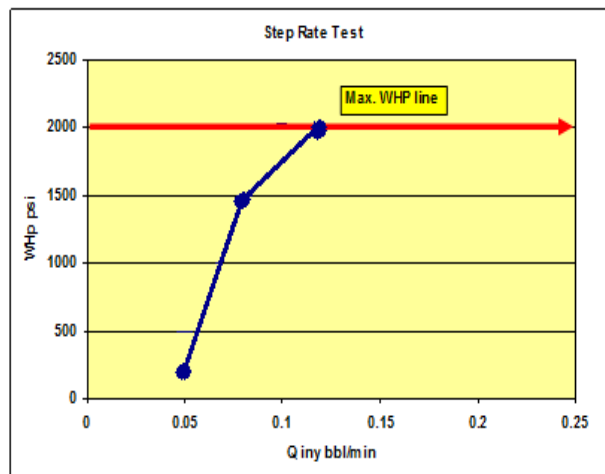
empaques, circular hasta limpio y asegurar que el pozo este lleno, posicionar empaques sobre el grupo suabeado y repetir prueba de inyectividad.

Básicamente la prueba SRT pertenece a este caso cuando se alcanza la máxima presión de línea de inyección (2000 psi) con un caudal inferior al calculado.

- $Q_{iny} < Q_{Necesario}$

**CASO 4a:** *Baja admisión con fractura.*

**Grafica 12.** Caso especial, baja admisión con fractura.

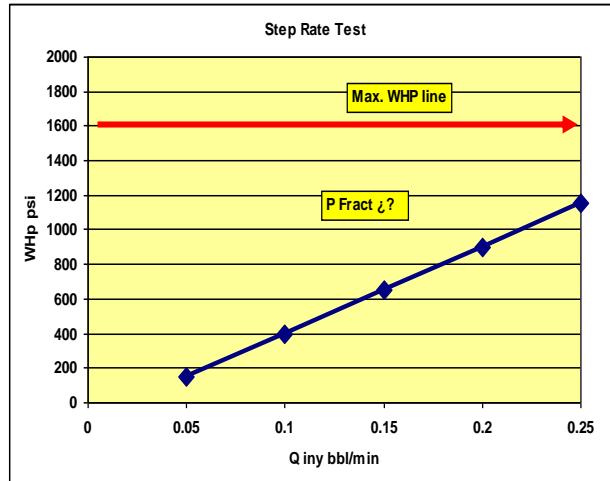


**Fuente:** Modificado. CORTEZ G. Injectivity Testing in Multilayer Oil Mature fields. Alianza Casabe.

A este caso pertenecen los grupos de inyección que en la curva de inyectividad mostraron aumento de presión a bajos caudales y se fracturaron.

**CASO 5:** No se presenta fractura.

**Grafica 13.** Caso especial, no fractura.



**Fuente:** CORTEZ G. Injectivity Testing in Multilayer Oil Mature fields. Alianza Casabe.

Básicamente la prueba SRT pertenece a este caso cuando no existe cambio de pendiente en la gráfica. Durante la operación se continúa incrementando la tasa de flujo de inyección hasta alcanzar la zona de flujo por fractura de ser posible, sin exceder la presión máxima de la línea.

- $Q_{iny} > = < Q_{Necesario}$

Cada una de las pruebas SRT seleccionadas se analiza para determinar a qué CASO corresponde según el comportamiento de la curva Presión (BHTP) vs Caudal (Q) de inyección. Posteriormente se propone la creación de una base de datos donde se almacenen los resultados y la construcción de graficas de distribución de resultados para todas las arenas individuales con el fin de identificar grupos de inyección en los que exista una oportunidad de optimización.

Además de la clasificación por CASOS a partir de la tendencia de la curva BHTP vs Q, se realiza la identificación de grupos de inyección que pertenecen a diferentes pozos, probados en una misma arena individual que presenten comportamiento de inyectividad similar con el fin de formar nuevos grupos de pozos siempre y cuando se encuentren cercanos entre si, a los cuales se les pueda asignar valores promedio de los parámetros determinados en la interpretación de las pruebas SRT, con el fin de establecer un comportamiento tipo de inyectividad para la zona que sirva de base para optimizar el completamiento de la sarta selectiva de inyección en futuros pozos.

Los resultados obtenidos a partir del análisis anterior se almacenan en una base de datos de fácil acceso.

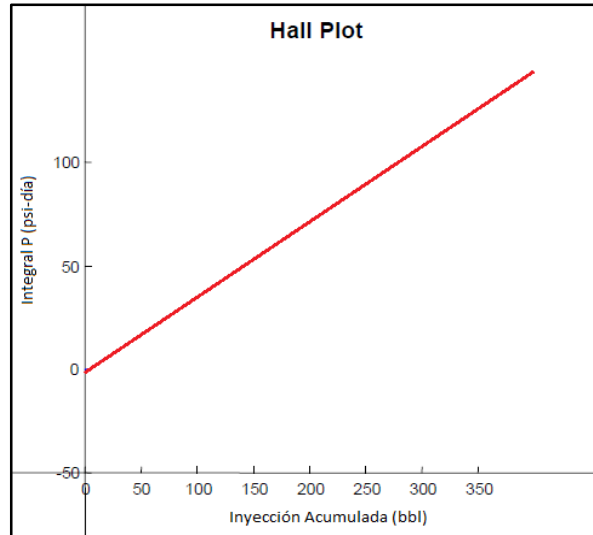
**4.1.2.2 Análisis Hall Plot.** El método de HALL es una herramienta utilizada para evaluar el desempeño de las operaciones de inyección de agua asumiendo que el flujo ocurre en forma radial, en estado estable y que el radio de influencia permanece constante durante el periodo de observación. Para su aplicación es necesaria información referente a datos de presiones y tasas de inyección e información acerca del ambiente de presión del yacimiento, el cual por lo general no puede ser medido. El método ha sido probado con datos de campo, mostrando ser aproximado, eficiente y simple para el monitoreo y control de la inyección.

Este análisis se basa en la construcción de una gráfica de la integral del tiempo de la diferencia entre las presiones de inyección y yacimiento versus la inyección acumulada<sup>29</sup> (ver Grafica 14). Las fluctuaciones a corto plazo son filtradas automáticamente.

---

<sup>29</sup>SILIN. D. et. al. Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revised. SPE 93879. California, Estados Unidos, 2005.p. 3.

**Grafica 14.** Hall Plot ideal



**Fuente:** SILIN D. et. al. Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis. SPE 95685. 2005. p. 3. Modificado por los autores.

La integral de la presión y la inyección acumulada se ven representadas como se muestra a continuación:

$$\Pi(t) = \int_{t_0}^t BHTP - P_e(\tau) d\tau \quad V(t) = \int_{t_0}^t Q(\tau) d\tau \quad \text{Ecuación 19.}$$

Dónde:

$\Pi(t)$  = Diferencia de presiones de inyección (Psi).

$V(t)$  = Inyección acumulada (bbbl).

BHTP = Presión de inyección en fondo (psi).

$P_e$  = Presión promedio del yacimiento (psi).

$Q$  = Tasa de inyección (bwpd).

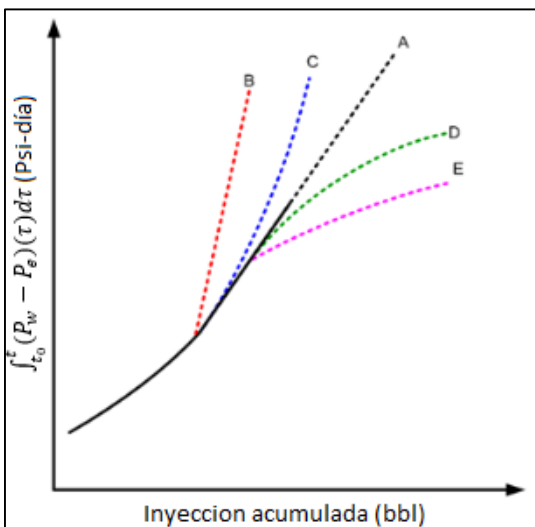
$t_0$  = Tiempo inicial (días).

$t$  = Tiempo de estudio (días).

La pendiente del grafico de Hall es interpretada como un indicador de la inyectividad promedio del pozo. En condiciones normales, el grafico muestra un comportamiento de línea recta (ver Figura 26), lo cual significa que la presión de yacimiento utilizada para el análisis es la correcta y la inyección se está llevando a cabo sin inconvenientes operacionales.

La existencia de desviaciones de la pendiente indica cambios en las condiciones de inyección, de tal forma que un aumento en la pendiente indica un taponamiento debido a la existencia de daño en la cara del pozo, lo cual ocasiona una disminución en el índice de inyectividad, mientras que una reducción en la pendiente muestra el efecto de una estimulación debida a la existencia de una fractura o la creación de una en dicha zona (ver Grafica 15.).

**Grafica 15.** Gráfico de Hall para identificar condiciones de la inyección.



**Fuente:** [http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony\\_WebHelp/Content/HTML\\_Files/Reference\\_Material/Analysis\\_Method\\_Theory/Surveillance\\_Theory.htm](http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Surveillance_Theory.htm).

La recta A corresponde a un buen comportamiento de la inyección, sin ningún problema, mientras que las curvas B y C ilustran taponamiento por presencia de

daño siendo B un daño severo. La curva D se encuentra relacionada con una estimulación gradual debido al fracturamiento de la zona y la curva E presenta una estimulación abrupta, ya que hace referencia a una zona que ha sido previamente estimulada (fracturada).

La pendiente de estudio se encuentra definida por un número de diferentes parámetros del yacimiento, donde el producto permeabilidad-espesor es el más importante<sup>30</sup>, para flujo en estado estable:

$$m_{estado\ estable} = \frac{141.2\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_w h_{eff}} \quad \text{Ecuación 20.}$$

Además, la pendiente de Hall convencional puede ser modificada para una inyección en estado semi-estable<sup>31</sup> como se muestra:

$$m_{estado\ semi-estable} = \frac{141.2\mu_w B_w \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right\}}{k_w h_{eff}} \quad \text{Ecuación 21.}$$

Dónde:

$\mu_w$  = Viscosidad de agua de inyección (cP).

$B_w$  = Factor volumétrico de formación del agua (resbb/bbl).

$r_w$  = Radio del wellbore (ft).

$r_e$  = Radio de influencia (ft)

$h_{eff}$  = Espesor efectivo de la zona inyectada (ft).

$k_w$  = Permeabilidad relativa al agua (mD).

**4.1.1.2.1 Método de análisis de pendiente.** Un nuevo método llamado análisis de pendiente ha sido propuesto basado en el análisis de las variaciones de pendiente del grafico de Hall. Este método produce un valor estimado de la presión de yacimiento aparente y de la inyectividad. Como datos para realizar el análisis

<sup>30</sup>HAWES, Daniel. Direct Approach through Hall Plot Evaluation Improves the Accuracy Of Formation Damage Calculations And Eliminates Pressure Fall-Off Testing. SPE 5985.

<sup>31</sup>OJUKWU K.I. y VAN DEN HOEK P.J. A New way To Diagnose Injectivity Decline During Fractured Water Injection By Modifying Conventional Hall Analysis. SPE 89376. Oklahoma, Estados Unidos. 2004.

únicamente se requiere de valores de presiones y caudales, los cuales son obtenidos tras la ejecución de la prueba de inyektividad.

Este método ha sido verificado tanto con datos sintéticos como con datos de campo y ha demostrado que usando la presión de yacimiento obtenida es posible corregir la interpretación del grafico de Hall, cuando esta se realiza sin conocimiento preciso de dicho valor. Si esas correcciones no son hechas, la interpretación podría ser errónea.

El análisis de la pendiente resulta ser tan sencillo como el método de Hall; se basa en la creación de una gráfica de la razón de presión de inyección en fondo y caudal versus el inverso de caudal de inyección, es decir, BHTP/Q vs 1/Q (ver Grafica 16).

El grafico de la pendiente es obtenido a partir de la derivada del grafico de Hall, con la cual se determina la siguiente ecuación:

$$S = \frac{P_e}{Q} + b \quad \text{Ecuación 22.}$$

Siendo:

$$S = \frac{BHTP}{Q} \quad \text{Ecuación 23.}$$

Dónde:

S = Pendiente del grafico de Hall.

$P_e$  = Presión promedio de la formación al radio de influencia (Psi).

Q = Caudal de inyección (bwpd).

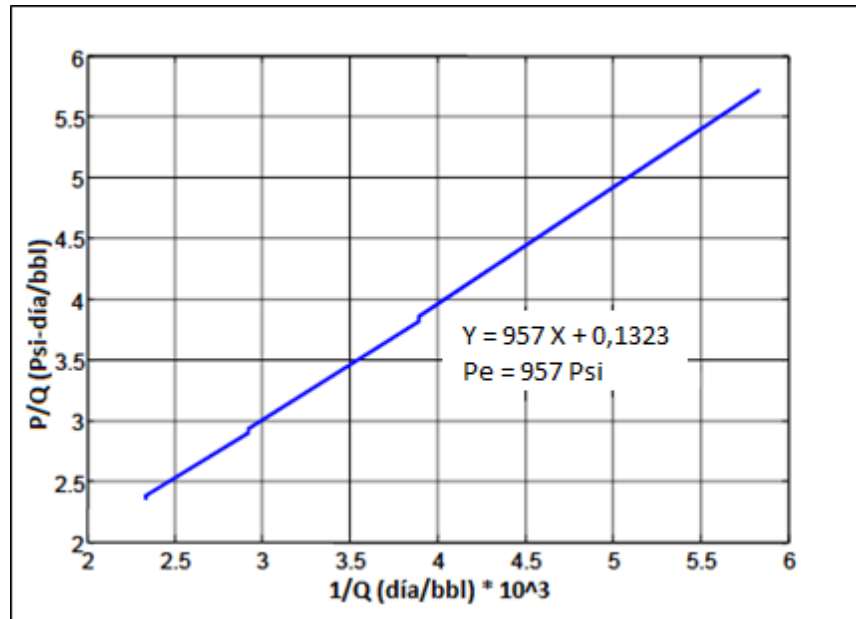
b = Parámetro de inyektividad del pozo.

BHTP = presión de inyección en fondo de pozo (Psi).

Esta ecuación relaciona al grafico de S como una función lineal del parámetro 1/Q; de esta manera, tanto la presión ambiente del yacimiento  $P_e$  como el parámetro de

inyectividad del pozo b pueden ser obtenidos por un ajuste lineal en dicho gráfico. Una vez la  $P_e$  es identificada como la pendiente del gráfico del análisis de pendiente, esta es usada para corregir el gráfico de Hall y garantizar un análisis más aproximado del comportamiento de la inyección.

**Grafica 16.** Gráfico de análisis de pendiente

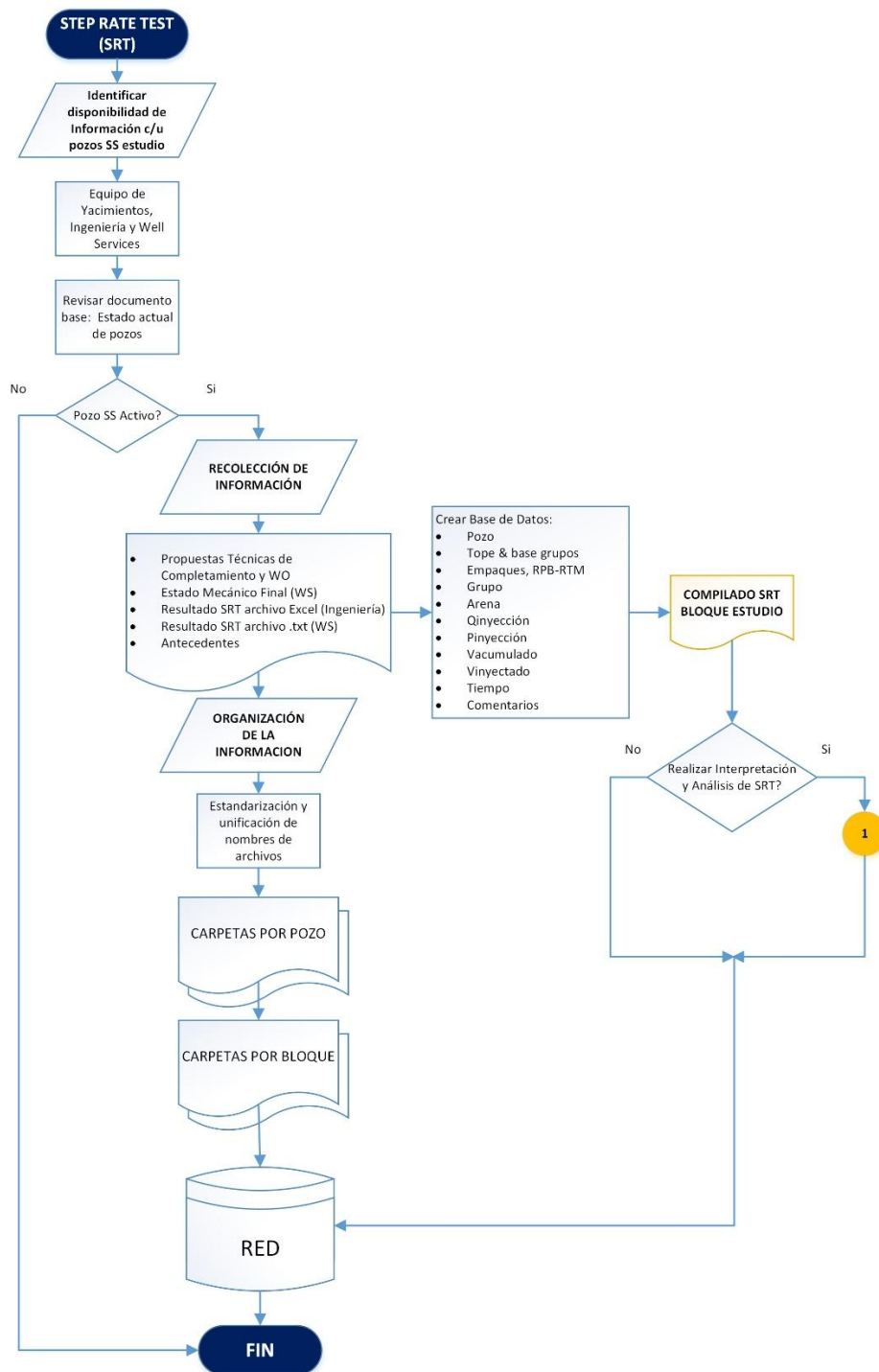


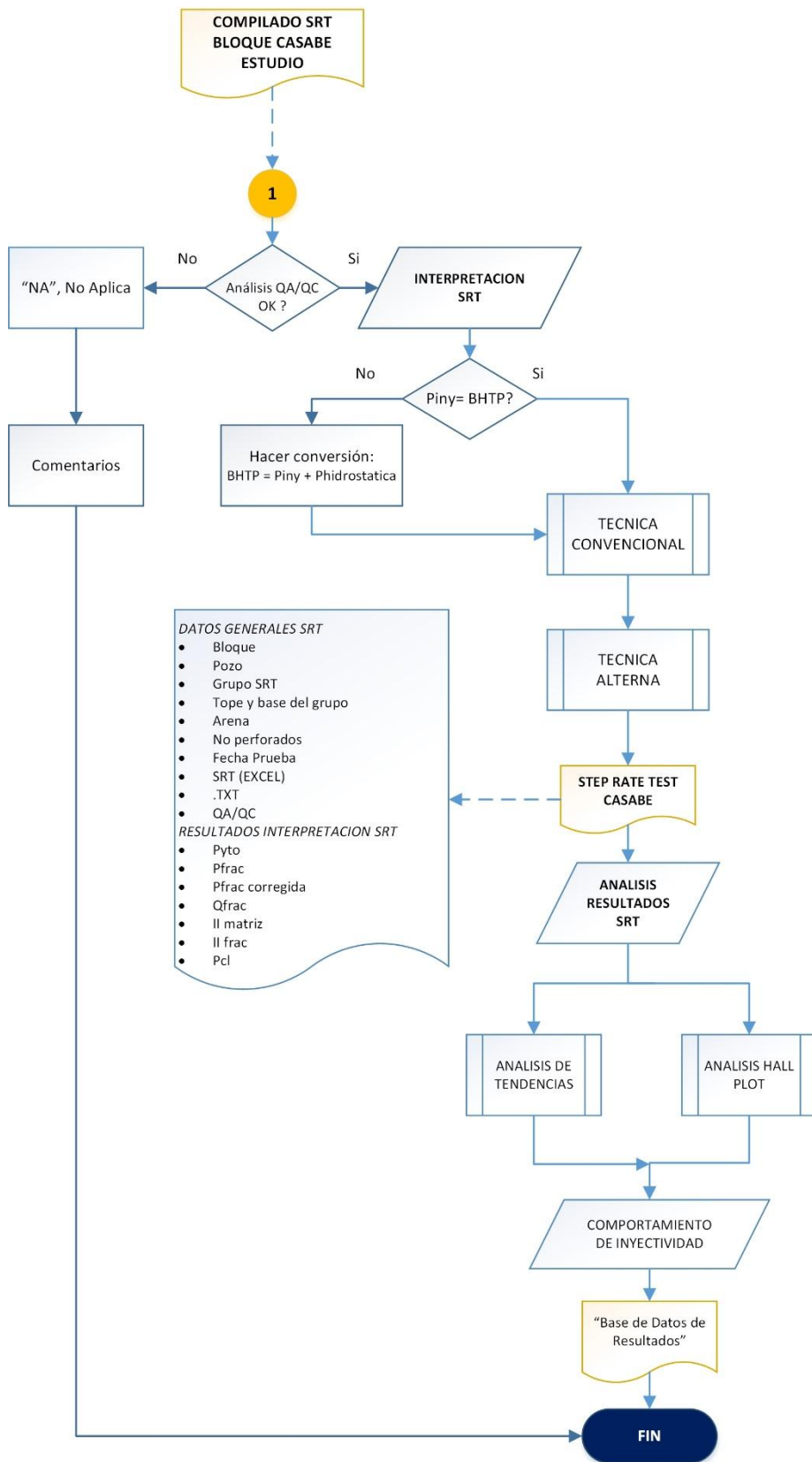
**Fuente:** SILIN D. et. al. Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis. SPE 95685. 2005. p. 6. Modificado por los autores.

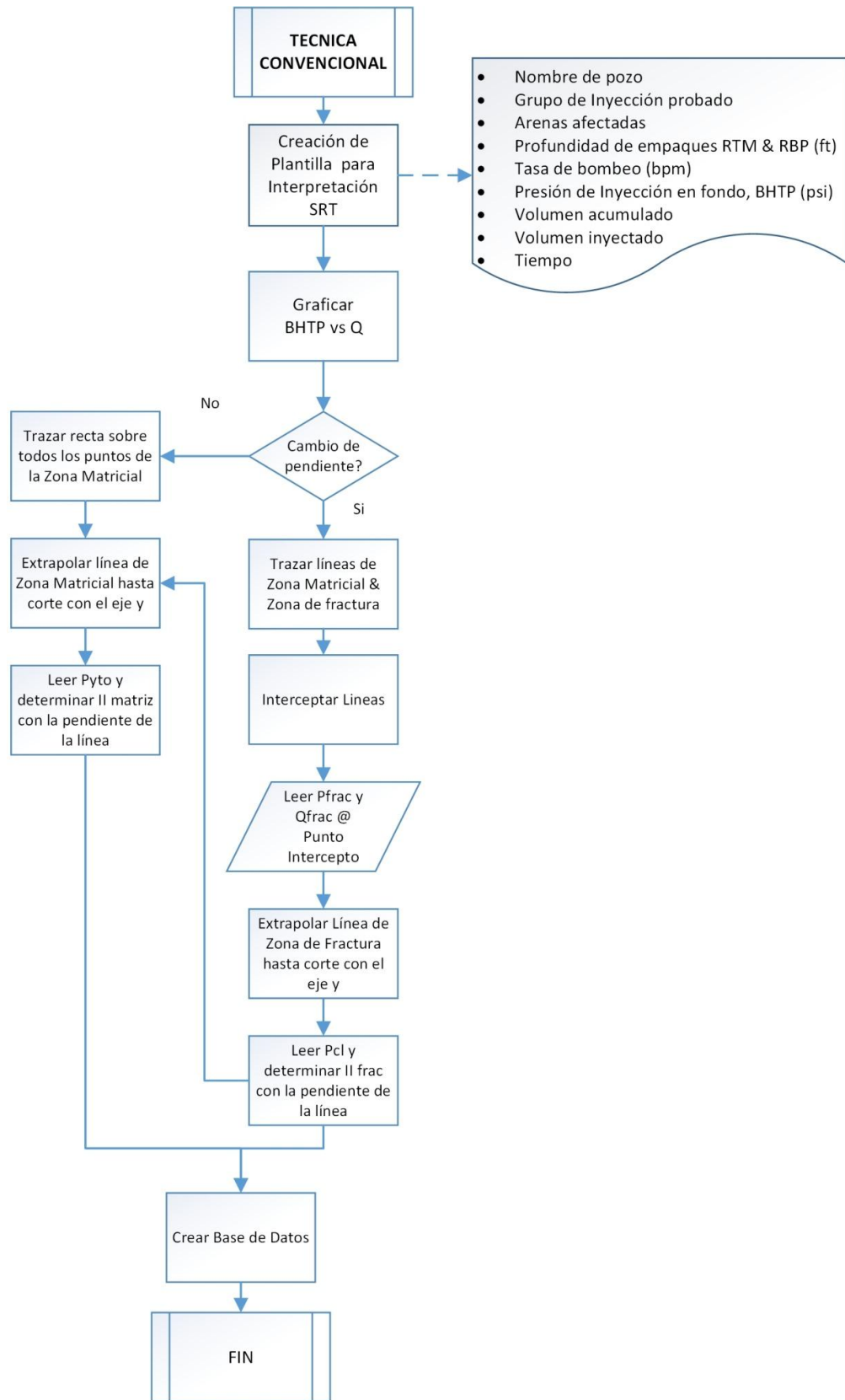
Los resultados obtenidos a partir del análisis cualitativo propuesto anteriormente se almacenan en una base de datos con el fin de centralizar la información y disponer fácilmente de ella para posteriores estudios.

