



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 31 de Octubre

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Neiva

Los suscritos:

Manuel Elkin Medina Orjuela, con C.C. No. 1 075 293 156, Carlos Andrés Medina Lugo, con C.C. No. 1 075 229 952, autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado "EVALUACIÓN DE COMPLETAMIENTOS DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA CON EL USO DE VÁLVULAS DE REGULADORAS DE FLUJO INSTALADAS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO" presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de

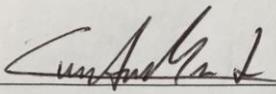
Ingeniero de petróleos;

Autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

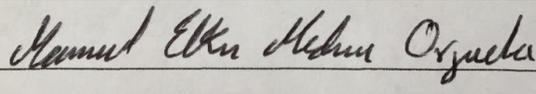
De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:



CARLOS ANDRES MEDINA LUGO

EL AUTOR/ESTUDIANTE:



MANUEL ELKIN MEDINA ORJUELA

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACION DE COMPLETAMIENTOS DE SARTAS DE INYECCION SELECTIVA CON EL USO DE VALVULAS REGULADORAS DE FLUJO INSTALADAS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Medina Lugo	Carlos Andrés
Medina Orjuela	Manuel Elkin

DIRECTORES Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Otálora Bahamón	Kelly Johanna
Lucuara Zambrano	German
Aranda Aranda	Ervin

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Bonilla Camacho	Luis Fernando
Ordúz Pérez	Luis Humberto

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 91

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación



Diagramas X Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO: Ninguno

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): Ninguno

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

- | | |
|----------------------------------|------------------------|
| 1. Sartas selectivas | Selective strings |
| 2. Inyección selectiva | Selective waterflood |
| 3. Válvulas reguladoras de flujo | Flow regulator valves |
| 4. Campo San Francisco | San Francisco Field |
| 5. Registro ILT | Injection Logging Test |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este trabajo se realizó con el propósito de aportar herramientas para el mejoramiento continuo de recobro secundario en el Campo San Francisco, debido a que la energía disponible en el yacimiento declina con el tiempo de producción. La inyección de agua con sartas selectivas ha mostrado ser más efectiva que la inyección convencional con completamientos de sartas conjuntas, lo interesante de este nuevo completamiento es que se puede configurar de acuerdo con las necesidades de inyección a lo largo de las zonas que conforman el yacimiento y dirigir la inyección hacia donde presente mayor interés de extracción petrolífera. Después de implementar las sartas selectivas con válvulas reguladoras de flujo surgió la necesidad de seguirlas optimizando, en el sentido de obtener herramientas para el cálculo del caudal de inyección para cada zona de interés y así hacer más eficiente la inyección y realizar un barrido vertical homogéneo a las zonas de influencia, esto se verá reflejado en la producción y en el aumento del límite económico del campo.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The This work was carried out with the purpose of providing tools for the continuous improvement of secondary recovery in the San Francisco Field, because the energy available in the field is declining as time goes by. The injection of water with selective strings has been shown to be more effective than conventional injection with joint string completions, the interesting thing about this new completeness is that it can be configured according to the injection needs along the areas that make up the deposit and direct this injection to where there is greater interest in oil extraction. After implementing the selective strings with flow regulating valves, there was a need to continue optimizing them, in the sense of obtaining tools for the calculation of the injection flow for each area of interest and thus be more efficient the injection and perform a homogeneous vertical sweep to the zones of influence, this will be reflected in the production and in the increase of the economic limit of the field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Pérez

Firma:

**EVALUACIÓN DE COMPLETAMIENTOS DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA
CON EL USO DE VÁLVULAS REGULADORAS DE FLUJO INSTALADAS EN EL
CAMPO SAN FRANCISCO**

**CARLOS ANDRES MEDINA LUGO
MANUEL ELKIN MEDINA ORJUELA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2018**

**EVALUACIÓN DE COMPLETAMIENTOS DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA
CON EL USO DE VÁLVULAS REGULADORAS DE FLUJO INSTALADAS EN EL
CAMPO SAN FRANCISCO**

**CARLOS ANDRES MEDINA LUGO
MANUEL ELKIN MEDINA ORJUELA**

Proyecto de grado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos

Directores Ecopetrol:
M.Sc. KELLY JOHANNA OTALORA BAHAMON
M.Sc. GERMAN LUCUARA ZAMBRANO
Director Universidad Surcolombiana:
Ing. ERVIN ARANDA ARANDA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2018**