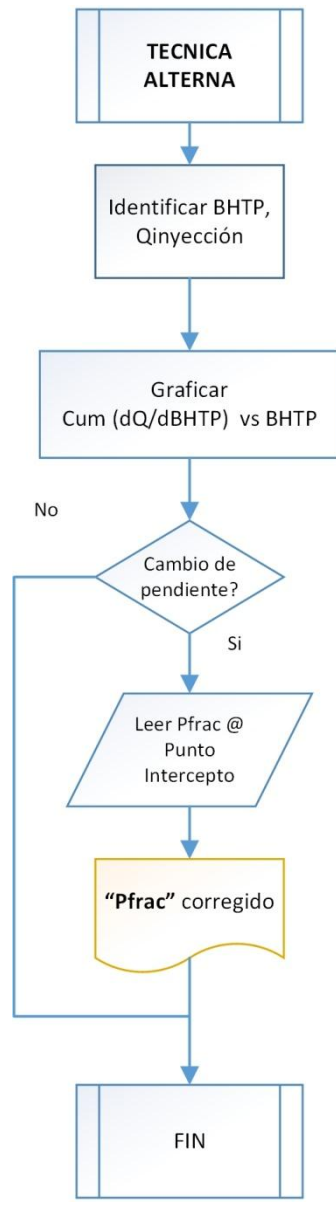
## 4.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGIA SRT PROPUESTA

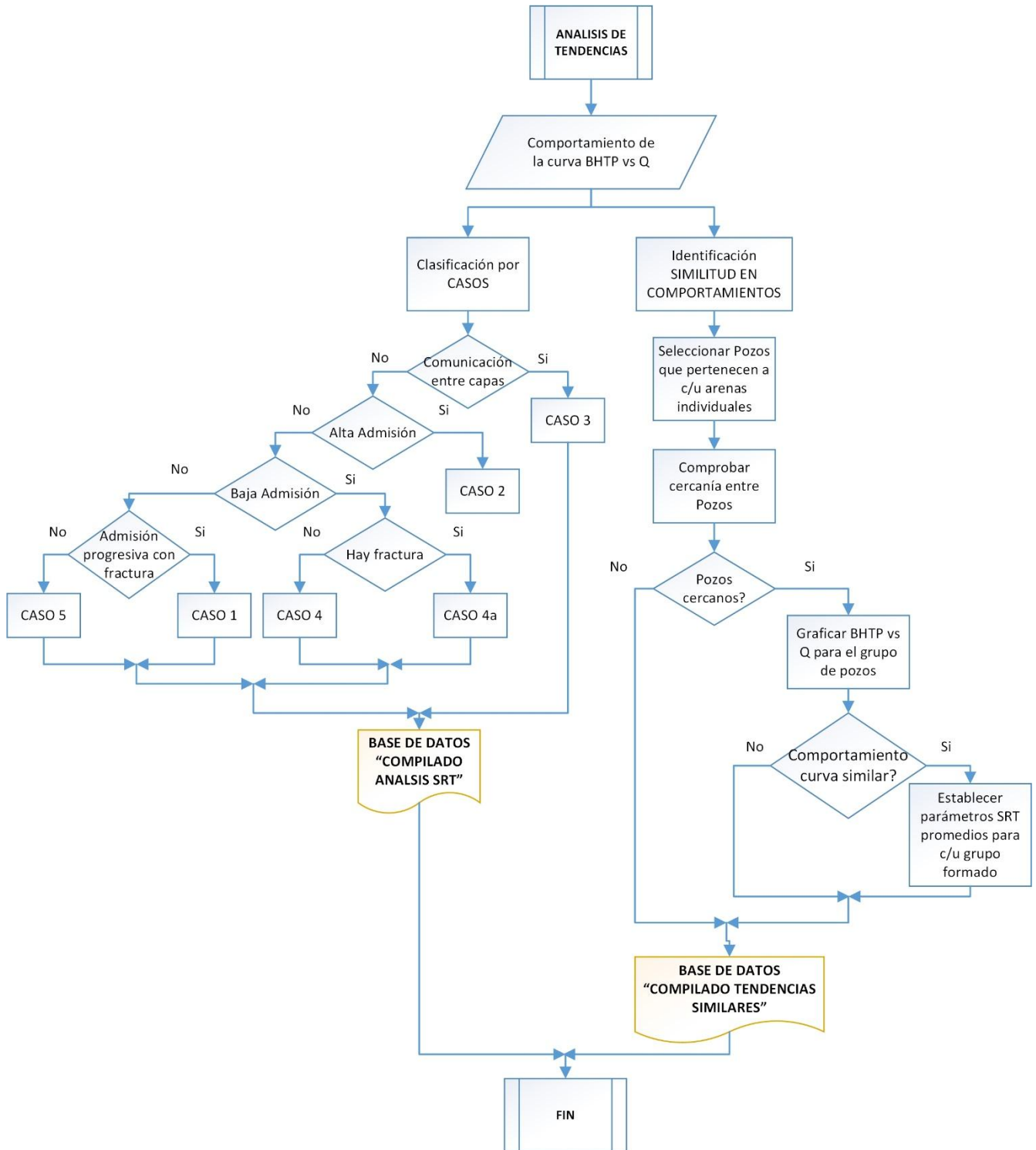
Figura 13. Diagrama de flujo para la Recopilación, interpretación y análisis de SRT.

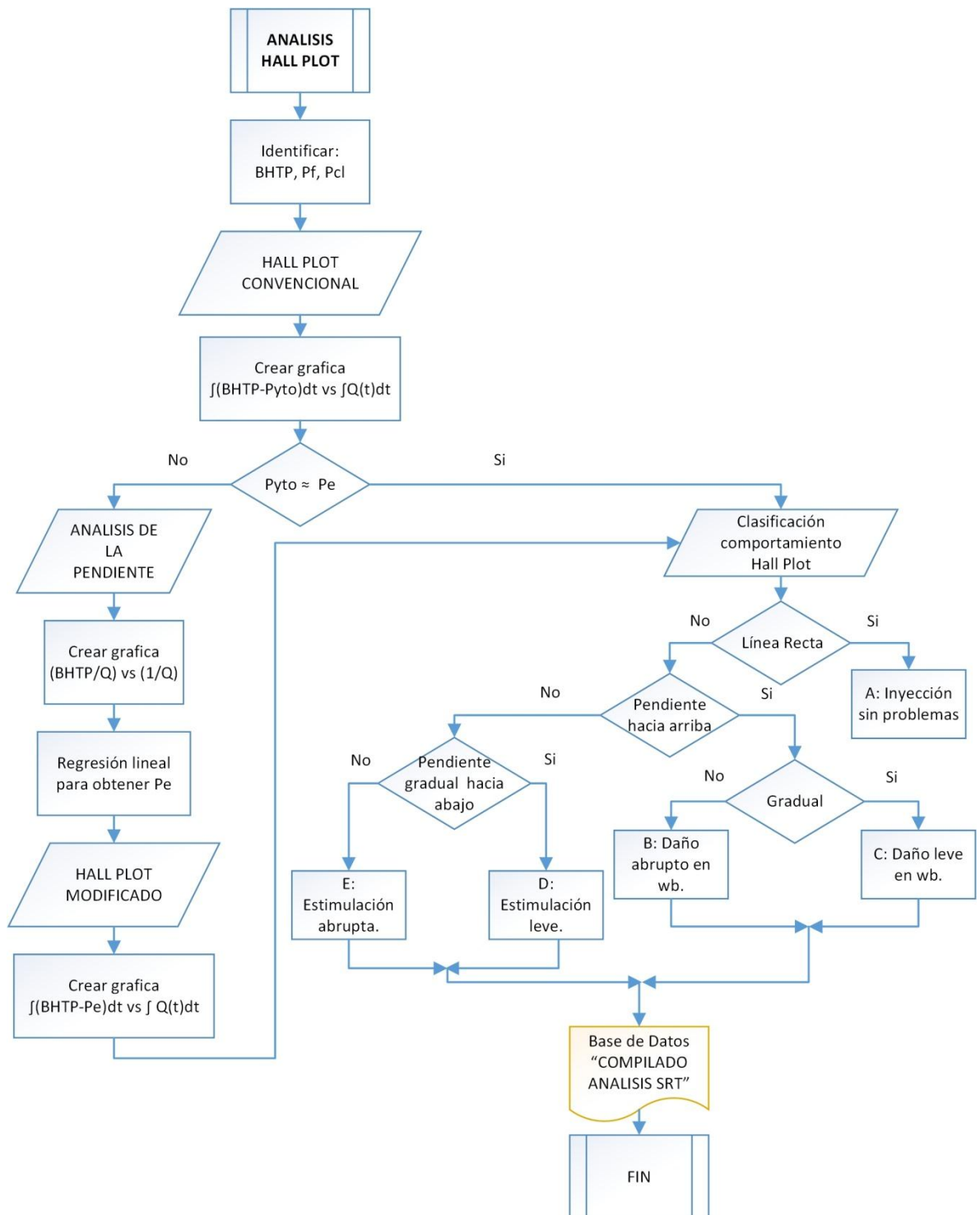












## **5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA SRT A LOS BLOQUES\_STEP X & Y DEL CAMPO CASABE**

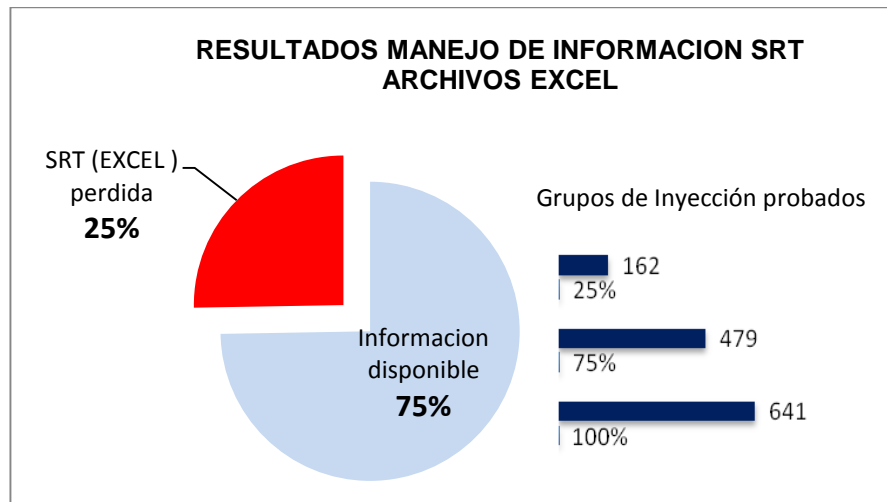
En esta sección se desarrolla la metodología para la recopilación, interpretación y análisis de SRT definida anteriormente; se decidió realizar la aplicación de la misma con los datos correspondientes a dos de los ocho bloques que forman el Campo Casabe; por razones de confidencialidad los bloques utilizados para el estudio se denominan Bloque\_Step X & Y, los cuales se encuentran localizados en el sector norte del Campo.

### **5.1 RECOPIACION, ORGANIZACIÓN Y CENTRALIZACION DE LA INFORMACION DE SRT DE LOS BLOQUES\_STEP X & Y**

Como primera fase de la metodología propuesta se consultó a los diferentes equipos de trabajo del campo con el fin de conocer el número de pozos inyectoros activos con sarta selectiva en los bloques en estudio a los cuales se les ha realizado *Step Rate Test* y adquirir la información disponible generada tras la ejecución de las pruebas, además de las propuestas técnicas de completamiento y estados mecánicos finales.

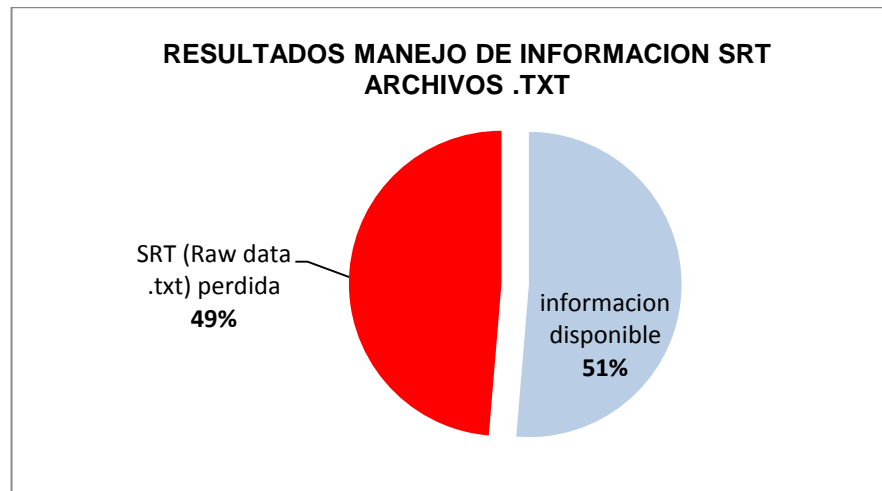
Luego de revisar la información recolectada en el paso anterior, se identificó que los Bloques\_Step X & Y cuentan con un total de 68 pozos inyectoros con sarta selectiva que han sido probados en 641 grupos de inyección. Sin embargo, de acuerdo a los resultados de las pruebas registrados en archivos Excel, solo se cuenta con información correspondiente a 53 pozos que representa un volumen de datos de SRT de 479 pruebas. Debido a los desacertados procesos en el manejo de la información para estos bloques en particular se ha perdido el registro de 162 pruebas SRT, haciendo con esto que el número de pruebas disponibles para análisis se redujera en un 25% (ver Grafica 17.).

**Grafica 17.** Distribución porcentual de las pruebas SRT (Excel).



Para el caso de los datos generados en los archivos de raw data (.txt) el número de pruebas disponibles se redujeron en un 49%, contando con las SRT correspondientes a 312 grupos de inyección distribuidos en 40 pozos (ver Grafica 18.). Debido al gran porcentaje de pérdida, estos archivos .txt de los resultados de las pruebas SRT, no se utilizaran para realizar los posteriores procesos de interpretación y análisis. En la tabla 6 se presenta la información obtenida.

**Grafica 18.** Distribución porcentual de las pruebas SRT (.txt).



**Tabla 6.** Reporte de la recopilación de pruebas SRT de los Bloques\_Step X&Y.

REPORTE GENERAL BLOQUE_STEP X & Y	
No pozos activos	68
No grupos de inyección probados	641
No Pozos con resultados SRT archivo (Excel)	53
Total pruebas SRT (Excel)	479
No Pozos con resultados SRT archivo (.txt)	40
Total pruebas SRT (.txt)	329
<b>Información perdida (EXCEL)</b>	<b>162</b>
<b>Información perdida (.txt)</b>	<b>312</b>

Continuando con este proceso, se procedió a organizar la información recopilada: propuestas técnicas de completamiento, estados mecánicos finales, resultados SRT archivos Excel, resultados SRT archivos .txt y antecedentes, en carpetas para cada uno de los pozos que pertenecen a los bloques en estudio. Se unifico y estandarizo los nombres de los archivos de acuerdo al nombre del pozo al que hacen referencia (por motivos de confidencialidad como se mencionó anteriormente, se cambió el nombre de los pozos), identificando como NO PI, los pozos que no disponen de los archivos Excel. Esta información fue almacenada en la base de datos del campo logrando con esto centralizar las pruebas SRT.

Con el fin de cumplir con las fases siguientes de esta metodología, se seleccionó como muestra de este estudio las 479 pruebas registras en archivos de Excel para los 53 pozos mencionados. La distribución de los pozos de acuerdo al bloque al que pertenecen se presenta en la tabla 7.

**Tabla 7.** Pozos Inyectores SS en estudio.

POZOS INYECTORES DEL BLOQUE_STEP X		
UIS_STEP 1	UIS_STEP 26	UIS_STEP 34
UIS_STEP 2	UIS_STEP 27	UIS_STEP 35
UIS_STEP 4	UIS_STEP 28	UIS_STEP 36
UIS_STEP 5	UIS_STEP 29	UIS_STEP 37
UIS_STEP 8	UIS_STEP 30	UIS_STEP 38
UIS_STEP 9	UIS_STEP 31	UIS_STEP 51
UIS_STEP 24	UIS_STEP 32	UIS_STEP 52
UIS_STEP 25	UIS_STEP 33	UIS_STEP 53

POZOS INYECTORES DEL BLOQUE_STEP Y		
UIS_STEP 3	UIS_STEP 17	UIS_STEP 42
UIS_STEP 6	UIS_STEP 18	UIS_STEP 43
UIS_STEP 7	UIS_STEP 19	UIS_STEP 44
UIS_STEP 10	UIS_STEP 20	UIS_STEP 45
UIS_STEP 11	UIS_STEP 21	UIS_STEP 46
UIS_STEP 12	UIS_STEP 22	UIS_STEP 47
UIS_STEP 13	UIS_STEP 23	UIS_STEP 48
UIS_STEP 14	UIS_STEP 39	UIS_STEP 49
UIS_STEP 15	UIS_STEP 40	UIS_STEP 50
UIS_STEP 16	UIS_STEP 41	-

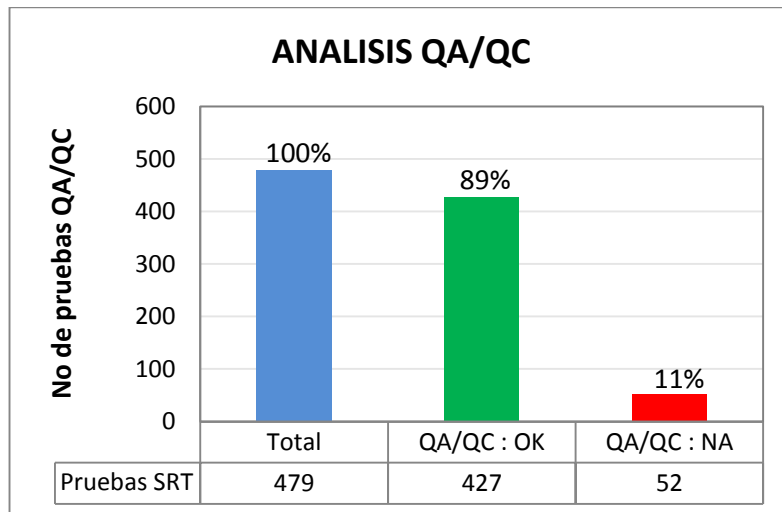
Para culminar el proceso de recopilación, organización y centralización de SRT se sintetizo la información anterior mediante la creación de una base de datos: COMPILADO SRT BLOQUE\_STEP X&Y, conformada por los parámetros establecidos en la metodología. Debido al volumen de datos contenidos en este archivo solo se presenta el trabajo realizado con el pozo UIS\_STEP 37 en el Anexo A.

## 5.2 INTERPRETACION DE SRT DE LOS BLOQUES\_STEP X & Y

Según lo planteado en esta fase de la metodología, previo a la interpretación de las pruebas se realizó el análisis QA/QC sobre la base de datos: COMPILADO SRT BLOQUE\_STEP X&Y, con el fin de seleccionar las pruebas óptimas para seguir con el proceso.

Las pruebas fueron sometidas a este análisis y a partir del cumplimiento de los criterios plasmados anteriormente se obtuvieron los siguientes resultados (ver Grafica 19.).

**Grafica 19.** Resultados análisis QA/QC.



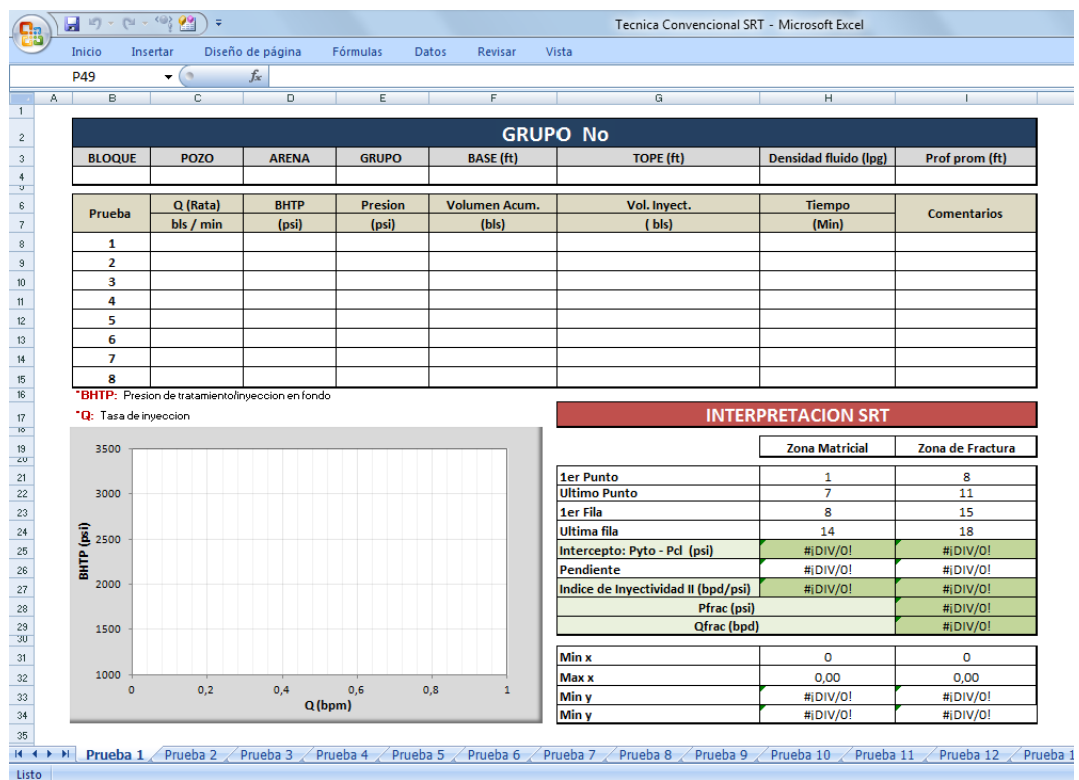
A partir de la selección anterior, el nuevo volumen de pruebas para realizar la interpretación es de 427 lo cual corresponde a un 89% de la cantidad disponible inicialmente.

La interpretación y el análisis de SRT requieren que los valores de presión de inyección registrados se hayan medido a condiciones de fondo; en este estudio se identificó que los valores suministrados fueron obtenidos en superficie razón por la

cual se realizó el ajuste de presiones para cada grupo probado, teniendo en cuenta la presión hidrostática y las pérdidas por fricción, sin embargo, para el caso particular del campo Casabe, estas pérdidas son irrisorias debido a los bajos caudales empleados para la inyección. La densidad del fluido considerada para el cálculo de la presión hidrostática fue de 8,4 lpg.

La aplicación de la técnica convencional, como se mencionó anteriormente, implicó la creación de una plantilla mediante el uso del software Microsoft Excel (ver Figura 14.), que permite obtener la gráfica de análisis convencional BHTP (presión de tratamiento o inyección en fondo de pozo) versus Q, a partir de la cual se determinaron los parámetros de interés para cada uno de los 427 grupos de inyección probados.

**Figura 14.** Plantilla para la Interpretación de SRT mediante la Técnica Convencional.



La plantilla creada, se replicó para cada uno de los pozos en estudio y la interpretación de los grupos probados en estos se realizó en hojas de cálculo independientes denominadas como Prueba 1, 2, 3... Para ilustrar el procedimiento se seleccionó el pozo UIS\_STEP 37, el cual fue probado en seis grupos de inyección establecidos previamente por el equipo de ingeniería del campo. A continuación se describe el paso a paso para la interpretación con la prueba SRT No 2 del pozo mencionado.

En primer lugar se importó la información requerida en la hoja de cálculo desde el archivo COMPILADO SRT BLOQUE\_STEP X&Y, como se muestra en la tabla 8.

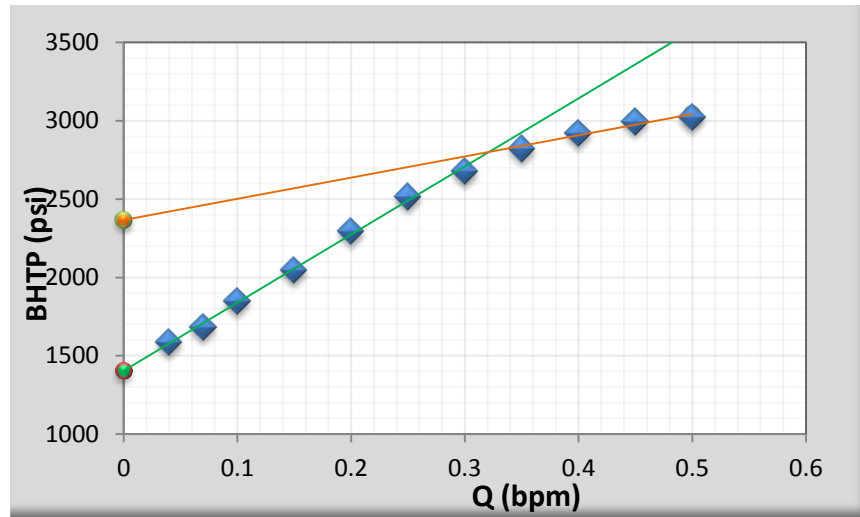
**Tabla 8.** Datos SRT del pozo UIS\_STEP 37 – grupo No 2.

GRUPO No 2							
BLOQUE	POZO	ARENA	GRUPO	BASE (ft)	TOPE (ft)	Densidad fluido (lpg)	Prof prom (ft)
X	UIS_STEP 37	A2	2	3646	3517	8,4	3581,5

Prueba	Q (Rata)	BHTP	Presión	Volumen Acum.	Vol. Inyect.	Tiempo	Comentarios
	bls / min	(psi)	(psi)	(bls)	( bls)	(Min)	
1	0,04	1586,3992	22	0,65	0,65	15	
2	0,07	1682,3992	118	1,77	1,12	15	
3	0,1	1847,3992	283	3,59	1,82	15	
4	0,15	2048,3992	484	5,49	1,9	15	
5	0,2	2296,3992	732	8,46	0	15	
6	0,25	2515,3992	951	12,27	3,81	15	
7	0,3	2680,3992	1116	16,98	4,71	15	
8	0,35	2822,3992	1258	22,11	5,13	15	
9	0,40	2923,3992	1359	27,82	5,71	15	
10	0,45	2996,3992	1432	34,66	6,84	15	
11	0,50	3023,3992	1459,00	42,12	7,46	15	

La grafica BHTP vs Q se genera de forma automática, sin embargo, el ajuste de las líneas de la zona de matriz y de fractura se hace manualmente, lo cual va a depender del criterio de la persona que realice la interpretación. Para el ejemplo, se obtuvo la siguiente gráfica (ver Grafica 20.).

**Grafica 20.** Grafica convencional BHTP vs Q pozo UIS\_STEP 37 – grupo No 2.



Como se puede observar, las líneas de matriz y fractura se interceptan en el punto en el cual se evidencia el cambio de pendiente de la curva de donde se obtienen los parámetros más importantes de la interpretación, Pfrac y Qfrac. Estos valores junto con los otros parámetros determinados se reportan en la tabla 9.

**Tabla 9.** Parámetros obtenidos de la interpretación pozo UIS\_STEP 3, grupo No2.

INTERPRETACION SRT		
	Zona Matricial	Zona de Fractura
1er Punto	1	8
Último Punto	7	11
1er Fila	8	15
Última fila	14	18
Intercepto: Pyto ; Pcl (psi)	1404	2367
Pendiente	4349,30484	1352
Índice de Inyectividad II (bpd/psi)	0,262110853	0,843195266
Pfrac (psi)		2801
Qfrac (bpd)		462,4860082
Min x	0	0
Max x	0,50	0,50
Min y	1404	2367
Min y	3579	3043

Aunque esta técnica es la más utilizada para dicha interpretación, el valor de la presión de fractura, así como el resto de parámetros, acarrea un grado de incertidumbre considerable debido a que como se dijo anteriormente, su determinación depende de la persona que interprete la prueba y del comportamiento de la misma. Por este motivo, según lo planteado en la metodología se realizó la aplicación de la técnica alterna.

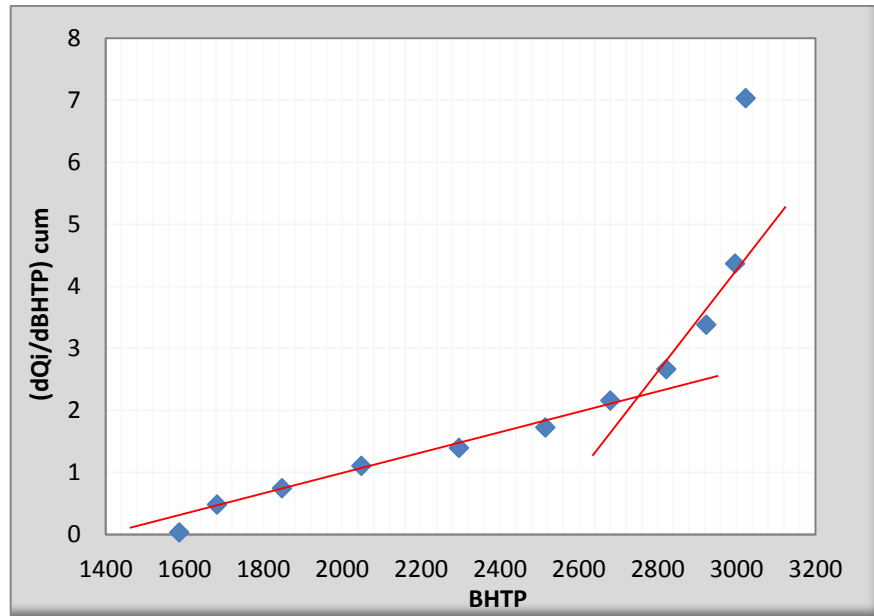
Para el desarrollo de esta técnica, así como del posterior análisis, solo se van a tomar las pruebas ejecutadas en arenas individuales (A, B o C) buscando con esto caracterizar el comportamiento de cada una de ellas durante la inyección.

Como ejemplo de aplicación de la técnica alterna, se seleccionó del mismo pozo anterior UIS\_STEP 37, la prueba realizada en el grupo No 2. Los valores calculados, necesarios para esta interpretación se reportan en la tabla 10. La grafica de la técnica alterna para determinar la presión de fractura se presenta a continuación (ver Grafica 21.).

**Tabla 10.** Datos para interpretación mediante técnica alterna pozo UIS\_STEP 37 – grupo No 2.

<b>BHTP</b>	<b>(dQi/dBHTP) cum</b>
<b>(psi)</b>	<b>(bpd/psi)</b>
1586,399	0,036308642
1682,399	0,486308642
1847,399	0,748126823
2048,399	1,106335779
2296,399	1,396658359
2515,399	1,725425483
2680,399	2,161789119
2822,399	2,668831372
2923,399	3,38170266
2996,399	4,368004029
3023,399	7,034670696

**Grafica 21.** Grafica técnica alterna pozo UIS\_STEP 37 – grupo No 2.



De la gráfica se observa que el valor de Pfrac nuevo es de 2760. Comparando esta técnica con la técnica de interpretación convencional para el mismo pozo, se encuentra que la presión de fractura es menor, ya que el valor obtenido anteriormente fue de 2801 psi, lo cual según el método propuesto representa una estimación más exacta de este parámetro.

Como se mencionó anteriormente la interpretación mediante las dos técnicas se replicó para todas las pruebas y los resultados fueron almacenados en una base de datos denominada INTERPRETACION SRT BLOQUE\_STEP X&Y la cual se presenta en el Anexo B. La base de datos anterior se filtró para hacer referencia exclusivamente a las pruebas óptimas ejecutadas en arenas individuales debido al volumen de información adquirido.

### **5.3 ANALISIS DE SRT DE LOS BLOQUES\_STEP X & Y**

De acuerdo a la metodología definida en este proyecto, el análisis de las SRT se realizó mediante tres procesos, los cuales permitieron clasificar el comportamiento de inyectividad de cada uno de los intervalos evaluados en arenas individuales con el objetivo de identificar posibles problemas y nuevos grupos con inyectividad similar.

Para realizar el análisis únicamente fueron seleccionadas las pruebas que se ejecutaron en una arena individual como se mencionó anteriormente. Debido a esto de las 479 pruebas solo se analizaron 294 que corresponde al 62% aprox.

**5.3.1 Resultados del Análisis de tendencias.** Luego de seleccionar los datos y construir las gráficas BHTP vs Q para cada SRT, se observó los diferentes comportamientos con el fin de realizar la clasificación correspondiente por CASOS y la identificación de similitudes descritos en la metodología propuesta.

**5.3.1.1 Clasificación por CASOS.** En esta fase de la metodología, cada prueba fue analizada para determinar a qué CASO corresponde según el comportamiento de la curva obtenida mediante la técnica convencional de interpretación, teniendo en cuenta los criterios de clasificación plasmados en el capítulo anterior.

Los resultados obtenidos de cada prueba de inyectividad se almacenaron en una base de datos denominada COMPILADO ANALISIS SRT, que incluye además la información de los grupos, tal como se presenta en el Anexo C.

En la tabla 11 se presenta la distribución de resultados de la clasificación por CASOS de las SRT para cada una de las arenas individuales.

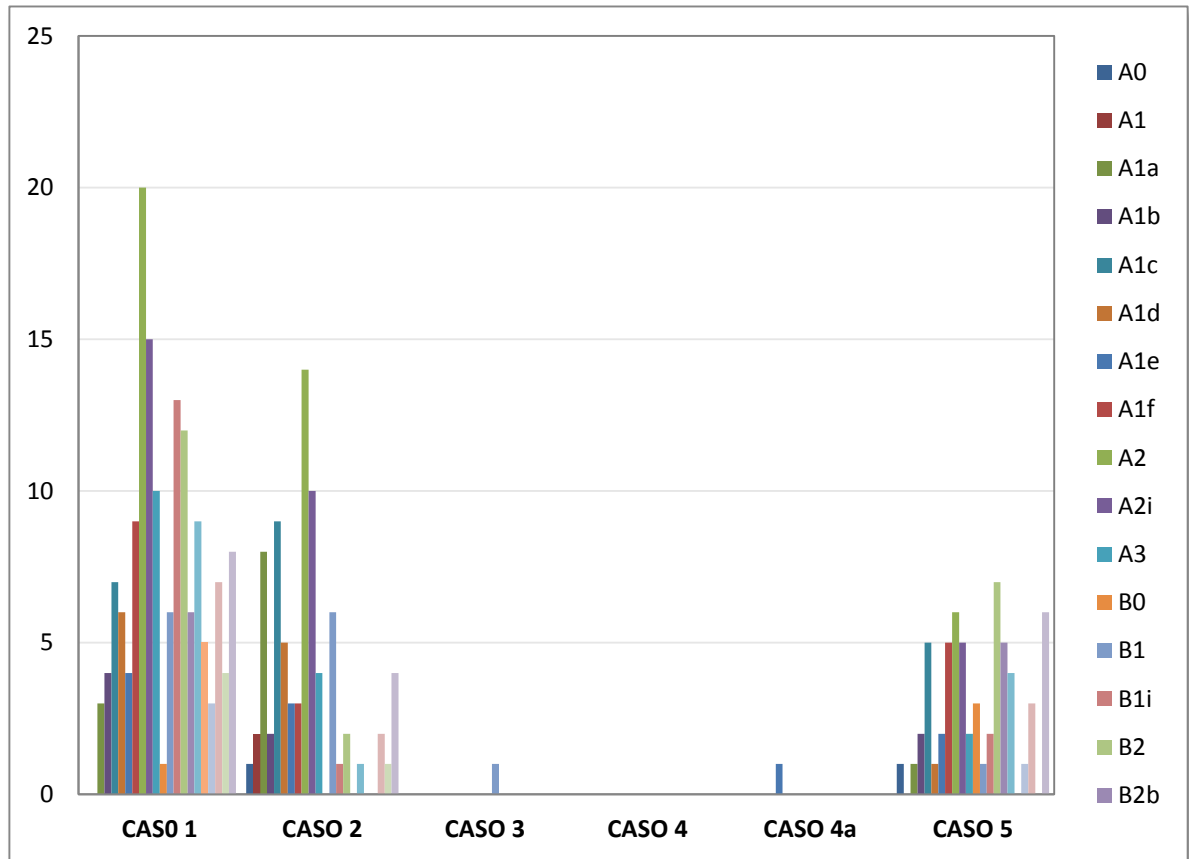
**Tabla 11.** Resultados del análisis por CASOS de SRT, BLOQUE\_ STEP X&Y.

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 4a	CASO 5	TOTAL
A0	0	1	0	0	0	1	2
A1	0	2	0	0	0	0	2
A1a	3	8	0	0	0	1	12
A1b	4	2	0	0	0	2	8
A1c	7	9	0	0	0	5	21
A1d	6	5	0	0	0	1	12
A1e	4	3	0	0	1	2	10
A1f	9	3	0	0	0	5	17
A2	20	14	0	0	0	6	40
A2i	15	10	0	0	0	5	30
A3	10	4	0	0	0	2	16
B0	1	0	0	0	0	3	4
B1	6	6	1	0	0	1	14
B1i	13	1	0	0	0	2	16
B2	12	2	0	0	0	7	21
B2b	6	0	0	0	0	5	11
B2c	9	1	0	0	0	4	14
B2d	5	0	0	0	0	0	5
B2e	3	0	0	0	0	1	4
B3	7	2	0	0	0	3	12
B3i	4	1	0	0	0	0	5
C	8	4	0	0	0	6	18
<b>TOTAL</b>	<b>152</b>	<b>78</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>62</b>	<b>294</b>
<b>%</b>	<b>51,7</b>	<b>26,5</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>	<b>21,1</b>	<b>100,0</b>

Los resultados indican que el 78,2% de las 294 pruebas ejecutadas en arenas individuales de los Bloques\_Step X&Y, corresponden a los casos 1 y 2, es decir, la zona presento una buena admisión del fluido inyectado. Esto indica que existe una gran oportunidad de optimización en esta área ya que los resultados muestran que al realizar una prueba SRT existe gran probabilidad que el comportamiento sea Caso 1 o Caso 2.

Estos resultados fueron graficados para mostrar la distribución de tendencias (ver Grafica 22.) de SRT para los bloques en estudio.

**Grafica 22.** Distribución de resultados análisis SRT por CASOS, BLOQUE\_STEP X&Y.

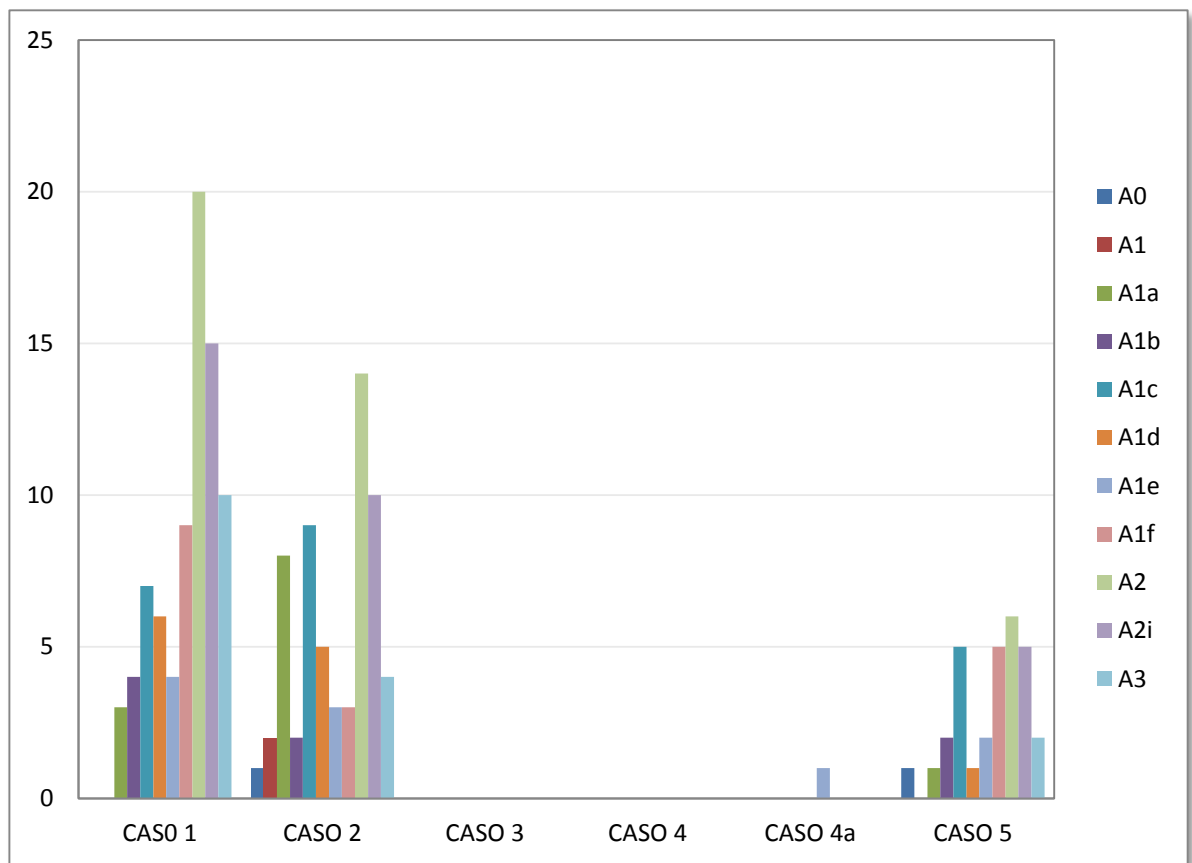


Posteriormente se graficó la distribución de resultados para las arenas A (ver Grafica 23.) y arenas B (ver Grafica 24). En las arenas A el 81,8 % de las pruebas pertenecen a los Casos 1 y 2, lo que demuestra que el número de pruebas de inyectividad pueden ser optimizadas ya que solo un 18,2% de los datos analizados corresponden a los casos 4a y 5.

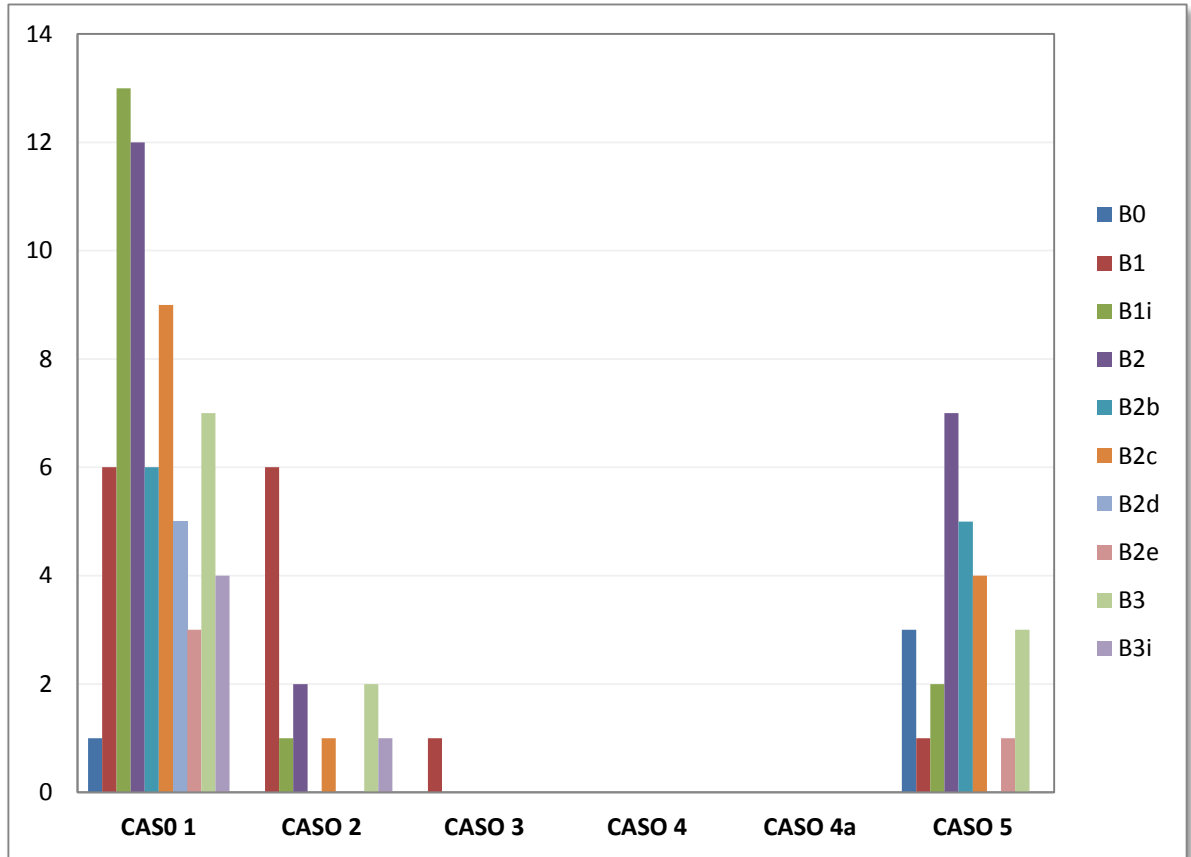
En las arenas B, se observa un comportamiento similar donde el 74,5% de los datos analizados en B corresponden a los casos 1 y 2, la diferencia se debe principalmente a pozos correspondientes al caso 5, es decir pozos que presentaron una inyectividad gradual sin presencia de fractura.

El resultado en B muestra igualmente una oportunidad de optimización ya que es posible disminuir el número de pruebas en grupos con gran probabilidad de pertenecer al caso 1 o 2 e igualmente disminuir las pruebas SRT que pueden identificarse como grupos que no admitirán.

**Grafica 23.** Distribución de resultados análisis SRT para las arenas A, BLOQUE\_ STEP X&Y.



**Grafica 24.** Distribución de resultados análisis SRT para las arenas B, BLOQUE\_ STEP X&Y.

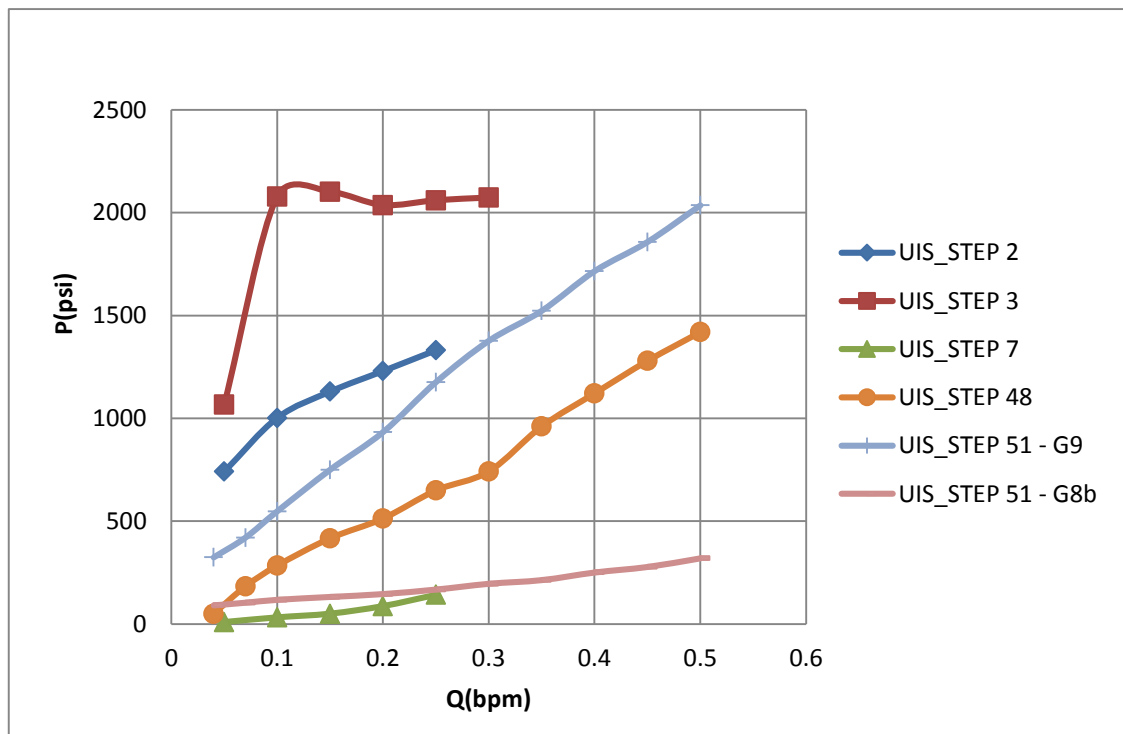


**5.3.1.2 Identificación de similitud en comportamientos.** El otro proceso propuesto en el análisis de tendencias corresponde al establecimiento de grupos de pozos con comportamiento de inyectividad similar en arenas individuales. En primer lugar, se identificó el número de pozos cuyos grupos fueron evaluados en las diferentes arenas en estudio. Luego, haciendo uso del software Oilfield Manager Production (OFM), se observó la distribución espacial de los pozos en los bloques en estudio con el fin de establecer cercanías entre los mismos.

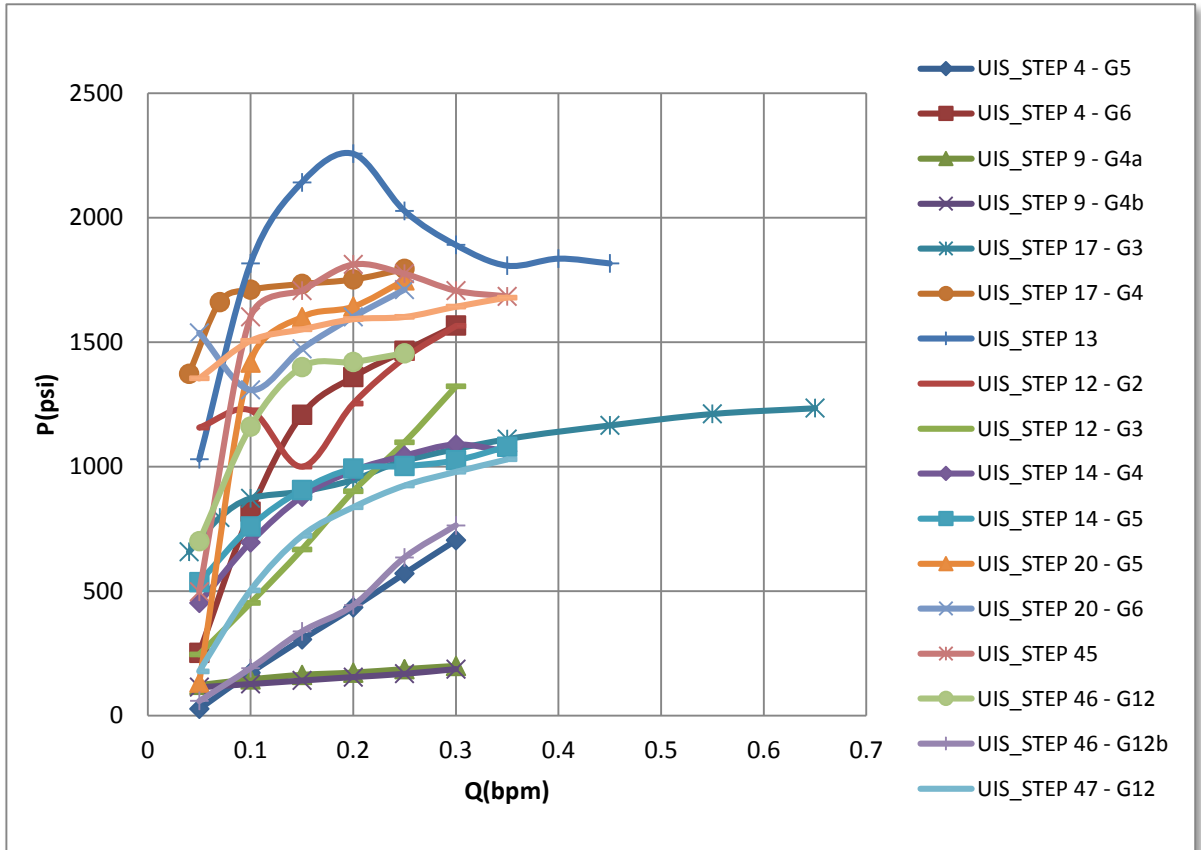
A partir de lo anterior se formaron grupos de pozos denominados GRUPO A, B, C... a los cuales se les analizó la similitud presentada en el comportamiento de la curva P vs Q.

Para ilustrar el procedimiento anterior, se tomó como ejemplo, los pozos que fueron evaluados en la arena A2, siendo esta una de las arenas más importantes en la inyección del bloque. Los resultados de los grupos establecidos se muestran en las siguientes figuras (ver Graficas 25 – 30).

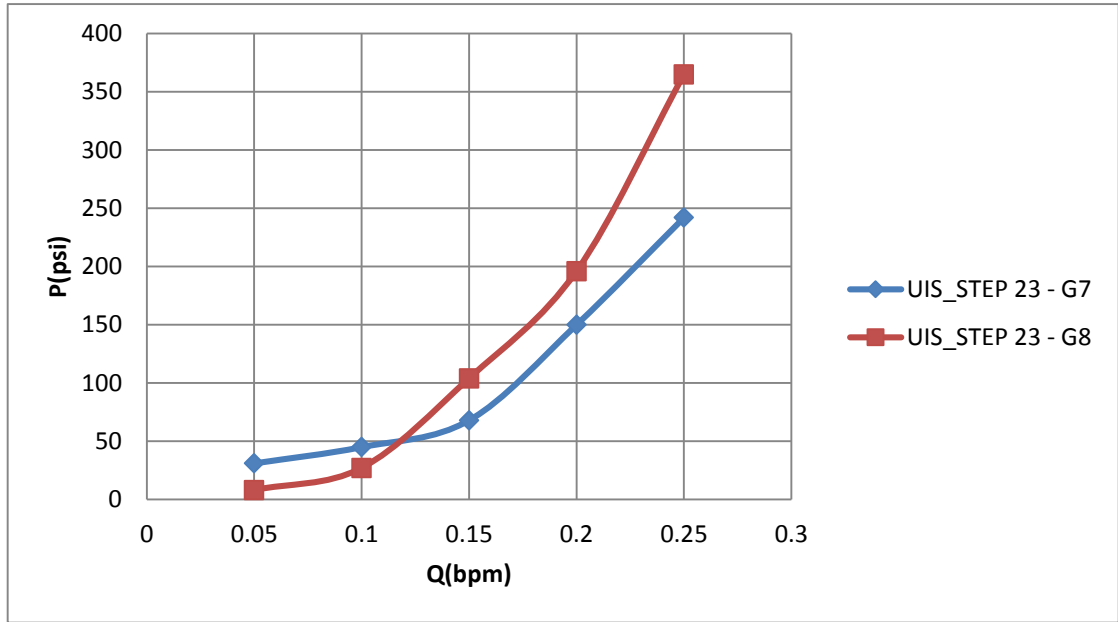
**Grafica 25.** GRUPO A de pozos para la arena A2



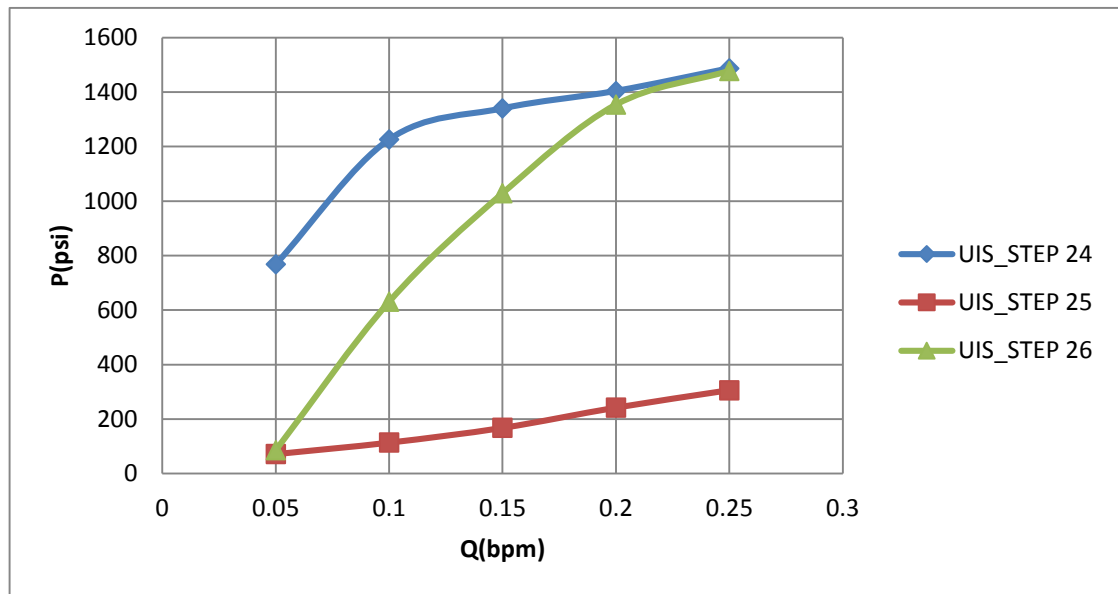
**Grafica 26.** GRUPO B de pozos para la arena A2



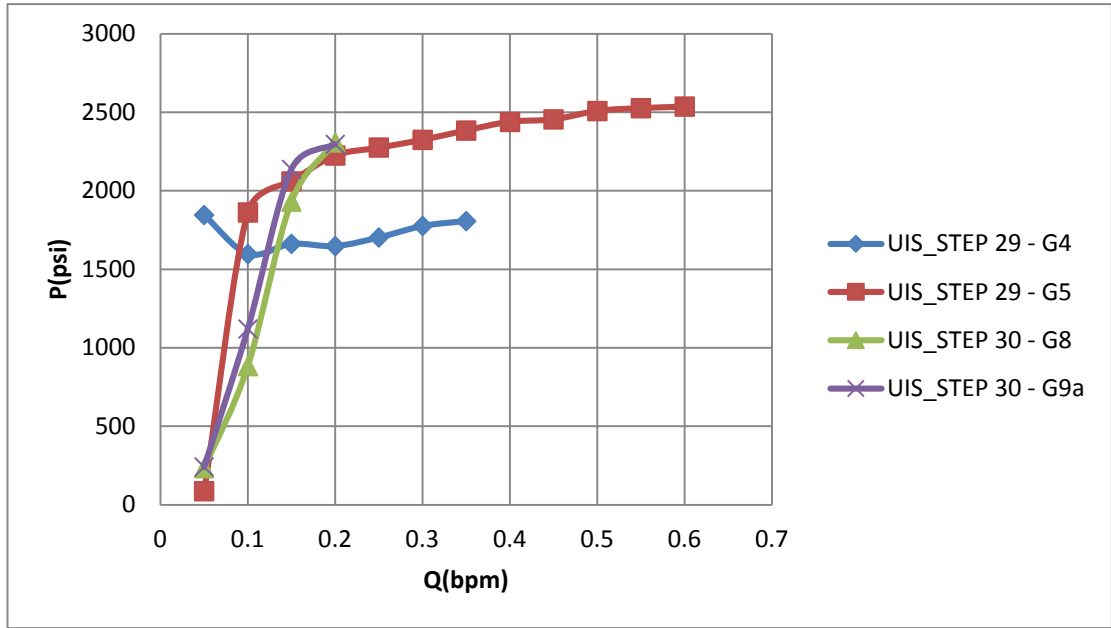
**Grafica 27.** GRUPO C de pozos para la arena A2



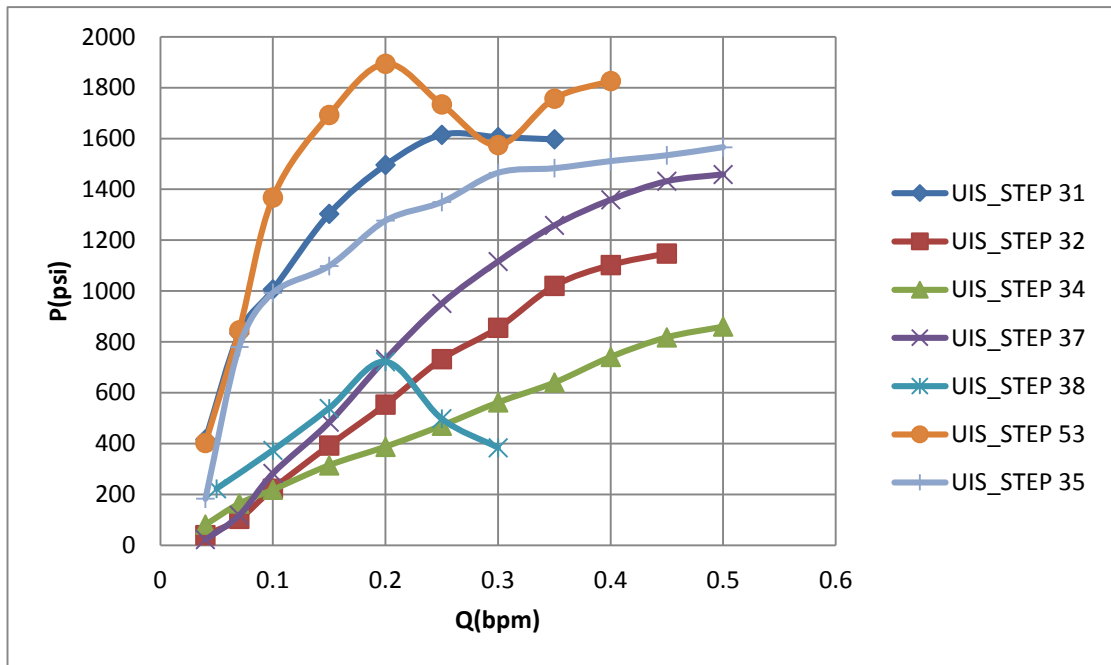
**Grafica 28.** GRUPO D de pozos para la arena A2



**Grafica 29.** GRUPO E de pozos para la arena A2

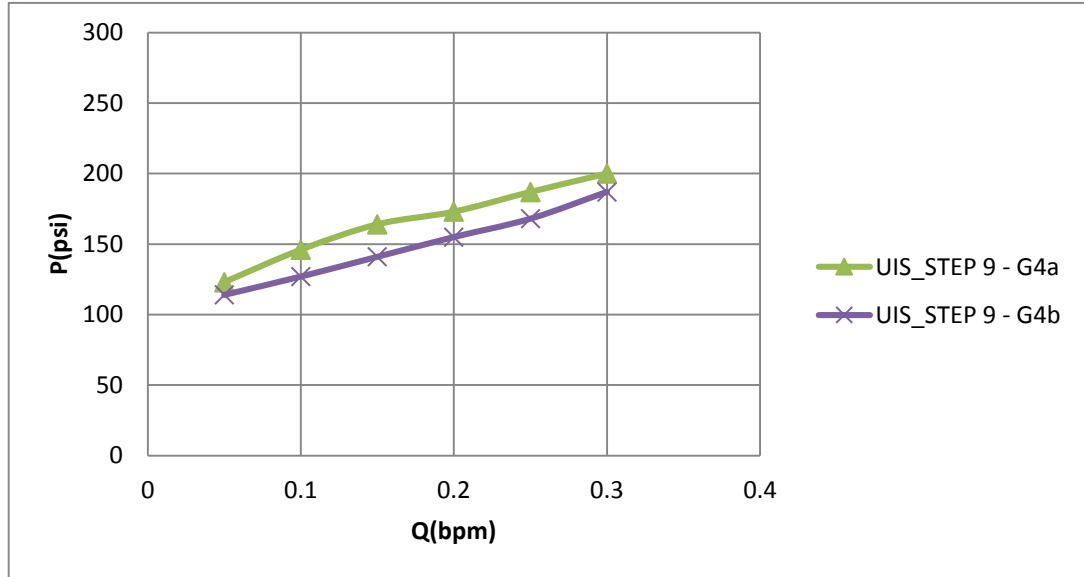


**Grafica 30.** GRUPO F de pozos para la arena A2

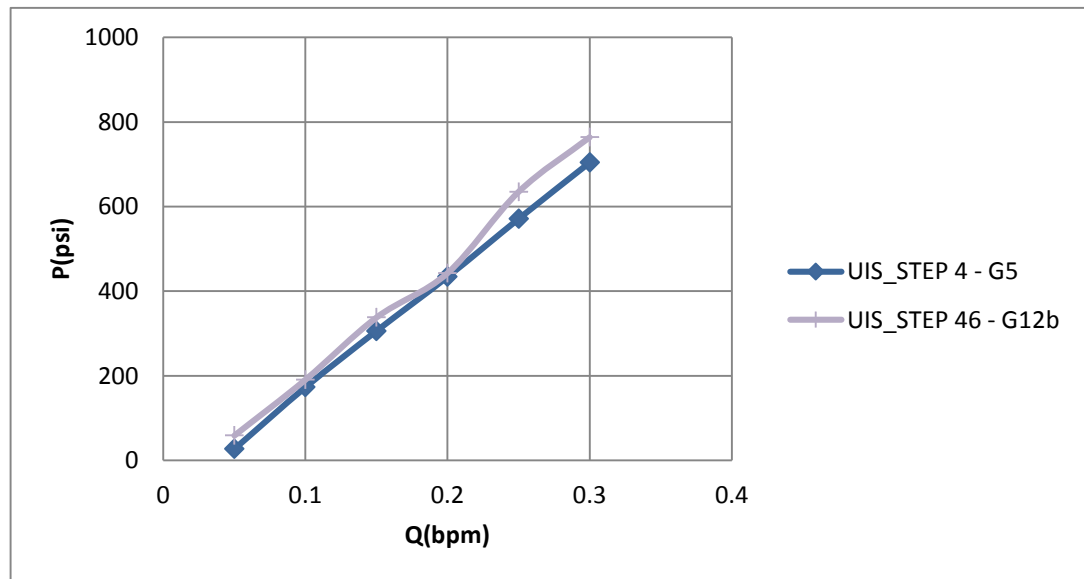


Como se dijo anteriormente, se analizó la similitud en el comportamiento de la inyectividad presentado por cada SRT y a partir de esto se establecieron nuevos grupos, denominados GRUPO I, II, III...cuyas curvas se mostraron sobre los mismos rangos de presión (ver Graficas 31 – 35).

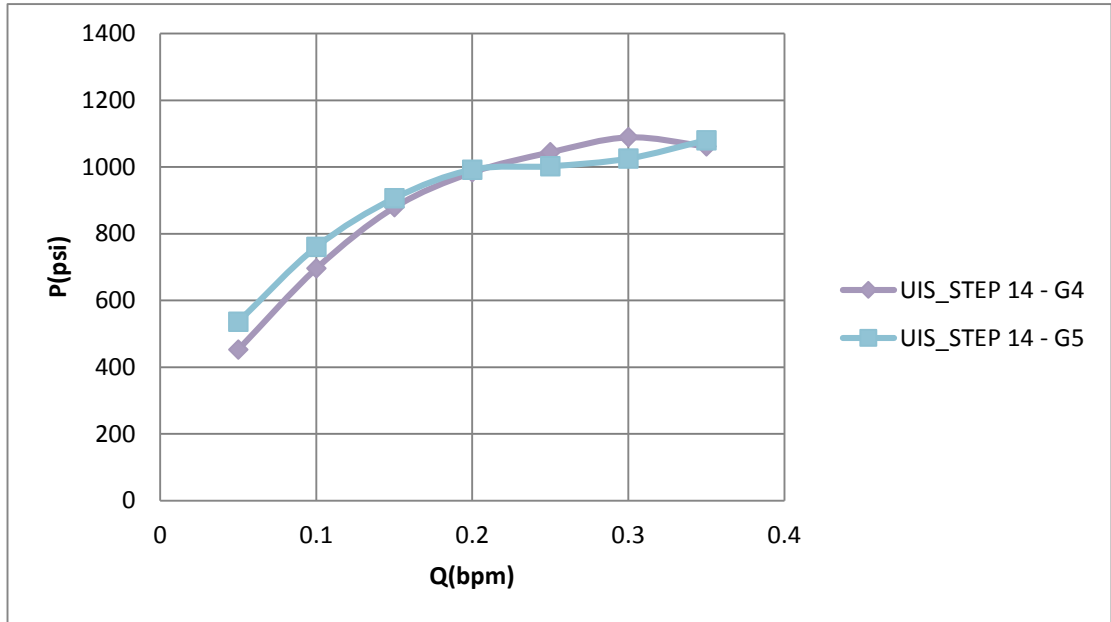
**Grafica 31.** GRUPO I de pozos para la arena A2



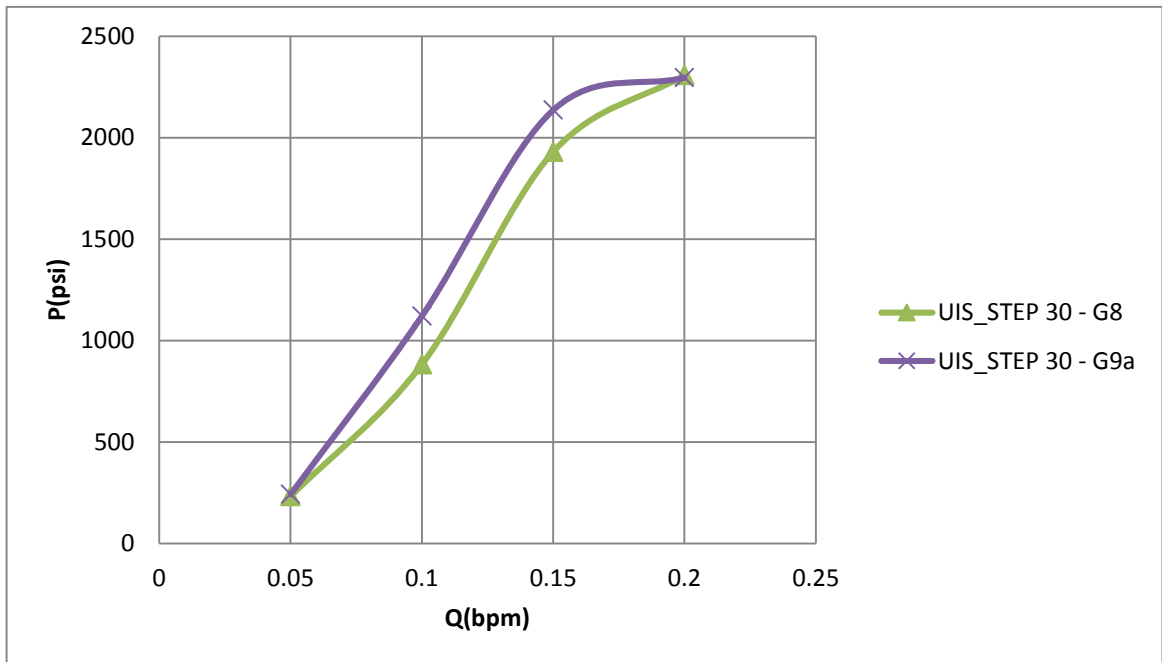
**Grafica 32.** GRUPO II de pozos para la arena A2



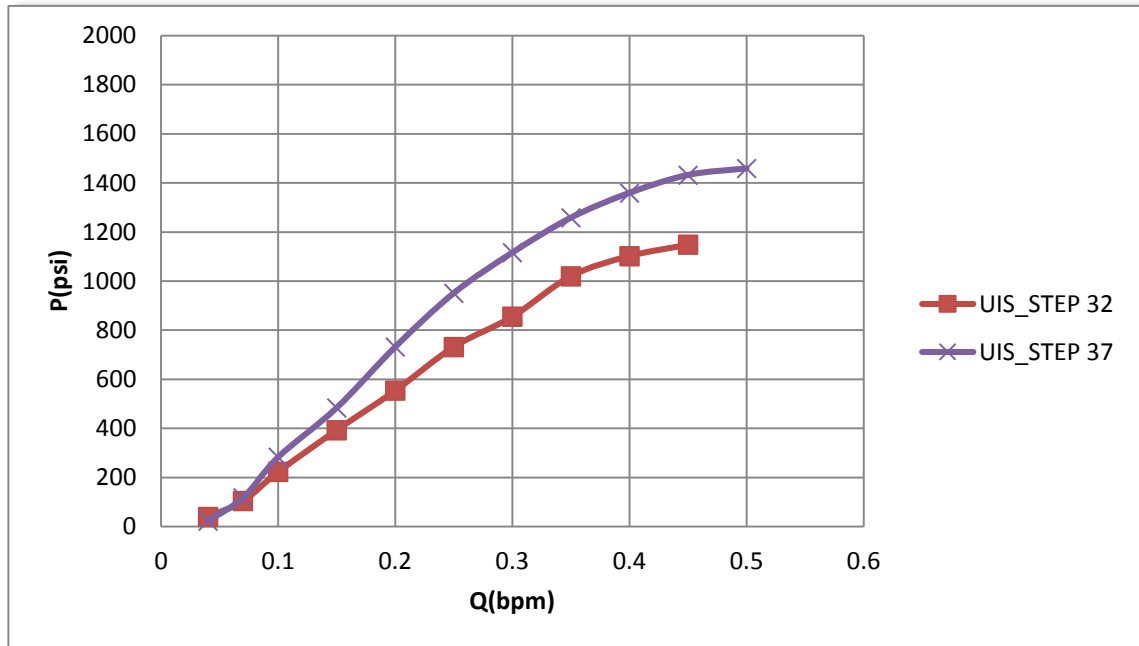
**Grafica 33.** GRUPO III de pozos para la arena A2



**Grafica 34.** GRUPO IV de pozos para la arena A2



**Grafica 35.** GRUPO V de pozos para la arena A2



Como objetivo principal de este proceso, se determinaron valores promedio por arena individual de los parámetros de interés obtenidos en la etapa de interpretación para cada nuevo grupo (I, II, III...) formado. Los resultados se presentan en el Anexo D. De forma general, a partir del análisis anterior, se obtuvieron 26 grupos nuevos para 12 de las 22 arenas individuales probadas.

Para el caso de la arena A2, según lo observado en las gráficas anteriores, los grupos II y V se formaron a partir de la integración de dos pozos cercanos, lo cual indicaría que cualquier nuevo pozo perforado cerca a este, presentara un comportamiento de inyectividad similar al del grupo permitiendo con esto caracterizar la inyección en la zona para esta arena específica.

Los grupos I, III, y IV se formaron de la integración de distintos grupos de inyección evaluados sobre la misma arena A2 y que pertenecen a un mismo pozo. Esta observación permite inferir que el completamiento diseñado para estos pozos pudo haber sido optimizado con un número de empaques y mandriles menores a

los utilizados ya que los grupos independientes que presentaron inyectividad similar pudieron haberse unificado y con esto disminuir además el número de pruebas SRT y finalmente los costos generados tras la operación (según información reportada para Agosto de 2012, cada SRT cuesta USD 4400 /grupo aproximadamente<sup>32</sup>). Sin embargo, la identificación de este comportamiento, sirve de base para la optimización del completamiento de próximos pozos que se perforen en la zona y por ende la inyección.

**5.3.2 Resultados del Análisis Hall Plot.** El último proceso propuesto en la metodología hace referencia a la aplicación del método de Hall y análisis de pendiente con el objetivo de caracterizar el comportamiento de inyectividad así como proporcionar una estimación más aproximada de la presión de yacimiento.

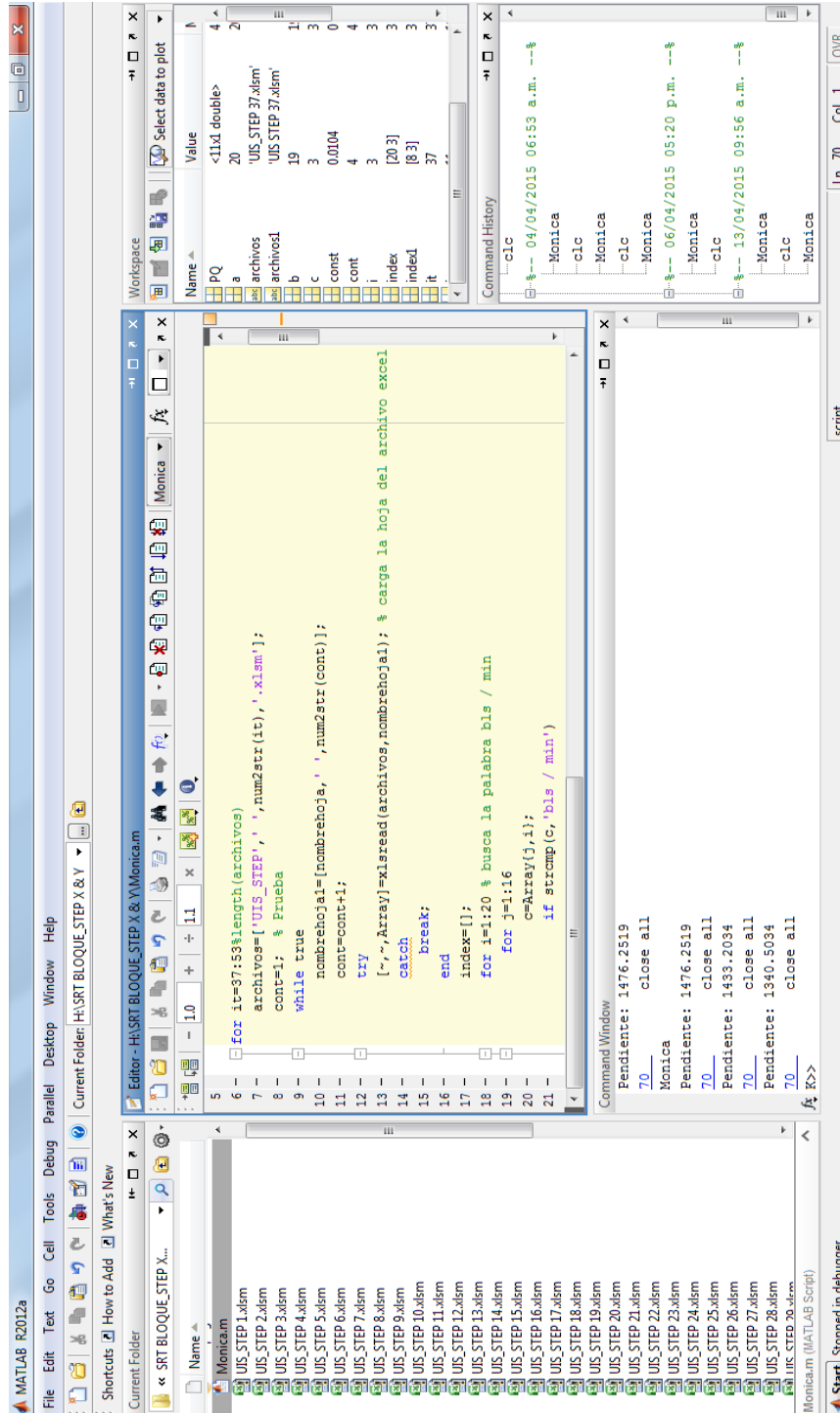
Para ilustrar el procedimiento realizado en esta última etapa, se tomó como ejemplo el mismo pozo, UIS\_STEP 37, grupo 2, evaluado a lo largo de la metodología.

En primer lugar, se realizó la gráfica de Hall teniendo en cuenta la integral del tiempo de la diferencia de presiones y el caudal acumulado; dicha gráfica fue generada haciendo uso de MATLAB, con el fin de obtener una mejor visualización de la misma (ver Figuras 15 & Grafica 36). Para la prueba en estudio, la presión de yacimiento utilizada fue de 1404 psi, correspondiente al valor determinado en la fase de interpretación.

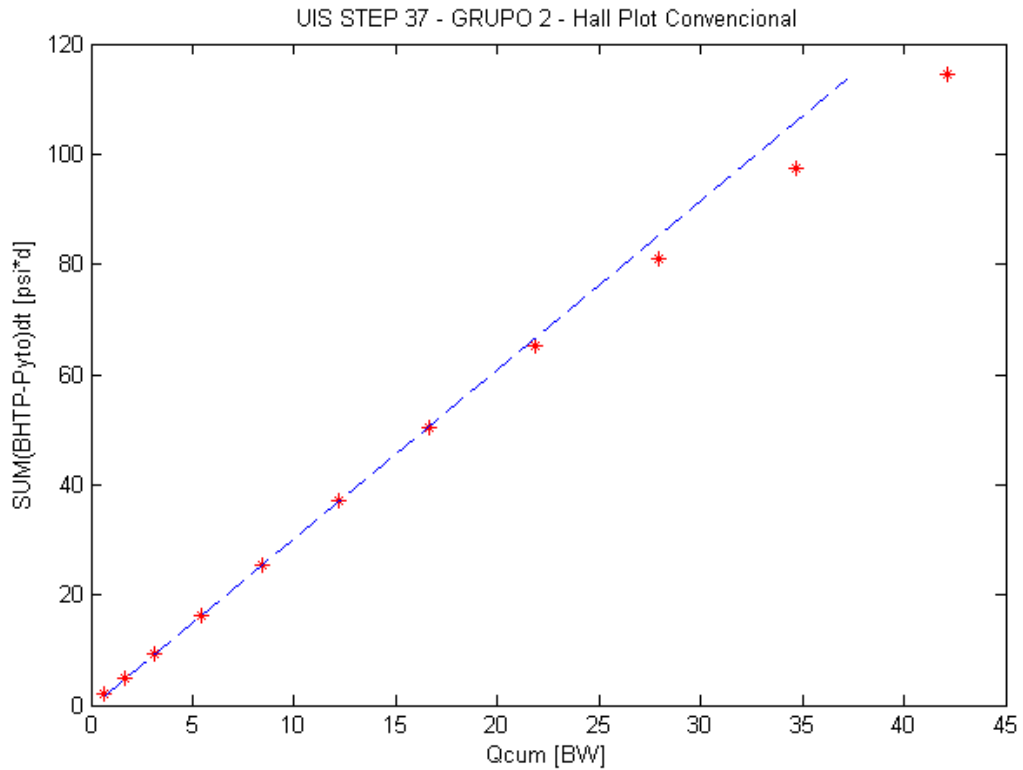
---

<sup>32</sup>GRUPO DE INGENIERIA ALIANZA CASABE. Análisis de resultados de pruebas de inyectividad y "swabbing" en pozos inyectoros de Casabe. Diciembre de 2012. [diapositivas].

Figura 15. Plataforma interactiva de Matlab, análisis Hall plot, Bloque\_Step X&Y.



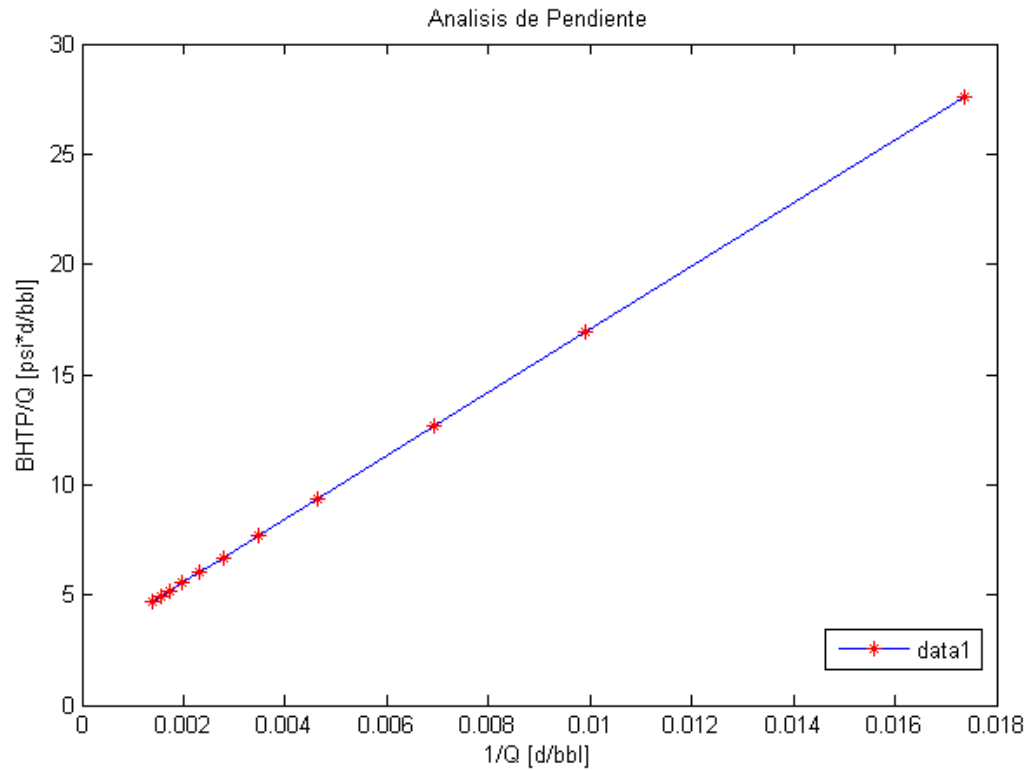
**Grafica 36.** Grafica de Hall para el grupo 2 del pozo UIS\_STEP 37.



En la gráfica se puede observar un comportamiento lineal para los primeros valores de la prueba, sin embargo, a partir del octavo valor se evidencia una leve reducción en el valor de la pendiente, lo cual permite deducir que el grupo evaluado se encuentra estimulado debido a la presencia de fractura. No obstante, esta conclusión es incierta, ya que la Pyto utilizada puede no corresponder al verdadero valor de la misma en esa zona.

Por este motivo, se realizó el análisis de pendiente mediante la construcción de otro gráfico en MATLAB, según esta descrito en la metodología (ver Grafica 37.). El propósito de este paso fue determinar un valor de presión de yacimiento más aproximado al valor real de la zona en estudio, el cual fue de 1433,2034 psi (ver Figura 16.).

**Grafica 37.** Análisis de la pendiente para el grupo 2 del pozo UIS\_STEP 37.

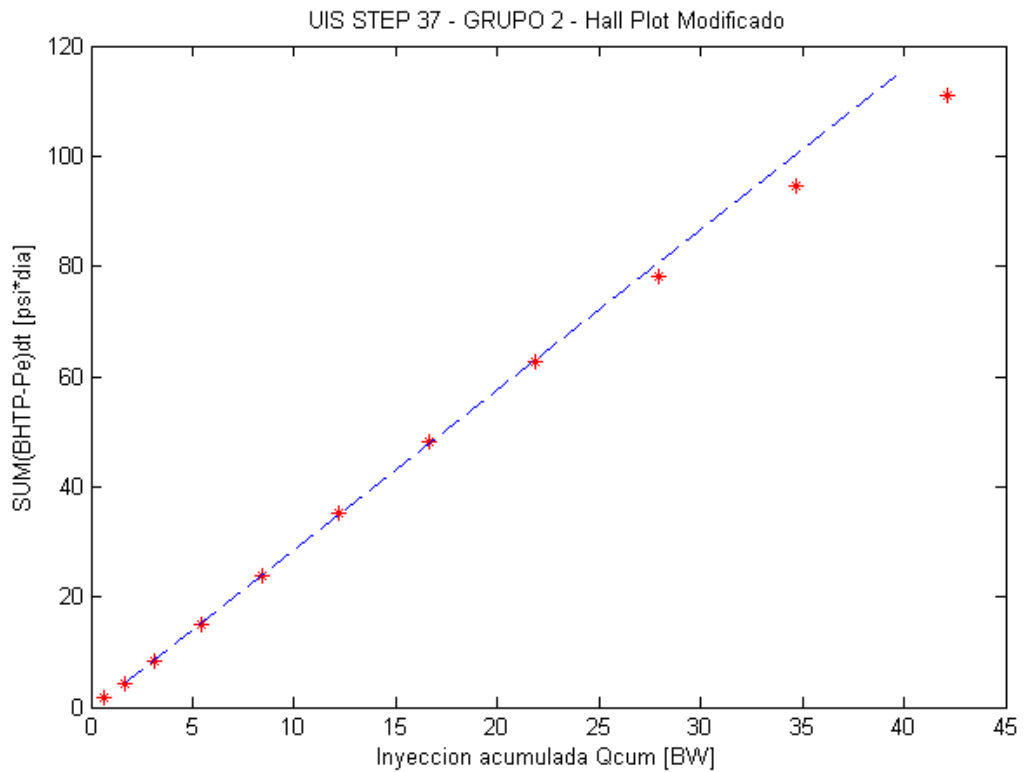


**Figura 16.** Resultados regresión del análisis de pendiente, Pyto.

```
Command Window
>> Monica
Pendiente: 1476.2519
70 close all
Pendiente: 1433.2034
70 close all
Pendiente: 1340.5034
70 close all
Pendiente: 1357.705
70 close all
fx
Pendiente: 1268.9194
```

Con el valor de presión de yacimiento corregido, se realizó un nuevo gráfico de Hall con el fin de identificar un comportamiento más aproximado al observado anteriormente (ver Grafica 38.).

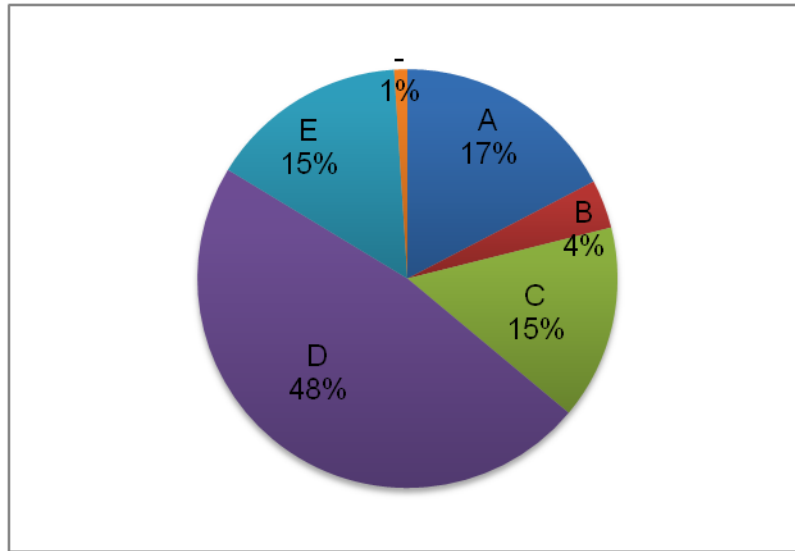
**Grafica 38.** Gráfico de Hall Modificado para el grupo 2 del pozo UIS\_STEP 37.



Para este caso, el comportamiento de la curva obtenida luego de corregir el valor de  $P_{yto}$  se desvió muy poco con respecto al Hall Plot Convencional, sin embargo, la tendencia siguió mostrando la existencia de estimulación debido al fracturamiento de la zona.

Todas las pruebas evaluadas en arenas individuales fueron sometidas a este análisis y los valores obtenidos se presentan en el Anexo C. La siguiente gráfica (ver Grafica 39.) muestra la distribución porcentual de los resultados conseguidos con el análisis Hall Plot.

**Grafica 39.** Distribución porcentual resultados análisis Hall Plot.



Los resultados indican que el 48% de las 294 pruebas analizadas, corresponden a un comportamiento tipo D, es decir, indica que se presentó una estimulación gradual debida al fracturamiento de la zona durante la inyección infiriendo con esto que para la mayoría de las pruebas se presentó una buena inyectividad. Solo un 15% correspondiente al caso E, mostraron que la estimulación fue debida a la existencia de una fractura previa que posiblemente genera canalización del fluido de inyección en la zona.

Los casos B y C, los cuales indican taponamiento por presencia de daño abrupto y leve respectivamente, se presentaron en un 19% de las pruebas haciendo con esto que la eficiencia de la inyectividad sea menor a la esperada. Como solución a este problema sería factible estimular mecánicamente (suabeo) los grupos identificados con el fin de observar mejoría en la inyectividad.

Finalmente, el 17% de las pruebas no presentaron ningún problema, correspondiente al caso A, es decir, se presentó un buen comportamiento de la inyección.

## 6 CONCLUSIONES

Durante el proceso de recolección de la información en el campo se evidenció fallas en el manejo de la misma y se identificó la pérdida de 162 pruebas SRT en la cadena las cuales pertenecían a los 53 pozos de los bloques en estudio, haciendo con esto que el número de pruebas disponibles para análisis se redujera en un 25%.

Con la aplicación del análisis QA/QC como técnica de aseguramiento y control de la calidad de las pruebas óptimas para realizar los procesos de interpretación y análisis, se redujo en un 11% el volumen de las mismas lo cual corresponde a 427 pruebas de las 479 disponibles inicialmente.

Las técnicas propuestas para la interpretación de las pruebas SRT permitieron realizar un procesamiento de la información de forma rápida y económica mediante el uso del software Microsoft Excel, evitando problemas debidos a costos de licenciamiento y accesibilidad derivados del manejo de un Software específico.

De los resultados obtenidos a partir del análisis de tendencias se concluye que los bloques en su mayoría presentan buena admisión del fluido inyectado puesto que el 78,2% de las pruebas corresponden a los CASOS 1 y 2 que indican el aumento de presión progresivo con el que se logra fracturar la formación y alta admisión del agua a bajas presiones respectivamente.

Del análisis Hall plot realizado sobre las pruebas fue posible identificar que el 48% corresponden a un comportamiento D, el cual se encuentra relacionado con una estimulación gradual debida al fracturamiento de la zona; la reducción de la pendiente indica el cambio en la permeabilidad de la arena afectada por la

inyección. El 19% correspondió a grupos que presentaron daño y el 17% a grupos sin problema alguno.

A partir del análisis de similitud en el comportamiento de la curva P vs Q se estableció 26 grupos de los cuales 21 corresponden a parejas de pozo con tendencia similar y los otros 5 grupos hacen referencia a intervalos probados en los pozos individuales UIS\_STEP 4, 9, 14,16 y 30, que pudieron haberse unificado durante la ejecución de la prueba y de esta manera haber optimizado el diseño del completamiento usado actualmente.

## 7. RECOMENDACIONES

Aplicar la metodología propuesta a todo el campo con el fin de tener una base central de SRT que permita mediante su análisis optimizar la inyección y por ende generar mejoras representativas en la producción de hidrocarburos.

Comparar los resultados obtenidos en la interpretación de las SRT mediante la técnica convencional con los que podrían obtenerse mediante el uso de un software específico con el fin de disminuir la incertidumbre debida a la alta subjetividad que esto involucra.

Se recomienda que la interpretación de las pruebas mediante las técnicas propuestas en esta metodología sea realizada por una sola persona ya que la estimación de los parámetros va a depender del ajuste de tendencias realizado por la misma.

Realizar un estudio que conduzca a la configuración y optimización de las sartas selectivas usadas para la inyección de agua buscando reducir costos en su implementación.

Realizar un análisis donde se estudie el efecto del comportamiento de la inyectividad identificado sobre los productores asociados con el fin de caracterizar la inyección por patrones.

Buscar aplicaciones numéricas que permitan cuantificar el daño identificado en algunas zonas mediante el método de Hall utilizado en este estudio.

Se recomienda realizar un mapeo de propiedades mediante el uso del software Oilfield manager.

Con el fin de mejorar la interpretación de las pruebas para obtener el mayor número de datos y parámetros posibles se recomienda someter las SRT a un análisis de Falloff, buscando con esto determinar cuantitativamente el almacenamiento, daño y la conductividad.

## BIBLIOGRAFIA

AMAYA, Mauro, et, al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera de 2010. vol. 22, no.1.

BROCHURE, Casabe. ECOPETROL S.A. 1999.

CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. GORDILLO LOCARNO, Gustavo Mauricio. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del valle medio del Magdalena. Universidad de América.

DIAZ, D; SAEZ, N; SOMARUGA, C. Ensayos Multitrazador para Evaluar Eficiencias de Barrido en Recuperación Mejorada con Inyección Selectiva. YPF. Argentina, 2007.

ECONOMIDES, M; HILL, D; ECONOMIDES, C. "Petroleum Production Systems". Primera Edición. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994.

GARZÓN, Joel. Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3W del campo La Cira-Infantas a través de trazadores radioactivo. 2009.

HAWE, Daniel. Direct Approach through Hall Plot Evaluation Improves the Accuracy Of Formation Damage Calculations And Eliminates Pressure Fall-Off Testing. SPE 5985.

HIGUITA M. y HERNANDEZ N. Aplicación de las pruebas de inyectividad en la optimización de la inyección de agua en el Campo Casabe. ACIPET, 201

LEE John; ROLLINS John; SPIVEY John. Pressure Transient Testing. SPE Textbook. Serie. vol. 9, 2003.

LEE John; ROLLONS John; SPIVEY John. Pressure Transie, nt Testing. SPE Textbook Series. vol. 9, 2003.

McLAUGHLIN Steve. Step Rate Testing. Cardinal Surveys Company, 2009. [diapositivas]

MANDAL D. et. al. New Step Rate Test Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs. SPE 93252, 2005.

MARQUEZ, Leonardo, et. al. Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. SPE 122874, 2009.

MARQUEZ, Leonardo. Evaluación de un esquema alternativo para la ejecución e interpretación de pruebas de inyección de agua en pozos asociados a proyectos de recuperación convencional de petróleo. Magister en Ingeniería de Petróleos.Venezuela. Universidad del Zulia, 2000.

MAYORGA, Diana. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS, 2011.

OJUKWU K.I. y VAN DEN HOEK P.J. A New way To Diagnose Injectivity Decline During Fractured Water Injection By Modifying Conventional Hall Analysis. SPE 89376. Oklahoma, Estados Unidos. 2004.

OLARTE, Paola. Metodología para análisis de causas de colapso en revestimientos en pozos del bloque VI, Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C. Universidad de América, 2006.

OLARTE, Paola, et. al. World's First Fracturing - Stimulation Application Through Selective - Injection Completion: Casabe Field. SPE 138860. Peru, 2010.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Venezuela. 2007.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos PMBOK. Quinta Edición, 2013.

SALAZAR Abel, KUMAR Anil. Case Histories of Step Rate Tests in Injection Wells. SPE 23958. Midland, Texas, 1992.

SENGUL M. Analysis of Step Pressure Tests. SPE 12175. San Francisco, CA. 1983.

SILIN D. et. al. Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis. SPE 95685, 2005. [http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony\\_WebHelp/Content/HTML\\_Files/Reference\\_Material/Analysis\\_Method\\_Theory/Surveillance\\_Theory.htm](http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Surveillance_Theory.htm).

SILIN Dmitriy et. al. Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revisited. SPE 93879. California, Estados Unidos, 2005.

SINGH Pramod y AGARWAL Ram. Two Step Rate Test: New Procedure for Determining Formation Parting Pressure. SPE 18141. Amoco Production Co. 1990.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Region VIII. Step  
Rate Test Procedure. Denver, Colorado. Enero 12, 1999.

## ANEXOS

### Anexo A. Compilado SRT BLOQUE\_STEP X&Y, POZO UIS\_STEP 37.

Pozo	Intervalo	Empaques	Grupo	Arena	Q (bpm)	Q (bpd)	Presion (psi)	Vol. cum. (bls)	Vol. Inyc. (bls)	Tiempo (min)	Comentarios		
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,04	57,6	22	1,07	1,07	15	
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,07	100,8	63	2,13	1,06	15	Presión
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,1	144	150	3,69	1,56	15	máxima
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,15	216	301	5,88	2,19	15	alcanzada de
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,2	288	512	8,96	0	15	1748 psi en la
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,25	360	773	12,48	3,52	15	etapa 11 a Q
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,3	432	1180	17,38	4,9	15	de 0.5 BPM.
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,35	504	1448	22,53	5,15	15	(intervalo no
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,4	576	1638	28,48	5,95	15	alcanzado a
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,45	648	1725	33,06	4,58	15	fractura)
UIS_STEP 37	3686	3830	3900	3666	1	A2i	0,5	720	1748	40,64	7,58	15	
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,04	57,6	22	0,65	0,65	15	
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,07	100,8	118	1,77	1,12	15	Presión
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,1	144	283	3,59	1,82	15	máxima
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,15	216	484	5,49	1,9	15	alcanzada de
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,2	288	732	8,46	0	15	1459 psi en la
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,25	360	951	12,27	3,81	15	etapa 11 a Q =
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,3	432	1116	16,98	4,71	15	0.5 BPM.
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,35	504	1258	22,11	5,13	15	(intervalo no
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,4	576	1359	27,82	5,71	15	alcanzado a
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,45	648	1432	34,66	6,84	15	fractura)
UIS_STEP 37	3517	3646	3666	3490	2	A2	0,5	720	1459	42,12	7,46	15	
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,04	57,6	17	0,67	0,67	15	
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,07	100,8	72	1,65	0,98	15	Presión
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,1	144	182	3,19	1,54	15	máxima
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,15	216	347	5,41	2,22	15	alcanzada de
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,2	288	548	8,55	0	15	1501 psi en la
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,25	360	732	12,12	3,57	15	etapa 11 a Q =
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,3	432	974	16,62	4,5	15	0.5 BPM.
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,35	504	1198	21,95	5,33	15	(intervalo no
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,4	576	1354	27,83	5,88	15	alcanzado a
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,45	648	1478	34,75	6,92	15	fractura)
UIS_STEP 37	3303	3466	3490	3280	3	A1f/A1e	0,5	720	1501	42,24	7,49	15	
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,04	57,6	77	0,62	0,62	15	
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,07	100,8	150	1,69	1,07	15	Presión
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,1	144	237	3,22	1,53	15	máxima
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,15	216	384	5,4	2,18	15	alcanzada de
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,2	288	590	8,46	0	15	1491 psi en la
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,25	360	764	12,05	3,59	15	etapa 11 a Q =
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,3	432	933	16,63	4,58	15	0.5 BPM.
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,35	504	1111	21,89	5,26	15	(intervalo no
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,4	576	1285	27,66	5,77	15	alcanzado a
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,45	648	1404	34,6	6,94	15	fractura)
UIS_STEP 37	3238	3253	3280	3200	4	A1e	0,5	720	1496	42,04	7,44	15	
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,04	57,6	109	0,6	0,6	15	
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,07	100,8	141	1,02	0,42	15	Presión
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,1	144	228	3,11	2,09	15	máxima
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,15	216	338	5,37	2,26	15	alcanzada de
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,2	288	452	8,35	0	15	988 psi en la
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,25	360	576	12,47	4,12	15	etapa 11 a Q =
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,3	432	695	16,56	4,09	15	0.5 BPM.
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,35	504	809	21,81	5,25	15	(intervalo no
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,4	576	878	27,87	6,06	15	alcanzado a
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,45	648	933	34,5	6,63	15	fractura)
UIS_STEP 37	2861	2869	2900	2800	6	A1a	0,5	720	988	42,1	7,6	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,04	57,6	118	0,58	0,58	15	Presión
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,07	100,8	182	1,78	1,2	15	máxima
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,1	144	251	3,22	1,44	15	alcanzada de

UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,15	216	342	5,42	2,2	15	992 psi en la etapa 11 a Q = 0,5 BPM. (intervalo no candidato a fractura)
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,2	288	452	8,39	0	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,25	360	580	12,17	3,78	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,3	432	695	16,29	4,12	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,35	504	800	22	5,71	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,4	576	892	28	6	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,45	648	959	34,8	6,8	15	
UIS_STEP 37	2730	2768	2800	2700	7	A1a/A1	0,5	720	992	42,3	7,5	15	

## Anexo B. Interpretación SRT BLOQUE\_STEP X&Y

DATOS GENERALES SRT											INTERPRETACION SRT							
BLOQUE_STEP	POZO	GRUPO SRT	TOPE GRUPO	BASE GRUPO	ARENA	No PERFORADOS	FECHA PRUEBA	SRT (Excel)	.txt	QA/QC	Pi (psi)	Pfrac (psi)	Qfrac (bpm)	Qfrac (bpd)	Il matriz (bpd/psi)	Il frac (bpd/psi)	Pcl (psi)	Pfrac (Psi) técnica alterna
X	UIS_STEP 1	3	3035	3070	A1f	2	Apr/09	Si	No	OK	543	-	-	-	0,09	-	-	-
X	UIS_STEP 1	4	2902	2922	A1d	2	Apr/09	Si	No	OK	1930	2864	0,10	144,52	0,12	11,40	2854	2863
X	UIS_STEP 2	1&2	3387	3532	A2i	7	Mar/09	Si	No	OK	1822	2304	0,17	240,17	0,39	14,25	2291	2304
X	UIS_STEP 2	4	3228	3264	A2	3	Mar/09	Si	No	OK	1898	2464	0,11	156,26	0,22	0,57	2246	2464
X	UIS_STEP 2	5	2993	2998	A1e	1	Mar/09	Si	No	OK	2388	-	-	-	0,22	-	-	-
X	UIS_STEP 2	6	2858	2906	A1d	2	Mar/09	Si	No	OK	1836	-	-	-	2,11	-	-	-
Y	UIS_STEP 3	6	3311	3322	A2	1	Apr/10	Si	No	OK	1505	3469	0,10	139,89	0,06	4,38	3444	3470
Y	UIS_STEP 3	7	3208	3215	A1f	1	Apr/10	Si	No	OK	2711	2969	0,13	184,16	0,56	2,07	2899	2963
Y	UIS_STEP 3	9	2788	2810	A1c	1	Apr/10	Si	No	OK	1573	2620	0,16	231,89	0,18	285,00	2619	2500
X	UIS_STEP 4	1	3524	3614	A3	3	Sep/09	Si	No	OK	1441	-	-	-	0,75	-	-	-
X	UIS_STEP 4	2	3438	3475	A2i	1	Sep/09	Si	No	OK	2323	2797	0,11	151,64	0,25	1,24	2700	2798
X	UIS_STEP 4	3	3361	3426	A2i	4	Sep/09	Si	No	OK	1422	-	-	-	1,31	-	-	-
X	UIS_STEP 4	4	3327	3346	A2i	1	Sep/09	Si	No	OK	1384	-	-	-	1,24	-	-	-
X	UIS_STEP 4	5	3296	3309	A2	1	Sep/09	Si	No	OK	1341	-	-	-	0,42	-	-	-
X	UIS_STEP 4	6	3239	3277	A2	3	Sep/09	Si	No	OK	1108	2603	0,13	189,85	0,10	0,48	2292	2600
X	UIS_STEP 4	8	3026	3048	A1f	2	Sep/09	Si	No	OK	1110	2788	0,20	282,31	0,13	0,52	2358	2783
X	UIS_STEP 4	10	2736	2746	A1c	1	Sep/09	Si	No	OK	1122	-	-	-	0,82	-	-	-
X	UIS_STEP 5	4&5	4177	4287	B1i	4	Oct/09	Si	Si	OK	1912	1964	0,11	164,52	2,48	24,78	1959	1958
X	UIS_STEP 5	6	4054	4068	B1	1	Oct/09	Si	Si	OK	1855	1884	0,11	151,20	4,07	14,25	1876	1884
X	UIS_STEP 5	7	3979	4012	B1	2	Oct/09	Si	Si	OK	1874	-	-	-	16,63	-	-	-
Y	UIS_STEP 6	1	2768	2797	A1c	2	Sep/09	Si	Si	OK	1228	-	-	-	0,63	-	-	-
Y	UIS_STEP 6	2	2698	2708	A1b	1	Sep/09	Si	Si	OK	783	-	-	-	0,17	-	-	-
Y	UIS_STEP 7	1	3532	3543	A3	1	Dec/09	Si	No	OK	1459	-	-	-	0,50	-	-	-
Y	UIS_STEP 7	2	3386	3459	A2i	4	Dec/09	Si	No	OK	2898	-	-	-	0,42	-	-	-
Y	UIS_STEP 7	3	3333	3362	A2i	2	Dec/09	Si	No	OK	1419	-	-	-	1,54	-	-	-
Y	UIS_STEP 7	5	3182	3195	A2	1	Dec/09	Si	No	OK	1360	-	-	-	1,78	-	-	-
Y	UIS_STEP 7	6	3011	3037	A1f	1	Dec/09	Si	No	OK	994	2900	0,16	226,37	0,09	1,14	2743	2900
Y	UIS_STEP 7	7	2866	2876	A1d	1	Dec/09	Si	No	OK	2152	2583	0,16	228,92	0,42	12,67	2569	2565
X	UIS_STEP 8	2b	3577	3589	A2i	2	Jul/09	Si	Si	OK	1506	-	-	-	0,31	-	-	-
X	UIS_STEP 9	1	3532	3602	A3	3	Apr/09	Si	No	OK	1641	-	-	-	1,91	-	-	-
X	UIS_STEP 9	3	3332	3408	A2i	3	Apr/09	Si	No	OK	1510	-	-	-	2,16	-	-	-
X	UIS_STEP 9	4a	3257	3294	A2	2	Apr/09	Si	No	OK	1545	-	-	-	3,86	-	-	-
X	UIS_STEP 9	4b	3202	3232	A2	1	Apr/09	Si	No	OK	1504	-	-	-	3,97	-	-	-
X	UIS_STEP 9	5	3073	3095	A1f	2	Apr/09	Si	No	OK	1607	2542	0,16	229,75	0,19	0,78	2309	2540
X	UIS_STEP 9	6	2960	3018	A1e	3	Apr/09	Si	No	OK	2051	2784	0,12	172,04	0,19	1,23	2673	2772
X	UIS_STEP 9	7	2737	2766	A1b	2	Apr/09	Si	No	OK	1723	3000	0,10	148,75	0,09	6,95	2983	3060
Y	UIS_STEP 10	1	3079	3138	A1f	2	Mar/09	Si	Si	OK	2419	2883	0,12	169,54	0,29	1,39	2786	2870
Y	UIS_STEP 10	4	2668	2740	A1c	2	Mar/09	Si	Si	OK	1074	1695	0,13	190,91	0,24	0,46	1367	1695

Y	UIS_STEP 10	6	2496	2522	A1a	1	Mar/09	Si	Si	OK	1266	1473	0,18	260,71	1,00	2,78	1398	1473
Y	UIS_STEP 11	2	3290	3345	A2i	2	Oct/09	Si	Si	OK	569	2817	0,12	172,37	0,06	0,66	2610	2820
Y	UIS_STEP 11	5	2962	2972	A1f	1	Oct/09	Si	Si	OK	1547	2625	0,10	140,04	0,10	1,55	2553	2652
Y	UIS_STEP 12	2	3420	3457	A2	3	Mar/10	Si	No	OK	2558	-	-	-	0,76	-	-	-
Y	UIS_STEP 12	3	3328	3397	A2	3	Mar/10	Si	No	OK	1495	-	-	-	0,26	-	-	-
Y	UIS_STEP 12	5	3056	3070	A1d	1	Mar/10	Si	No	OK	2069	3421	0,12	166,15	0,10	0,96	3284	3420
Y	UIS_STEP 12	6	2903	2943	A1c	1	Mar/10	Si	No	OK	1730	2538	0,16	224,91	0,22	0,70	2281	2535
Y	UIS_STEP 12	8	2784	2800	A1b	1	Mar/10	Si	No	OK	1999	-	-	-	2,77	-	-	-
Y	UIS_STEP 13	3	4222	4312	B2	4	Aug/09	Si	No	OK	2025	-	-	-	0,88	-	-	-
Y	UIS_STEP 13	4	4140	4148	B1i	1	Aug/09	Si	Si	OK	820	-	-	-	0,09	-	-	-
Y	UIS_STEP 13	5	3550	3556	A3	1	Aug/09	Si	No	OK	2988	3306	0,11	161,51	0,40	1,00	3179	3306
Y	UIS_STEP 13	6	3426	3500	A3	4	Aug/09	Si	No	OK	2000	-	-	-	0,18	-	-	-
Y	UIS_STEP 13	8	3219	3320	A2i	4	Aug/09	Si	No	OK	1665	2503	0,12	168,93	0,16	0,35	2121	2500
Y	UIS_STEP 13	9	3160	3198	A2	2	Aug/09	Si	Si	OK	1631	3451	0,12	166,50	0,07	0,50	3185	3486
Y	UIS_STEP 13	11	2875	2897	A1e	1	Aug/09	Si	No	OK	2002	2742	0,10	140,31	0,15	0,75	2594	2755
Y	UIS_STEP 14	1	3320	3420	A2i	5	Aug/09	Si	Si	OK	855	2513	0,12	168,37	0,08	1,43	2420	2500
Y	UIS_STEP 14	2	3280	3291	A2i	1	Aug/09	Si	Si	OK	1468	3104	0,27	383,08	0,19	0,67	2651	3000
Y	UIS_STEP 14	4	3144	3196	A2	5	Aug/09	Si	Si	OK	1635	2373	0,17	249,45	0,27	2,04	2276	2340
Y	UIS_STEP 14	5	3081	3125	A2	2	Aug/09	Si	Si	OK	1719	2315	0,16	231,66	0,31	1,99	2222	2310
Y	UIS_STEP 14	6	2946	2968	A1f	2	Aug/09	Si	Si	OK	1474	2160	0,13	189,35	0,22	1,43	2055	2160
Y	UIS_STEP 14	7	2900	2924	A1e	2	Aug/09	Si	Si	OK	1377	2070	0,13	188,22	0,22	0,89	1903	2066
Y	UIS_STEP 14	8	2809	2820	A1d	1	Aug/09	Si	Si	OK	1393	2069	0,17	242,27	0,28	0,90	1855	2047
Y	UIS_STEP 14	9	2638	2656	A1c	1	Aug/09	Si	Si	OK	1035	1940	0,11	163,28	0,14	0,62	1733	1965
Y	UIS_STEP 14	11	2440	2447	A1a	1	Aug/09	Si	Si	OK	1046	1758	0,18	257,56	0,29	1,89	1651	1760
Y	UIS_STEP 15	1	5068	5217	C	4	Sep/09	Si	Si	OK	2163	-	-	-	0,42	-	-	-
Y	UIS_STEP 15	4	4530	4562	B2b	2	Sep/09	Si	No	OK	1537	-	-	-	0,12	-	-	-
Y	UIS_STEP 16	2	4220	4296	B1i	4	Aug/09	Si	Si	OK	1859	3428	0,27	388,26	0,20	0,54	2857	3430
Y	UIS_STEP 16	3	4084	4113	B1	2	Aug/09	Si	Si	OK	1756	2825	0,16	232,24	0,17	0,31	2240	2820
Y	UIS_STEP 16	4	3964	4004	B1	2	Aug/09	Si	Si	OK	1702	3102	0,24	348,77	0,20	0,32	2230	3100
Y	UIS_STEP 17	1	3664	3692	A3	2	Jan/10	Si	Si	OK	2953	3640	0,50	717,59	0,83	6,71	3555	3646
Y	UIS_STEP 17	2	3419	3548	A2i	7	Jan/10	Si	Si	OK	2243	2730	0,11	162,00	0,26	1,53	2646	2726
Y	UIS_STEP 17	3	3295	3396	A2	7	Jan/10	Si	Si	OK	1986	2366	0,11	152,78	0,32	1,68	2294	2325
Y	UIS_STEP 17	4	3234	3275	A2	2	Jan/10	Si	Si	OK	2408	3115	0,07	105,66	0,12	2,13	3076	3120
Y	UIS_STEP 17	5	3138	3160	A1f	2	Jan/10	Si	Si	OK	3101	-	-	-	1,14	-	-	-
Y	UIS_STEP 17	7	2956	2970	A1d	1	Jan/10	Si	Si	OK	2239	2757	0,26	369,28	0,56	2,69	2648	2800
Y	UIS_STEP 17	8	2853	2873	A1c	1	Jan/10	Si	Si	OK	2509	2886	0,12	169,71	0,36	2,53	2833	2893
Y	UIS_STEP 17	9	2790	2800	A1c	1	Jan/10	Si	Si	OK	2311	2916	0,22	321,40	0,42	1,41	2735	2566
Y	UIS_STEP 18	1	5322	5352	C	2	Aug/09	Si	No	OK	1845	-	-	-	0,09	-	-	-
Y	UIS_STEP 18	2b	4908	4966	B3	5	Aug/09	Si	Si	OK	2080	-	-	-	1,05	-	-	-
Y	UIS_STEP 18	3	4820	4848	B2e	2	Aug/09	Si	No	OK	1726	3992	0,12	171,34	0,06	0,43	3675	4000
Y	UIS_STEP 18	4	4787	4796	B2d	1	Aug/09	Si	No	OK	2261	3486	0,12	166,05	0,11	0,50	3221	3484
Y	UIS_STEP 18	5	4625	4635	B2c	1	Aug/09	Si	No	OK	2491	4006	0,16	223,66	0,12	0,75	3771	4008
Y	UIS_STEP 18	6	4550	4575	B2c	2	Aug/09	Si	Si	OK	1470	2758	0,11	160,79	0,10	0,21	2145	2700
Y	UIS_STEP 18	7b	4449	4480	B2b	4	Aug/09	Si	No	OK	2030	-	-	-	0,21	-	-	-
Y	UIS_STEP 19	1	4286	4375	B2	4	Aug/09	Si	Si	OK	3856	-	-	-	1,95	-	-	-

Y	UIS_STEP 19	2	4186	4203	B2	2	Aug/09	Si	Si	OK	1506	-	-	-	0,16	-	-	-
Y	UIS_STEP 19	3b	4059	4090	B1i	2	Aug/09	Si	Si	OK	2338	3455	0,11	162,82	0,12	6,48	3435	3403
Y	UIS_STEP 19	4	3988	4040	B1i	3	Aug/09	Si	Si	OK	1481	-	-	-	0,26	-	-	-
Y	UIS_STEP 19	5	3836	3950	B1	2	Aug/09	Si	Si	OK	3085	3653	0,10	145,91	0,20	0,86	3518	3655
Y	UIS_STEP 19	6	3671	3704	B0	2	Aug/09	Si	Si	OK	3184	-	-	-	0,54	-	-	-
Y	UIS_STEP 19	8	3336	3402	A1f	4	Aug/09	Si	Si	OK	2992	-	-	-	1,54	-	-	-
Y	UIS_STEP 19	9	3225	3264	A1e	2	Aug/09	Si	Si	OK	2578	2970	0,10	139,72	0,28	4,71	2947	2978
Y	UIS_STEP 19	11	2871	2913	A1b	3	Aug/09	Si	Si	OK	2079	-	-	-	0,39	-	-	-
Y	UIS_STEP 19	12	2801	2808	A1a	1	Aug/09	Si	Si	OK	1138	3021	0,10	144,53	0,06	10,08	3010	3020
Y	UIS_STEP 20	5	3262	3278	A2	2	Aug/09	Si	Si	OK	274	2950	0,10	149,78	0,04	0,77	2796	3000
Y	UIS_STEP 20	6	3207	3218	A2	1	Aug/09	Si	Si	OK	2459	-	-	-	0,43	-	-	-
Y	UIS_STEP 20	9	2817	2834	A1c	1	Aug/09	Si	Si	OK	2310	-	-	-	0,80	-	-	-
Y	UIS_STEP 20	10	2718	2730	A1c	1	Aug/09	Si	Si	OK	2056	-	-	-	1,14	-	-	-
Y	UIS_STEP 20	11	2592	2600	A1a	1	Aug/09	Si	Si	OK	1733	2060	0,12	165,69	0,40	1,46	1970	2020
Y	UIS_STEP 21	1	5378	5463	C	5	Aug/09	Si	Si	OK	1614	-	-	-	0,07	-	-	-
Y	UIS_STEP 21	2	5002	5074	B3	2	Aug/09	Si	Si	OK	1953	-	-	-	0,16	-	-	-
Y	UIS_STEP 21	4	4518	4538	B2	2	Aug/09	Si	Si	OK	1019	-	-	-	0,09	-	-	-
Y	UIS_STEP 21	5	4398	4470	B2	2	Aug/09	Si	Si	OK	1877	2931	0,18	253,35	0,19	0,27	2174	2930
Y	UIS_STEP 21	6	4260	4334	B1i	2	Aug/09	Si	Si	OK	1764	2887	0,16	237,02	0,17	0,30	2268	2900
Y	UIS_STEP 21	7	4028	4050	B0	2	Aug/09	Si	Si	OK	1109	-	-	-	0,15	-	-	-
Y	UIS_STEP 21	8	3942	3974	B0	2	Aug/09	Si	Si	OK	1682	-	-	-	0,16	-	-	-
Y	UIS_STEP 22	1	3586	3600	A3	1	Oct/09	Si	Si	OK	1965	4120	0,10	149,17	0,05	1,56	4044	4110
Y	UIS_STEP 22	2	3416	3494	A2i	5	Oct/09	Si	Si	OK	575	2822	0,11	153,07	0,05	0,78	2667	2917
Y	UIS_STEP 22	5	3170	3180	A1d	1	Oct/09	Si	Si	OK	2145	-	-	-	4,13	-	-	-
Y	UIS_STEP 22	6	3087	3103	A1c	1	Oct/09	Si	Si	OK	2223	-	-	-	0,45	-	-	-
Y	UIS_STEP 22	7	2980	2992	A1c	1	Oct/09	Si	Si	OK	1177	1972	0,16	227,63	0,23	81,43	1970	1970
Y	UIS_STEP 22	8	2891	2920	A1b	2	Oct/09	Si	Si	OK	2322	2497	0,21	304,62	1,37	6,33	2459	2500
Y	UIS_STEP 22	9	2835	2860	A1a	2	Oct/09	Si	Si	OK	1225	1872	0,12	166,90	0,20	3,17	1830	1870
Y	UIS_STEP 23	1	5284	5516	C	5	May/09	Si	No	OK	2166	-	-	-	0,51	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	3a	4742	4757	B2c	1	May/09	Si	No	OK	757	4130	0,12	165,92	0,04	0,38	3785	4200
Y	UIS_STEP 23	3b	4470	4533	B2	4	May/09	Si	No	OK	2157	3753	0,11	165,12	0,08	0,51	3497	3760
Y	UIS_STEP 23	4	3850	3944	A3	5	May/09	Si	No	OK	1580	-	-	-	0,16	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	5	3673	3766	A2i	4	May/09	Si	No	OK	1598	-	-	-	0,87	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	7	3504	3538	A2	3	May/09	Si	No	OK	1487	-	-	-	1,08	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	8	3455	3474	A2	2	May/09	Si	No	OK	1388	-	-	-	0,65	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	9	3346	3392	A1f	3	May/09	Si	No	OK	1385	-	-	-	0,70	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	10	3250	3256	A1e	1	May/09	Si	No	OK	1333	-	-	-	0,82	-	-	-
Y	UIS_STEP 23	11	3110	3122	A1c	1	May/09	Si	No	OK	1277	-	-	-	0,73	-	-	-
X	UIS_STEP 24	1	4988	5010	B2c	1	Sep/09	Si	Si	OK	4101	-	-	-	1,30	-	-	-
X	UIS_STEP 24	2b	4680	4764	B2	2	Sep/09	Si	Si	OK	3474	-	-	-	0,44	-	-	-
X	UIS_STEP 24	5	3722	3828	A3	3	Sep/09	Si	Si	OK	2262	2964	0,10	147,31	0,17	1,08	2855	2960
X	UIS_STEP 24	6	3450	3600	A2i	3	Sep/09	Si	Si	OK	2318	2564	0,10	144,00	0,46	1,24	2472	2563
X	UIS_STEP 24	7	3338	3415	A2	4	Sep/09	Si	Si	OK	1785	2745	0,10	150,99	0,12	0,78	2591	2745
X	UIS_STEP 24	8	2978	2994	A1d	2	Sep/09	Si	Si	OK	1971	-	-	-	2,21	-	-	-
X	UIS_STEP 25	1	4768	4780	B2b	1	May/09	Si	No	OK	1325	4023	0,12	179,87	0,05	0,24	3421	4070

X	UIS_STEP 25	2	4626	4688	B2	3	May/09	Si	No	OK	1564	-	-	-	0,12	-	-	-
X	UIS_STEP 25	3	4362	4426	B1i	3	May/09	Si	No	OK	1697	2954	0,11	163,37	0,10	0,24	2414	2945
X	UIS_STEP 25	4	4144	4210	B1	3	May/09	Si	No	OK	1798	-	-	-	1,35	-	-	-
X	UIS_STEP 25	5	3650	3728	A3	3	May/09	Si	No	OK	1569	-	-	-	0,98	-	-	-
X	UIS_STEP 25	7	3380	3444	A2i	4	May/09	Si	No	OK	1478	-	-	-	0,96	-	-	-
X	UIS_STEP 25	9	3142	3152	A2	1	May/09	Si	No	OK	1376	-	-	-	0,96	-	-	-
X	UIS_STEP 25	12	2677	2690	A1a	1	May/09	Si	No	OK	1196	-	-	-	1,60	-	-	-
X	UIS_STEP 26	1	5030	5138	C	6	May/09	Si	No	OK	2313	3092	0,16	235,19	0,24	0,97	2900	3100
X	UIS_STEP 26	2	4908	4958	C	2	May/09	Si	No	OK	2092	-	-	-	0,83	-	-	-
X	UIS_STEP 26	3	4656	4706	B3i	2	May/09	Si	No	OK	2835	3306	0,10	144,91	0,24	1,14	3205	3435
X	UIS_STEP 26	5	4324	4410	B2c	2	May/09	Si	No	OK	910	3242	0,11	157,81	0,05	0,58	3027	3280
X	UIS_STEP 26	7	4014	4094	B2	4	May/09	Si	No	OK	2431	3527	0,17	251,80	0,18	1,54	3398	3530
X	UIS_STEP 26	11	3528	3632	A2i	4	May/09	Si	No	OK	1508	-	-	-	0,36	-	-	-
X	UIS_STEP 26	12	3428	3502	A2	2	May/09	Si	No	OK	1153	2806	0,18	252,57	0,12	0,46	2372	2810
X	UIS_STEP 26	16	2779	2798	A1b	1	May/09	Si	No	OK	762	2427	0,16	228,72	0,11	0,54	2093	2442
X	UIS_STEP 27	1	4942	5100	C	4	Jun/09	Si	Si	OK	2418	3545	0,15	212,73	0,15	0,39	3112	3537
X	UIS_STEP 27	2	4804	4910	C	4	Jun/09	Si	Si	OK	2670	3975	0,11	165,44	0,10	0,47	3693	4000
X	UIS_STEP 27	3	4590	4660	B3i	2	Jun/09	Si	Si	OK	2906	3953	0,12	174,80	0,13	0,80	3780	3960
X	UIS_STEP 27	4	4458	4510	B3	3	Jun/09	Si	Si	OK	1806	-	-	-	0,22	-	-	-
X	UIS_STEP 27	7	3806	3970	A3	4	Jun/09	Si	Si	OK	1169	3625	0,16	224,75	0,07	0,45	3232	3600
X	UIS_STEP 28	1	4882	5014	C	4	Apr/09	Si	Si	OK	2154	4163	0,17	243,98	0,10	0,46	3746	4186
X	UIS_STEP 28	2	4608	4700	B3i	3	Apr/09	Si	Si	OK	1775	-	-	-	0,24	-	-	-
X	UIS_STEP 28	3	4478	4540	B3	2	Apr/09	Si	Si	OK	1593	3181	0,19	274,53	0,14	0,38	2606	3180
X	UIS_STEP 28	4	4324	4368	B1	2	Apr/09	Si	Si	OK	1308	4122	0,11	151,20	0,04	1,43	4038	4156
X	UIS_STEP 28	5 & 6	3925	4038	A3	3	Apr/09	Si	Si	OK	251	3459	0,10	147,57	0,04	1,27	3366	3470
X	UIS_STEP 28	7	3648	3750	A2i	3	Apr/09	Si	Si	OK	1485	-	-	-	0,18	-	-	-
X	UIS_STEP 28	10	3348	3353	A1f	1	Apr/09	Si	Si	OK	1208	-	-	-	0,18	-	-	-
X	UIS_STEP 28	11	3106	3150	A1d	2	Apr/09	Si	Si	OK	1172	-	-	-	0,20	-	-	-
X	UIS_STEP 28	12	2946	3012	A1c	2	Apr/09	Si	Si	OK	967	-	-	-	0,22	-	-	-
X	UIS_STEP 28	13	2860	2878	A1b	1	Apr/09	Si	Si	OK	2176	-	-	-	7,92	-	-	-
X	UIS_STEP 28	14	2706	2716	A1a	1	Apr/09	Si	Si	OK	580	-	-	-	0,14	-	-	-
X	UIS_STEP 28	15	2504	2514	A0	1	Apr/09	Si	Si	OK	421	1937	0,10	144,38	0,08	4,25	1910	1952
X	UIS_STEP 29	4	3638	3684	A2	2	Oct/09	Si	Si	OK	3112	-	-	-	1,38	-	-	-
X	UIS_STEP 29	5	3525	3540	A2	1	Oct/09	Si	Si	OK	3012	3786	0,20	282,95	0,29	1,40	3626	3740
X	UIS_STEP 29	6	3398	3460	A1f	3	Oct/09	Si	Si	OK	2367	-	-	-	1,20	-	-	-
X	UIS_STEP 30	1	5016	5094	C	4	Jul/09	Si	No	OK	2001	4129	0,10	148,78	0,06	2,39	4080	4062
X	UIS_STEP 30	4	4400	4514	B2d	5	Jul/09	Si	No	OK	2619	3688	0,11	164,87	0,12	0,95	3551	3692
X	UIS_STEP 30	6	4196	4228	B2b	2	Jul/09	Si	No	OK	2155	-	-	-	0,23	-	-	-
X	UIS_STEP 30	7	3764	3826	A2i	5	Jul/09	Si	Si	OK	1338	-	-	-	0,13	-	-	-
X	UIS_STEP 30	8	3700	3736	A2	2	Jul/09	Si	Si	OK	942	3608	0,16	226,14	0,07	0,15	2421	3580
X	UIS_STEP 30	9a	3643	3674	A2	2	Jul/09	Si	Si	OK	687	3735	0,15	216,00	0,06	0,36	3255	3740
X	UIS_STEP 30	10	3408	3520	A1f	4	Jul/09	Si	No	OK	1355	-	-	-	0,26	-	-	-
X	UIS_STEP 30	11	3298	3303	A1d	1	Jul/09	Si	No	OK	2348	2843	0,10	146,83	0,23	0,78	2693	2915
X	UIS_STEP 30	12	3183	3194	A1c	1	Jul/09	Si	No	OK	2079	-	-	-	0,12	-	-	-
X	UIS_STEP 30	14	2660	2708	A0	3	Jul/09	Si	No	OK	1093	-	-	-	0,70	-	-	-

X	UIS_STEP 31	2	3728	3750	A2	1	Mar/14	Si	No	OK	1830	3151	0,17	246,98	0,15	1,94	3050	3060
X	UIS_STEP 31	4	3444	3494	A1e	2	Mar/14	Si	Si	OK	1617	2971	0,12	166,94	0,10	0,59	2746	3017
X	UIS_STEP 31	5	3290	3300	A1c	1	Mar/14	Si	No	OK	1488	-	-	-	0,60	-	-	-
X	UIS_STEP 31	7	2908	2948	A1a	2	Mar/14	Si	Si	OK	1311	-	-	-	0,65	-	-	-
X	UIS_STEP 32	1	3674	3786	A2i	5	Sep/12	Si	Si	OK	1506	3140	0,29	411,63	0,20	0,57	2570	3130
X	UIS_STEP 32	2	3524	3614	A2	5	Sep/12	Si	Si	OK	1462	2626	0,36	520,69	0,35	1,24	2293	2623
X	UIS_STEP 32	4	3358	3373	A1f	1	Sep/12	Si	Si	OK	1132	3129	0,30	434,88	0,17	9,50	3093	3130
X	UIS_STEP 32	5	3231	3294	A1e	2	Sep/12	Si	Si	OK	1467	-	-	-	2,81	-	-	-
X	UIS_STEP 32	7	2715	2786	A1a	4	Sep/12	Si	Si	OK	819	1942	0,11	163,02	0,11	1,02	1815	1943
X	UIS_STEP 33	1	5138	5190	B3i	5	Jan/10	Si	No	OK	2631	4365	0,11	161,26	0,07	0,72	4188	4340
X	UIS_STEP 33	3	4668	4698	B2c	2	Jan/10	Si	Si	OK	2276	3380	0,16	236,30	0,17	0,32	2790	3375
X	UIS_STEP 33	5	4416	4486	B2	3	Jan/10	Si	Si	OK	1926	3540	0,23	326,28	0,16	0,48	3000	3525
X	UIS_STEP 33	6	4198	4266	B1i	3	Jan/10	Si	Si	OK	1852	3943	0,10	147,25	0,06	0,31	3568	3940
X	UIS_STEP 33	11	2876	2884	A1c	1	Jan/10	Si	Si	OK	2662	3253	0,25	353,44	0,47	13,68	3233	3242
X	UIS_STEP 34	1	3707	3841	A2i	5	May/13	Si	Si	OK	1673	3154	0,31	450,87	0,24	2,00	2975	3160
X	UIS_STEP 34	2	3572	3684	A2	4	May/13	Si	Si	OK	1628	-	-	-	0,67	-	-	-
X	UIS_STEP 35	1	3769	3801	A2i	2	May/14	Si	Si	OK	1947	2954	0,08	114,48	0,09	0,94	2857	2980
X	UIS_STEP 35	2	3639	3743	A2	5	May/14	Si	Si	OK	1319	2700	0,10	147,26	0,08	0,81	2557	3050
X	UIS_STEP 36	1	4854	4867	B2	1	Oct/11	Si	Si	OK	3110	4183	0,30	432,93	0,32	-6,00	4240	4150
X	UIS_STEP 36	2	4574	4644	B1i	3	Oct/11	Si	Si	OK	2009	4097	0,16	228,44	0,09	0,62	3805	4085
X	UIS_STEP 36	3	3890	3936	A3	2	Oct/11	Si	Si	OK	1315	3736	0,12	173,74	0,06	1,47	3642	3800
X	UIS_STEP 36	4	3670	3824	A2i	7	Oct/11	Si	Si	OK	2172	3050	0,10	141,51	0,13	0,55	2846	3040
X	UIS_STEP 36	9	2819	2862	A1a	2	Oct/11	Si	Si	OK	744	2893	0,16	231,98	0,09	1,73	2787	2878
X	UIS_STEP 36	10	2729	2738	A1	1	Oct/11	Si	Si	OK	842	2090	0,13	181,13	0,11	1,76	2008	2050
X	UIS_STEP 37	1	3686	3830	A2i	7	Nov/12	Si	Si	OK	1162	3286	0,40	570,10	0,21	1,04	2850	-
X	UIS_STEP 37	2	3517	3646	A2	7	Nov/12	Si	Si	OK	1404	2801	0,32	462,49	0,26	0,84	2367	2760
X	UIS_STEP 37	4	3238	3253	A1e	1	Nov/12	Si	Si	OK	1349	-	-	-	0,35	-	-	-
X	UIS_STEP 37	6	2861	2869	A1a	1	Nov/12	Si	Si	OK	1247	2089	0,36	523,61	0,49	1,04	1689	2090
X	UIS_STEP 38	2	3532	3678	A2i	7	Jul/09	Si	Si	OK	1606	-	-	-	0,94	-	-	-
X	UIS_STEP 38	5	3324	3358	A2	2	Jul/09	Si	Si	OK	1508	-	-	-	0,34	-	-	-
X	UIS_STEP 38	6	3144	3190	A1e	3	Jul/09	Si	Si	OK	2895	-	-	-	0,83	-	-	-
X	UIS_STEP 38	8	2884	2984	A1c	2	Jul/09	Si	Si	OK	1367	-	-	-	1,02	-	-	-
X	UIS_STEP 38	9	2820	2868	A1c	2	Jul/09	Si	Si	OK	2741	-	-	-	0,59	-	-	-
Y	UIS_STEP 39	1	5440	5590	C	4	Sep/09	Si	Si	OK	1741	-	-	-	0,14	-	-	-
Y	UIS_STEP 39	2	5042	5078	B3	2	Sep/09	Si	Si	OK	2955	3864	0,12	178,27	0,16	0,96	3717	3930
Y	UIS_STEP 39	6	4428	4470	B2	2	Sep/09	Si	Si	OK	1978	3093	0,12	178,69	0,13	0,43	2762	3200
Y	UIS_STEP 39	16	2694	2740	A1	2	Sep/09	Si	Si	OK	902	-	-	-	0,26	-	-	-
Y	UIS_STEP 40	2	5296	5420	C	7	Dec/09	Si	Si	OK	3191	4289	0,11	155,53	0,11	0,40	3983	4310
Y	UIS_STEP 40	4	4840	4902	B2e	3	Dec/09	Si	Si	OK	3472	4207	0,11	164,85	0,18	6,33	4186	4245
Y	UIS_STEP 40	6	4560	4686	B2c	5	Dec/09	Si	Si	OK	1900	-	-	-	0,19	-	-	-
Y	UIS_STEP 40	7	4446	4512	B2b	3	Dec/09	Si	Si	OK	2980	3833	0,11	155,81	0,14	1,05	3715	3845
Y	UIS_STEP 40	10	4140	4186	B1	3	Dec/09	Si	Si	OK	1396	2369	0,10	142,90	0,12	1,23	2277	2390
Y	UIS_STEP 41	2b	4990	5046	B3	3	Oct/09	Si	Si	OK	1349	-	-	-	0,07	-	-	-
Y	UIS_STEP 41	4	4570	4700	B2c	5	Oct/09	Si	Si	OK	2220	3798	0,11	153,16	0,08	0,83	3652	3812
Y	UIS_STEP 41	5	4498	4518	B2b	2	Oct/09	Si	Si	OK	1408	-	-	-	0,13	-	-	-

Y	UIS_STEP 41	6	4316	4407	B2	6	Oct/09	Si	Si	OK	2745	3755	0,11	161,53	0,13	0,67	3565	3752
Y	UIS_STEP 41	7	4084	4210	B1i	6	Oct/09	Si	Si	OK	2003	3803	0,12	179,20	0,08	3,20	3759	3800
Y	UIS_STEP 41	10b	3366	3420	A1f	3	Oct/09	Si	Si	OK	1032	2819	0,18	257,88	0,11	0,41	2325	2840
Y	UIS_STEP 42	2	5107	5147	B3	2	Dec/09	Si	Si	OK	3157	4252	0,11	162,09	0,12	0,46	3973	4240
Y	UIS_STEP 42	3	4969	5030	B2e	3	Dec/09	Si	Si	OK	3089	4164	0,12	177,98	0,13	0,30	3688	4100
Y	UIS_STEP 42	4	4869	4911	B2d	3	Dec/09	Si	Si	OK	3700	4417	0,12	168,10	0,19	0,78	4246	4410
Y	UIS_STEP 42	5	4706	4838	B2c	4	Dec/09	Si	Si	OK	2078	-	-	-	0,55	-	-	-
Y	UIS_STEP 42	7a	4452	4498	B2	3	Dec/09	Si	Si	OK	3185	3528	0,11	158,61	0,37	3,17	3489	3536
Y	UIS_STEP 42	7b	4165	4290	B1i	4	Dec/09	Si	Si	OK	1820	3563	0,13	186,83	0,08	0,52	3278	3570
Y	UIS_STEP 42	9	3918	3928	B0	1	Dec/09	Si	Si	OK	1934	2764	0,12	176,89	0,17	0,41	2421	2760
Y	UIS_STEP 43	1	5343	5470	C	6	Sep/09	Si	Si	OK	1862	-	-	-	0,19	-	-	-
Y	UIS_STEP 43	2	5118	5174	C	3	Sep/09	Si	Si	OK	3552	4153	0,10	150,30	0,20	1,80	4087	4150
Y	UIS_STEP 43	3	5030	5062	B3	2	Sep/09	Si	Si	OK	1882	3967	0,12	172,54	0,07	0,78	3792	4070
Y	UIS_STEP 43	5	4652	4740	B2c	5	Sep/09	Si	Si	OK	2103	3484	0,17	237,69	0,14	1,17	3323	3471
Y	UIS_STEP 43	6	4558	4602	B2b	2	Sep/09	Si	Si	OK	2272	3645	0,20	294,24	0,17	0,71	3319	3610
Y	UIS_STEP 44	4	4766	4773	B2c	1	Sep/09	Si	Si	OK	3791	-	-	-	1,11	-	-	-
Y	UIS_STEP 44	5	4655	4722	B2b	3	Sep/09	Si	Si	OK	780	3654	0,10	145,84	0,04	0,84	3516	3660
Y	UIS_STEP 44	6	4476	4594	B2	5	Sep/09	Si	Si	OK	1881	-	-	-	0,39	-	-	-
Y	UIS_STEP 44	7	4341	4356	B1i	1	Sep/09	Si	Si	OK	150	3774	0,10	146,48	0,03	0,42	3501	3910
Y	UIS_STEP 44	8	4220	4316	B1i	3	Sep/09	Si	Si	OK	1112	3951	0,11	155,52	0,04	0,86	3807	3980
Y	UIS_STEP 44	9	4018	4157	B1	6	Sep/09	Si	Si	OK	1614	-	-	-	0,30	-	-	-
Y	UIS_STEP 44	10	3529	3566	A3	2	Sep/09	Si	Si	OK	1632	3190	0,11	163,30	0,08	2,48	3138	3200
Y	UIS_STEP 45	2	4322	4428	B1i	4	Nov/09	Si	Si	OK	2139	3839	0,13	190,96	0,09	0,37	3425	3840
Y	UIS_STEP 45	4	3674	3782	A3	4	Nov/09	Si	Si	OK	1743	2713	0,12	169,91	0,14	0,71	2524	2760
Y	UIS_STEP 45	6b	3304	3334	A2	2	Nov/09	Si	Si	OK	845	3149	0,10	150,44	0,05	1,68	3078	3047
Y	UIS_STEP 45	8	2966	3056	A1d	3	Nov/09	Si	Si	OK	1329	-	-	-	1,01	-	-	-
Y	UIS_STEP 45	9 & 10	2782	2892	A1c	4	Nov/09	Si	Si	OK	1600	2173	0,16	237,02	0,33	0,63	1873	2100
Y	UIS_STEP 45	10	2782	2802	A1c	1	Nov/09	Si	Si	OK	1919	2500	0,21	307,59	0,42	8,77	2472	2512
Y	UIS_STEP 46	1	5178	5316	C	6	Dec/09	Si	No	OK	2229	-	-	-	0,63	-	-	-
Y	UIS_STEP 46	2	4958	5010	B3i	3	Dec/09	Si	No	OK	2926	3779	0,11	155,79	0,14	0,45	3507	3820
Y	UIS_STEP 46	3	4852	4906	B3	3	Dec/09	Si	No	OK	2442	3759	0,11	160,66	0,10	0,50	3503	3760
Y	UIS_STEP 46	6	4472	4552	B2c	4	Dec/09	Si	No	OK	2350	3396	0,10	141,85	0,11	0,48	3163	3420
Y	UIS_STEP 46	7	4372	4414	B2b	2	Dec/09	Si	No	OK	2334	3377	0,12	167,21	0,13	1,50	3288	3370
Y	UIS_STEP 46	8	4215	4278	B2	3	Dec/09	Si	No	OK	1196	-	-	-	0,13	-	-	-
Y	UIS_STEP 46	10	3602	3700	A3	4	Dec/09	Si	No	OK	1567	3017	0,11	156,29	0,09	1,62	2941	3030
Y	UIS_STEP 46	11	3422	3550	A2i	5	Dec/09	Si	No	OK	1765	2477	0,12	177,97	0,20	0,83	2307	2473
Y	UIS_STEP 46	12	3208	3376	A2	6	Dec/09	Si	No	OK	1678	2821	0,12	178,96	0,12	2,07	2753	2835
Y	UIS_STEP 46	12b	3208	3250	A2	2	Dec/09	Si	No	OK	1319	-	-	-	0,40	-	-	-
Y	UIS_STEP 47	3	4774	4826	B3	2	Oct/09	Si	Si	OK	1939	-	-	-	0,54	-	-	-
Y	UIS_STEP 47	5	4560	4600	B2d	2	Oct/09	Si	Si	OK	3208	3987	0,11	159,06	0,16	0,80	3831	4000
Y	UIS_STEP 47	7b	4163	4171	B2	1	Oct/09	Si	Si	OK	752	-	-	-	0,07	-	-	-
Y	UIS_STEP 47	8	3940	4020	B1i	3	Oct/09	Si	Si	OK	943	4012	0,19	268,99	0,07	2,71	3933	4020
Y	UIS_STEP 47	11	3443	3590	A2i	8	Oct/09	Si	Si	OK	1751	2662	0,13	181,61	0,16	0,56	2405	2658
Y	UIS_STEP 47	12	3318	3420	A2	4	Oct/09	Si	Si	OK	1395	2270	0,16	231,45	0,21	0,90	2067	2262
Y	UIS_STEP 47	13	3280	3288	A2	1	Oct/09	Si	Si	OK	2637	2960	0,11	153,69	0,38	1,86	2894	2968

Y	UIS_STEP 47	15	2950	2960	A1d	1	Oct/09	Si	Si	OK	2038	2415	0,11	163,65	0,34	0,88	2268	2408
Y	UIS_STEP 48	1	5347	5417	C	3	Oct/13	Si	Si	OK	2350	4297	0,07	105,52	0,04	0,95	4209	4270
Y	UIS_STEP 48	3	4859	4909	B2d	2	Oct/13	Si	Si	OK	1449	4004	0,14	198,36	0,06	0,15	2983	4000
Y	UIS_STEP 48	4	4221	4234	B1	1	Oct/13	Si	No	OK	1886	2957	0,16	232,04	0,17	0,56	2630	3961
Y	UIS_STEP 48	5	3560	3624	A2i	3	Oct/13	Si	No	OK	1740	-	-	-	0,39	-	-	-
Y	UIS_STEP 48	6	3425	3537	A2	4	Oct/13	Si	Si	OK	1476	-	-	-	0,40	-	-	-
Y	UIS_STEP 48	10	2717	2760	A1b	2	Oct/13	Si	Si	OK	1702	2067	0,08	114,08	0,25	1,47	2005	2060
Y	UIS_STEP 48	11	2659	2680	A1a	1	Oct/13	Si	Si	OK	1273	2017	0,08	120,78	0,13	1,47	1952	2025
Y	UIS_STEP 49	2	4503	4608	B2	3	Jan/14	Si	No	OK	1486	4090	0,18	261,05	0,08	0,84	3843	4235
Y	UIS_STEP 50	1	5026	5040	B3	1	Dec/09	Si	Si	OK	3025	4313	0,13	189,26	0,12	0,50	4012	4440
Y	UIS_STEP 50	2	4912	4932	B2e	1	Dec/09	Si	Si	OK	2570	-	-	-	0,27	-	-	-
Y	UIS_STEP 50	3b	4664	4722	B2c	3	Dec/09	Si	Si	OK	1984	-	-	-	0,29	-	-	-
Y	UIS_STEP 50	4	4558	4584	B2b	2	Dec/09	Si	Si	OK	1973	-	-	-	0,32	-	-	-
Y	UIS_STEP 50	5	4369	4492	B2	6	Dec/09	Si	Si	OK	1918	3332	0,16	231,64	0,13	0,65	3051	3280
Y	UIS_STEP 50	7	3966	4092	B1	5	Dec/09	Si	Si	OK	1797	-	-	-	6,26	-	-	-
X	UIS_STEP 51	1	5008	5075	C	2	Jan/14	Si	Si	OK	1484	-	-	-	0,08	-	-	-
X	UIS_STEP 51	2	4888	4947	C	2	Jan/14	Si	Si	OK	2595	4197	0,12	166,09	0,08	0,36	3832	4350
X	UIS_STEP 51	4	4605	4654	B2b	2	Jan/14	Si	Si	OK	2929	3419	0,37	526,36	0,85	9,83	3377	3414
X	UIS_STEP 51	5	4447	4557	B2	4	Jan/14	Si	Si	OK	1282	3440	0,17	240,79	0,09	1,18	3279	3430
X	UIS_STEP 51	7	4002	4080	B1	2	Jan/14	Si	Si	OK	1257	3701	0,11	159,15	0,05	4,16	3671	3560
X	UIS_STEP 51	8b	3195	3224	A2	3	Jan/14	Si	Si	OK	1593	-	-	-	2,58	-	-	-
X	UIS_STEP 51	9	3354	3430	A2	2	Jan/14	Si	Si	OK	1664	-	-	-	0,30	-	-	-
X	UIS_STEP 52	1a&1b	4545	4606	B3	2	Nov/13	Si	No	OK	3708	1854	0,07	107,24	0,05	0,18	3224	3680
X	UIS_STEP 52	1c	4382	4460	B2c	2	Nov/13	Si	No	OK	2195	3430	0,12	179,33	0,11	0,89	3270	3487
X	UIS_STEP 52	2b&2c	4125	4171	B2	2	Nov/13	Si	No	OK	3043	4371	0,11	158,51	0,09	1,02	4248	4160
X	UIS_STEP 52	3	3874	4006	B1i	5	Nov/13	Si	No	OK	2104	4011	0,07	102,83	0,04	0,91	3921	4010
X	UIS_STEP 52	4a	3772	3827	B1	2	Nov/13	Si	No	OK	1557	-	-	-	0,20	-	-	-
X	UIS_STEP 52	4b	3704	3720	B1	1	Nov/13	Si	No	OK	1857	-	-	-	1,23	-	-	-
X	UIS_STEP 53	1	3748	3835	A2i	3	Feb/14	Si	Si	OK	1498	-	-	-	0,26	-	-	-
X	UIS_STEP 53	2	3674	3707	A2	2	Feb/14	Si	Si	OK	1357	3347	0,12	178,01	0,07	16,76	3339	3315
X	UIS_STEP 53	3	3536	3543	A1f	1	Feb/14	Si	Si	OK	2600	3590	0,12	168,33	0,44	2,12	3527	3585

### Anexo C. Resultados análisis de tendencias por Casos y Hall plot.

COMPILADO ANALISIS SRT								
BLOQUE_STEP	POZO	ARENA	GRUPO SRT	FRACTURA (SI/NO)	Clasificación CASOS	Pyto (psi)	ANÁLISIS DE PENDIENTE Pe (psi)	ANÁLISIS DEL GRÁFICO DE HALL
X	UIS_STEP 1	A1f	3	No	5	543	799,6477	C
X	UIS_STEP 1	A1d	4	Si	1	1930	2262,2029	E
X	UIS_STEP 2	A2i	1&2	Si	2	1822	1858,24	D
X	UIS_STEP 2	A2	4	Si	1	1898	2002,3058	D
X	UIS_STEP 2	A1e	5	No	4a	2388	2589,5432	D
X	UIS_STEP 2	A1d	6	No	2	1836	1857,0556	B
Y	UIS_STEP 3	A2	6	Si	1	1505	2312,3714	E
Y	UIS_STEP 3	A1f	7	Si	1	2711	2748,746	D
Y	UIS_STEP 3	A1c	9	Si	1	1573	1731,5445	E
X	UIS_STEP 4	A3	1	No	2	1441	1493,4162	C
X	UIS_STEP 4	A2i	2	Si	1	2323	2443,064	D
X	UIS_STEP 4	A2i	3	No	2	1422	1453,0361	C
X	UIS_STEP 4	A2i	4	No	2	1384	1420,8083	C
X	UIS_STEP 4	A2	5	No	2	1341	1334,4358	A
X	UIS_STEP 4	A2	6	Si	1	1108	1379,2783	D
X	UIS_STEP 4	A1f	8	Si	1	1110	1207,5574	D
X	UIS_STEP 4	A1c	10	No	2	1122	1140,7217	A
X	UIS_STEP 5	B1i	4&5	Si	2	1912	1927,7934	E
X	UIS_STEP 5	B1	6	Si	2	1855	1860,9834	D
X	UIS_STEP 5	B1	7	No	2	1874	1873,7592	D
Y	UIS_STEP 6	A1c	1	No	2	1228	1256,7515	E
Y	UIS_STEP 6	A1b	2	No	5	783	975,3391	B
Y	UIS_STEP 7	A3	1	No	2	1459	1501,7518	C
Y	UIS_STEP 7	A2i	2	No	5	2898	2978,3606	E
Y	UIS_STEP 7	A2i	3	No	2	1419	1450,8277	C
Y	UIS_STEP 7	A2	5	No	2	1360	1373,1199	A
Y	UIS_STEP 7	A1f	6	Si	1	994	1275,9327	D
Y	UIS_STEP 7	A1d	7	Si	1	2152	2202,016	E
X	UIS_STEP 8	A2i	2b	No	2	1506	1579,0473	A
X	UIS_STEP 9	A3	1	No	2	1641	1642,5861	A
X	UIS_STEP 9	A2i	3	No	2	1510	1514,3753	A
X	UIS_STEP 9	A2	4a	No	2	1545	1538,0185	D
X	UIS_STEP 9	A2	4b	No	2	1504	1505,1474	A
X	UIS_STEP 9	A1f	5	Si	1	1607	1709,6259	D
X	UIS_STEP 9	A1e	6	Si	1	2051	2227,0365	D
X	UIS_STEP 9	A1b	7	Si	1	1723	2138,1873	E
Y	UIS_STEP 10	A1f	1	Si	1	2419	2510,8171	D
Y	UIS_STEP 10	A1c	4	Si	2	1074	1127,8469	D
Y	UIS_STEP 10	A1a	6	Si	2	1266	1279,4163	D
Y	UIS_STEP 11	A2i	2	Si	1	569	1146,6073	E
Y	UIS_STEP 11	A1f	5	Si	1	1547	1961,1148	E
Y	UIS_STEP 12	A2	2	No	5	2558	2594,0279	C
Y	UIS_STEP 12	A2	3	No	5	1495	1499,1488	A
Y	UIS_STEP 12	A1d	5	Si	1	2069	2386,3804	D
Y	UIS_STEP 12	A1c	6	Si	1	1730	1805,6773	D
Y	UIS_STEP 12	A1b	8	No	2	1999	1989,7777	D
Y	UIS_STEP 13	B2	3	No	2	2025	2028,0975	A
Y	UIS_STEP 13	B1i	4	No	5	820	1333,5	B
Y	UIS_STEP 13	A3	5	Si	1	2988	3041,0512	D
Y	UIS_STEP 13	A3	6	No	5	2000	1981,5758	A
Y	UIS_STEP 13	A2i	8	Si	1	1665	1779,7248	D
Y	UIS_STEP 13	A2	9	Si	1	1631	2356,8	D
Y	UIS_STEP 13	A1e	11	Si	1	2002	2224	D
Y	UIS_STEP 14	A2i	1	Si	1	855	1369,6853	E
Y	UIS_STEP 14	A2i	2	Si	1	1468	1408,1943	D
Y	UIS_STEP 14	A2	4	Si	2	1635	1716,072	D
Y	UIS_STEP 14	A2	5	Si	2	1719	1793,5349	D
Y	UIS_STEP 14	A1f	6	Si	2	1474	1626,8115	D
Y	UIS_STEP 14	A1e	7	Si	2	1377	1516,7956	D
Y	UIS_STEP 14	A1d	8	Si	2	1393	1452,0417	D

Y	UIS_STEP 14	A1c	9	Si	2	1035	1279,512	D
Y	UIS_STEP 14	A1a	11	Si	2	1046	1125,3379	D
Y	UIS_STEP 15	C	1	No	5	2163	2160,7834	A
Y	UIS_STEP 15	B2b	4	No	5	1537	1581,2642	A
Y	UIS_STEP 16	B1i	2	Si	1	1859	1874,5697	D
Y	UIS_STEP 16	B1	3	Si	1	1756	1828,6619	D
Y	UIS_STEP 16	B1	4	Si	1	1702	1753,3615	A
Y	UIS_STEP 17	A3	1	Si	1	2953	3010,2809	D
Y	UIS_STEP 17	A2i	2	Si	1	2243	2347,3361	E
Y	UIS_STEP 17	A2	3	Si	1	1986	2094,6006	E
Y	UIS_STEP 17	A2	4	Si	1	2408	2725,6835	E
Y	UIS_STEP 17	A1f	5	No	5	3101	3099,4737	E
Y	UIS_STEP 17	A1d	7	Si	1	2239	2551,7533	D
Y	UIS_STEP 17	A1c	8	Si	1	2509	2715,4238	D
Y	UIS_STEP 17	A1c	9	Si	1	2311	2314,0919	D
Y	UIS_STEP 18	C	1	No	5	1845	1951,3554	A
Y	UIS_STEP 18	B3	2b	No	2	2080	2167,3967	B
Y	UIS_STEP 18	B2e	3	Si	1	1726	2200,5105	D
Y	UIS_STEP 18	B2d	4	Si	1	2261	2553,3133	D
Y	UIS_STEP 18	B2c	5	Si	1	2491	2679,7503	D
Y	UIS_STEP 18	B2c	6	Si	1	1470	1687,528	D
Y	UIS_STEP 18	B2b	7b	No	5	2030	2032,8729	A
Y	UIS_STEP 19	B2	1	No	5	3856	3802,6537	E
Y	UIS_STEP 19	B2	2	No	5	1506	2719,8235	D
Y	UIS_STEP 19	B1i	3b	Si	1	2338	3234,9326	D
Y	UIS_STEP 19	B1i	4	No	5	1481	3162,0069	A
Y	UIS_STEP 19	B1	5	Si	1	3085	3011,6863	E
Y	UIS_STEP 19	B0	6	No	5	3184	2745,4544	E
Y	UIS_STEP 19	A1f	8	No	5	2992	2209,3645	E
Y	UIS_STEP 19	A1e	9	Si	1	2578	1935,2977	E
Y	UIS_STEP 19	A1b	11	No	5	2079	1601,6709	A
Y	UIS_STEP 19	A1a	12	Si	1	1138	1590,9304	C
Y	UIS_STEP 20	A2	5	Si	1	274	1100,6919	D
Y	UIS_STEP 20	A2	6	No	5	2459	2905,6046	B
Y	UIS_STEP 20	A1c	9	No	5	2310	2299,044	A
Y	UIS_STEP 20	A1c	10	No	5	2056	2056,7131	A
Y	UIS_STEP 20	A1a	11	Si	2	1733	1805,6853	D
Y	UIS_STEP 21	C	1	No	5	1614	1573,8898	C
Y	UIS_STEP 21	B3	2	No	5	1953	2038,2604	A
Y	UIS_STEP 21	B2	4	No	5	1019	1901,5619	A
Y	UIS_STEP 21	B2	5	Si	1	1877	1803,6199	D
Y	UIS_STEP 21	B1i	6	Si	1	1764	1569,8008	C
Y	UIS_STEP 21	B0	7	No	5	1109	1512,8156	B
Y	UIS_STEP 21	B0	8	No	5	1682	1484,8703	B
Y	UIS_STEP 22	A3	1	Si	1	1965	2909,1374	E
Y	UIS_STEP 22	A2i	2	Si	1	575	1263,5352	D
Y	UIS_STEP 22	A1d	5	No	2	2145	2135,0122	E
Y	UIS_STEP 22	A1c	6	No	5	2223	2314,7817	E
Y	UIS_STEP 22	A1c	7	Si	2	1177	1296,3521	D
Y	UIS_STEP 22	A1b	8	Si	1	2322	2392,1568	A
Y	UIS_STEP 22	A1a	9	Si	2	1225	1420,7244	E
Y	UIS_STEP 23	C	1	No	2	2166	2285,0796	B
Y	UIS_STEP 23	B2c	3a	Si	1	757	1370,9201	D
Y	UIS_STEP 23	B2	3b	Si	1	2157	2512,4791	D
Y	UIS_STEP 23	A3	4	No	5	1580	1438,8556	D
Y	UIS_STEP 23	A2i	5	No	2	1598	1623,7378	C
Y	UIS_STEP 23	A2	7	No	2	1487	1525,7371	C
Y	UIS_STEP 23	A2	8	No	2	1388	1446,2754	C
Y	UIS_STEP 23	A1f	9	No	2	1385	1413,425	C
Y	UIS_STEP 23	A1e	10	No	2	1333	1378,3679	C
Y	UIS_STEP 23	A1c	11	No	2	1277	1319,9355	C
X	UIS_STEP 24	B2c	1	No	5	4101	4091,394	D
X	UIS_STEP 24	B2	2b	No	5	3474	3520,3188	C
X	UIS_STEP 24	A3	5	Si	1	2262	2462,9279	D
X	UIS_STEP 24	A2i	6	Si	1	2318	2372,71	D
X	UIS_STEP 24	A2	7	Si	1	1785	2044,7961	D
X	UIS_STEP 24	A1d	8	No	2	1971	1968,0567	A

X	UIS_STEP 25	B2b	1	Si	1	1325	1655,0063	D
X	UIS_STEP 25	B2	2	No	5	1564	1556,5601	C
X	UIS_STEP 25	B1i	3	Si	1	1697	1891,9806	D
X	UIS_STEP 25	B1	4	No	2	1798	1818,0577	C
X	UIS_STEP 25	A3	5	No	2	1569	1583,644	A
X	UIS_STEP 25	A2i	7	No	2	1478	1486,4701	C
X	UIS_STEP 25	A2	9	No	2	1376	1389,9866	A
X	UIS_STEP 25	A1a	12	No	2	1196	1200,7312	A
X	UIS_STEP 26	C	1	Si	2	2313	2364,0193	D
X	UIS_STEP 26	C	2	No	2	2092	1871,8949	E
X	UIS_STEP 26	B3i	3	Si	1	2835	2963,9361	D
X	UIS_STEP 26	B2c	5	Si	1	910	1530,2099	D
X	UIS_STEP 26	B2	7	Si	1	2431	2479,4464	D
X	UIS_STEP 26	A2i	11	No	2	1508	1539,1901	C
X	UIS_STEP 26	A2	12	Si	1	1153	1210,0297	D
X	UIS_STEP 26	A1b	16	Si	1	762	897,5482	D
X	UIS_STEP 27	C	1	Si	1	2418	2500,4532	D
X	UIS_STEP 27	C	2	Si	1	2670	2940,1596	D
X	UIS_STEP 27	B3i	3	Si	1	2906	3108,4814	D
X	UIS_STEP 27	B3	4	No	5	1806	1866,8042	C
X	UIS_STEP 27	A3	7	Si	1	1169	1457,4727	D
X	UIS_STEP 28	C	1	Si	1	2154	2310,3334	D
X	UIS_STEP 28	B3i	2	No	2	1775	1827,9955	C
X	UIS_STEP 28	B3	3	Si	1	1593	1652,816	D
X	UIS_STEP 28	B1	4	Si	1	1308	2018,3328	D
X	UIS_STEP 28	A3	5 & 6	Si	1	251	1303,0685	E
X	UIS_STEP 28	A2i	7	No	5	1485	1416,7757	A
X	UIS_STEP 28	A1f	10	No	5	1208	1183,6111	A
X	UIS_STEP 28	A1d	11	No	5	1172	1153,2576	A
X	UIS_STEP 28	A1c	12	No	2	967	1049,8336	C
X	UIS_STEP 28	A1b	13	No	2	2176	2183,4527	B
X	UIS_STEP 28	A1a	14	No	5	580	838,772	C
X	UIS_STEP 28	A0	15	Si	5	421	945,9257	D
X	UIS_STEP 29	A2	4	No	5	3112	3445,163	-
X	UIS_STEP 29	A2	5	Si	1	3012	1592,62	E
X	UIS_STEP 29	A1f	6	No	5	2367	2377,3063	A
X	UIS_STEP 30	C	1	Si	1	2001	2777,6959	E
X	UIS_STEP 30	B2d	4	Si	1	2619	2888,8424	D
X	UIS_STEP 30	B2b	6	No	5	2155	2019,4552	D
X	UIS_STEP 30	A2i	7	No	5	1338	1434,9606	A
X	UIS_STEP 30	A2	8	Si	1	942	1108,3455	A
X	UIS_STEP 30	A2	9a	Si	1	961	1052,1405	D
X	UIS_STEP 30	A1f	10	No	2	1355	1369,4288	A
X	UIS_STEP 30	A1d	11	Si	1	2348	2466,0781	D
X	UIS_STEP 30	A1c	12	No	5	2079	1844,5071	D
X	UIS_STEP 30	A0	14	No	2	1093	1105,6967	C
X	UIS_STEP 31	A2	2	Si	1	1830	1896,0619	D
X	UIS_STEP 31	A1e	4	Si	1	1617	1909,0937	D
X	UIS_STEP 31	A1c	5	No	2	1488	1481,4106	A
X	UIS_STEP 31	A1a	7	No	2	1311	1308,8402	A
X	UIS_STEP 32	A2i	1	Si	1	1506	1563,4227	D
X	UIS_STEP 32	A2	2	Si	1	1462	1471,7504	D
X	UIS_STEP 32	A1f	4	Si	1	1132	1339,9052	C
X	UIS_STEP 32	A1e	5	No	2	1467	1468,5259	A
X	UIS_STEP 32	A1a	7	Si	2	819	1159,8026	E
X	UIS_STEP 33	B3i	1	Si	1	2631	2901,5904	D
X	UIS_STEP 33	B2c	3	Si	1	2276	2313,5511	D
X	UIS_STEP 33	B2	5	Si	1	1926	2044,2778	D
X	UIS_STEP 33	B1i	6	Si	1	1852	2120,2099	D
X	UIS_STEP 33	A1c	11	Si	1	2662	2654,9459	D
X	UIS_STEP 34	A2i	1	Si	1	1673	1675,8041	D
X	UIS_STEP 34	A2	2	No	2	1628	1600,9719	A
X	UIS_STEP 35	A2i	1	Si	1	1947	2412,0651	E
X	UIS_STEP 35	A2	2	Si	1	1319	1757,7816	E
X	UIS_STEP 36	B2	1	Si	1	3110	3087,064	D
X	UIS_STEP 36	B1i	2	Si	1	2009	2299,862	D
X	UIS_STEP 36	A3	3	Si	1	1315	2020,2856	E

X	UIS_STEP 36	A2i	4	Si	1	2172	2448,9122	E
X	UIS_STEP 36	A1a	9	Si	1	744	1191,2155	D
X	UIS_STEP 36	A1	10	Si	2	842	1143,9272	E
X	UIS_STEP 37	A2i	1	No	1	1162	1476,2519	C
X	UIS_STEP 37	A2	2	Si	1	1404	1433,2034	D
X	UIS_STEP 37	A1e	4	No	5	1349	1357,705	A
X	UIS_STEP 37	A1a	6	Si	2	1247	1268,9194	D
X	UIS_STEP 38	A2i	2	No	2	1606	1624,7722	D
X	UIS_STEP 38	A2	5	No	2	1508	1603,5779	E
X	UIS_STEP 38	A1e	6	No	5	2895	2881,365	A
X	UIS_STEP 38	A1c	8	No	2	1367	1373,4165	C
X	UIS_STEP 38	A1c	9	No	5	2741	2769,2148	B
Y	UIS_STEP 39	C	1	No	5	1741	2091,2092	B
Y	UIS_STEP 39	B3	2	Si	1	2955	3180,0431	D
Y	UIS_STEP 39	B2	6	Si	1	1978	2208,0753	D
Y	UIS_STEP 39	A1	16	No	2	902	1050,0807	C
Y	UIS_STEP 40	C	2	Si	1	3191	3431,0835	D
Y	UIS_STEP 40	B2e	4	Si	1	3472	3662,2323	D
Y	UIS_STEP 40	B2c	6	No	5	1900	1836,5499	D
Y	UIS_STEP 40	B2b	7	Si	1	2980	3201,8631	D
Y	UIS_STEP 40	B1	10	Si	2	1396	1714,4074	D
Y	UIS_STEP 41	B3	2b	No	5	1349	1531,5855	C
Y	UIS_STEP 41	B2c	4	Si	1	2220	2667,4875	D
Y	UIS_STEP 41	B2b	5	No	5	1408	1573,2542	C
Y	UIS_STEP 41	B2	6	Si	1	2745	2973,6568	D
Y	UIS_STEP 41	B1i	7	Si	1	2003	2564,7457	E
Y	UIS_STEP 41	A1f	10b	Si	1	1032	1337,664	A
Y	UIS_STEP 42	B3	2	Si	1	3157	3417,765	D
Y	UIS_STEP 42	B2e	3	Si	1	3089	3246,6444	D
Y	UIS_STEP 42	B2d	4	Si	1	3700	3838,8145	D
Y	UIS_STEP 42	B2c	5	No	2	2078	2087,6817	A
Y	UIS_STEP 42	B2	7a	Si	1	3185	3280,7518	D
Y	UIS_STEP 42	B1i	7b	Si	1	1820	2103,3595	D
Y	UIS_STEP 42	B0	9	Si	1	1934	2043,1414	D
Y	UIS_STEP 43	C	1	No	5	1862	2141,2774	C
Y	UIS_STEP 43	C	2	Si	1	3552	3751,671	D
Y	UIS_STEP 43	B3	3	Si	1	1882	2423,1296	D
Y	UIS_STEP 43	B2c	5	Si	1	2103	2278,0099	D
Y	UIS_STEP 43	B2b	6	Si	1	2272	2340,9485	D
Y	UIS_STEP 44	B2c	4	No	5	3791	3779,2102	D
Y	UIS_STEP 44	B2b	5	Si	1	780	1843,3427	E
Y	UIS_STEP 44	B2	6	No	2	1881	1902,2528	C
Y	UIS_STEP 44	B1i	7	Si	1	150	1293,5996	D
Y	UIS_STEP 44	B1i	8	Si	1	1112	1928,3424	E
Y	UIS_STEP 44	B1	9	No	5	1614	1681,9952	C
Y	UIS_STEP 44	A3	10	Si	1	1632	2077,1668	D
Y	UIS_STEP 45	B1i	2	Si	1	2139	2373,9633	D
Y	UIS_STEP 45	A3	4	Si	1	1743	1996,6642	D
Y	UIS_STEP 45	A2	6b	Si	1	845	1755,2135	E
Y	UIS_STEP 45	A1d	8	No	2	1329	1329,9989	A
Y	UIS_STEP 45	A1c	9 & 10	Si	1	1600	1886,3	-
Y	UIS_STEP 45	A1c	10	Si	1	1919	1942	-
Y	UIS_STEP 46	C	1	No	2	2229	2267,3603	C
Y	UIS_STEP 46	B3i	2	Si	1	2926	3126,7311	D
Y	UIS_STEP 46	B3	3	Si	1	2442	2787,348	D
Y	UIS_STEP 46	B2c	6	Si	1	2350	2648,3973	D
Y	UIS_STEP 46	B2b	7	Si	1	2334	2620,0703	D
Y	UIS_STEP 46	B2	8	No	5	1196	1538,1014	C
Y	UIS_STEP 46	A3	10	Si	1	1567	2037,5842	D
Y	UIS_STEP 46	A2i	11	Si	1	1765	1907,6763	D
Y	UIS_STEP 46	A2	12	Si	1	1678	1912,7846	D
Y	UIS_STEP 46	A2	12b	No	2	1319	1329,8657	A
Y	UIS_STEP 47	B3	3	No	2	1939	2014,8557	C
Y	UIS_STEP 47	B2d	5	Si	1	3208	3386,8896	D
Y	UIS_STEP 47	B2	7b	No	5	752	1107,9302	A
Y	UIS_STEP 47	B1i	8	Si	1	943	1347,4556	C
Y	UIS_STEP 47	A2i	11	Si	1	1751	1937,9577	D

Y	UIS_STEP 47	A2	12	Si	2	1395	1493,989	D
Y	UIS_STEP 47	A2	13	Si	1	2637	2736,6227	D
Y	UIS_STEP 47	A1d	15	Si	1	2038	2117,313	D
Y	UIS_STEP 48	C	1	Si	1	2350	3402,2844	E
Y	UIS_STEP 48	B2d	3	Si	1	1449	1690,3596	D
Y	UIS_STEP 48	B1	4	Si	1	1886	2023,934	D
Y	UIS_STEP 48	A2i	5	No	5	1740	1711,9538	A
Y	UIS_STEP 48	A2	6	No	5	1476	1466,5113	A
Y	UIS_STEP 48	A1b	10	Si	1	1702	1861,7994	D
Y	UIS_STEP 48	A1a	11	Si	1	1273	1610,568	E
Y	UIS_STEP 49	B2	2	Si	1	1486	1886,9403	D
Y	UIS_STEP 50	B3	1	Si	1	3025	3308,9329	D
Y	UIS_STEP 50	B2e	2	No	5	2570	2503,7679	A
Y	UIS_STEP 50	B2c	3b	No	5	1984	2009,4212	A
Y	UIS_STEP 50	B2b	4	No	5	1973	1976,5565	A
Y	UIS_STEP 50	B2	5	Si	1	1918	2117,0193	D
Y	UIS_STEP 50	B1	7	No	2	1797	1800,5438	C
X	UIS_STEP 51	C	1	No	5	1484	2971,2078	D
X	UIS_STEP 51	C	2	Si	1	2595	2005,2063	C
X	UIS_STEP 51	B2b	4	Si	1	2929	1777,3919	D
X	UIS_STEP 51	B2	5	Si	1	1282	1829,5866	C
X	UIS_STEP 51	B1	7	Si	1	1257	1568,4548	A
X	UIS_STEP 51	A2	8b	No	2	1593	1598,8437	C
X	UIS_STEP 51	A2	9	No	5	1664	1647,6581	C
X	UIS_STEP 52	B3	1a&1b	Si	1	3708	2417,8488	D
X	UIS_STEP 52	B2c	1c	Si	1	2195	2500,9929	D
X	UIS_STEP 52	B2	2b&2c	Si	1	3043	3409,428	E
X	UIS_STEP 52	B1i	3	Si	1	2104	3187,7222	E
X	UIS_STEP 52	B1	4a	No	3	1557	1603,8878	D
X	UIS_STEP 52	B1	4b	No	2	1857	1810,8309	D
X	UIS_STEP 53	A2i	1	No	5	1498	1509,04	A
X	UIS_STEP 53	A2	2	Si	1	1357	1871,0386	E
X	UIS_STEP 53	A1f	3	Si	1	2600	3344,089	D

**Anexo D.** Análisis de tendencias similares y determinación de parámetros promedio para cada arena evaluada.

ANÁLISIS DE TENDENCIA – SIMILITUD EN COMPORTAMIENTOS										
ARENA	POZO	BLOQUE_STEP	GRUPO I, II, III...	Pyto PROMEDIO (psi)	Pfrac PROMEDIO (psi)	Qfrac PROMEDIO (bpm)	II matriz PROMEDIO (bpd/psi)	II frac PROMEDIO (bpd/psi)	Pcl PROMEDIO (psi)	ANÁLISIS
A1a	UIS_STEP 31	X	I	1279	-	-	0,57132079	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 37	X								
A1c	UIS_STEP 33	X	I	2701,5	-	-	0,533709295	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 38-G9	X								
A1d	UIS_STEP 7	Y	I	2095	2499	0,136307393	0,38201885	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 47	Y								
A1e	UIS_STEP 9	X	I	2026,5	2763	0,108454672	0,167833876	-	2633,5	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 13	Y								
A1f	UIS_STEP 3	Y	I	-	2926	0,1228131	-	-	-	Comportamiento promedio de los parámetros de fractura para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 10	Y								
A2	UIS_STEP 9-G4a	X	I	1524,5	-	-	3,91645218	-	-	Posible unión de grupos
	UIS_STEP 9-G4b	X								
	UIS_STEP 4-G5	X								
	UIS_STEP 46-G12b	Y	II	1330	-	-	0,412946231	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 14-G4	Y	III	1677	2344	0,167053603	0,287856871	2,014536735	2249	Posible unión de grupos
	UIS_STEP 14-G5	Y								
	UIS_STEP 30-G8	X	IV	-	3671,5	0,153520878	0,061620086	-	-	Posible unión de grupos
	UIS_STEP 30-G9a	X								
UIS_STEP 32	X	V	1433	2713,5	0,341379962	0,308113942	-	2330	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona	
UIS_STEP 37	X									
A2i	UIS_STEP 4-G3	X	I	1403	-	-	1,274375484	-	-	Posible unión de grupos
	UIS_STEP 4-G4	X								
	UIS_STEP 13	Y	II	1708	2582,5	0,121714084	0,158779301	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 47	Y								
	UIS_STEP 4-G2	X	III	2283	2763,5	0,108903631	0,258205128	1,38569425	2673	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 17	Y								
	UIS_STEP 14-G1	Y	IV	-	2495	0,120256388	-	-	-	Comportamiento promedio de los parámetros de fractura para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 46	Y								
	UIS_STEP 28	X	V	1411,5	-	-	0,156767011	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
UIS_STEP 30	X									

	UIS_STEP 8	X	VI	1502	-	-	0,281891681	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 53	X								
	UIS_STEP 32	X	VII	1589,5	3147	0,299476792	0,220254247	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 34	X								
B1	UIS_STEP 5-G6	X	I	1826	-	-	5,167582418	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 50	Y								
	UIS_STEP 16-G3	Y	II	1729	2963,5	0,201739806	0,184588768	0,315358127	2235	Posible unión de grupos
	UIS_STEP 16-G4	Y								
B1i	UIS_STEP 42	Y	I	1979,5	3701	0,131178321	0,086872493	0,441783217	3351,5	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 45	Y								
	UIS_STEP 41	Y	II	-	3842,666667	0,111391433	-	-	3689	Comportamiento promedio de los parámetros de fractura para nuevos pozos que se perforen en esta zona, además los grupos 7 y 8 del pozo 44 podrían unirse.
	UIS_STEP 44-G7	Y								
B2	UIS_STEP 44-G8	Y	II	-	3754	0,113422026	0,104281609	0,591742392	3531	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 23	Y								
B2c	UIS_STEP 41	Y	I	2355,5	-	-	0,096871242	-	-	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 18-G5	Y								
	UIS_STEP 26	X	II	-	3336	0,117064074	-	0,735137039	3148,5	Comportamiento promedio de los parámetros de fractura para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 52	X								
B3	UIS_STEP 42	Y	I	3091	4282,5	0,121998857	0,116805241	0,478282053	3992,5	Comportamiento promedio para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 50	Y								
	UIS_STEP 39	Y	II	-	3811,5	0,117681955	-	-	-	Comportamiento promedio de los parámetros de fractura para nuevos pozos que se perforen en esta zona
	UIS_STEP 46	Y								