**EVALUACIÓN DE COMPLETAMIENTOS DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA
CON EL USO DE VÁLVULAS REGULADORAS DE FLUJO INSTALADAS EN EL
CAMPO SAN FRANCISCO**

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN: Geosciences, Infrastructure, Productivity and Environment –
GIPE**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Directores:

Jurados:

M.Sc. Kelly Johanna Otálora Bahamón

M.Sc. Luis Fernando Bonilla Camacho

M.Sc. German Lucuara Zambrano

M.Sc. Luis Humberto Orduz Pérez

Ing. Ervin Aranda Aranda

DEDICATORIA

A nuestras familias por su apoyo incondicional
a lo largo de este arduo camino.

A Ecopetrol por darnos el apoyo necesario para
poder llevar a cabo este proyecto de grado.

A la Universidad Surcolombiana y nuestros profesores
por habernos formado como profesionales y personas de bien.

AGRADECIMIENTOS

Extendemos este agradecimiento a todas las personas que nos acompañaron y nos brindaron su apoyo para poder sacar adelante este proyecto de grado.

Un especial agradecimiento a la Ingeniera Kelly Otálora por su apoyo, guía y orientación técnica, brindándonos su conocimiento y dedicación a lo largo de todo este proyecto de grado.

Al ingeniero ingeniero German Lucuara por darnos la confianza y apoyo necesario para poder llevar a cabo el presente trabajo.

Al profesor Ervin Aranda por brindarnos la oportunidad de dirigirnos nuestra tesis de grado.

Al ingeniero Omar Huertas por siempre estar presto a resolver nuestras dudas y brindarnos su conocimiento.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE COMPLETAMIENTOS DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA CON EL USO DE VÁLVULAS REGULADORAS DE FLUJO INSTALADAS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO.

AUTORES: Carlos Andrés Medina Lugo / Manuel Elkin Medina Orjuela

PALABRAS CLAVE: Sartas selectivas, Inyección selectiva, Válvulas reguladoras de flujo, Campo San Francisco, registro ILT.

Este trabajo se realizó con el propósito de aportar herramientas para el mejoramiento continuo de recobro secundario en el Campo San Francisco, ya que a lo largo de la historia del campo se han venido explotando las reservas existentes, lo que conlleva a la disminución de su vida productiva restante debido a que la energía disponible en el yacimiento va declinando a medida que va pasando el tiempo de producción.

La inyección de agua con sartas selectivas ha mostrado ser más efectiva que la inyección convencional con completamientos de sartas conjuntas donde no se puede controlar ni dirigir la inyección hacia zonas de mayor interés en el yacimiento. Esto dió como resultado la necesidad de optimizar la inyección y así se dio la implementación de este tipo de sartas. Lo interesante de este nuevo completamiento es que se puede configurar de acuerdo con las necesidades de inyección a lo largo de las zonas que conforman el yacimiento y dirigir la inyección hacia donde presente mayor interés de extracción petrolífera.

Después de implementar las sartas selectivas con válvulas reguladoras de flujo surgió la necesidad de seguirlas optimizando, en el sentido de obtener herramientas para el cálculo del caudal de inyección para cada zona de interés y así hacer más eficiente la inyección y realizar un barrido vertical homogéneo a las zonas de influencia, esto se verá reflejado en la producción y en el aumento del límite económico del campo.

Por esta razón, a lo largo del presente trabajo se describe cómo realizar dicho cálculo solucionando la necesidad, y no seguir programando los caudales intuitivamente sin tener en cuenta todas las características del yacimiento.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF SELECTIVE STRING COMPLETION WITH USE OF FLOW REGULATOR VALVES INSTALLED IN THE SAN FRANCISCO FIELD.

AUTHORS: Carlos Andrés Medina Lugo / Manuel Elkin Medina Orjuela

KEY WORDS: Selective strings, Selective waterflood, Flow regulator valves, San Francisco Field, Injection Logging Test (ILT).

This work was carried out with the purpose of providing tools for the continuous improvement of secondary recovery in the San Francisco Field, since throughout the history of the field has been exploiting the existing reserves which leads to the reduction of their productive life because the energy available in the field is declining as time goes by.

The injection of water with selective strings has been shown to be more effective than conventional injection with joint string completions where it is not possible to control or direct the injection to areas of greater interest in the reservoir. This resulted in the need to optimize the injection and thus the implementation of the selective strings with flow regulating valves. The interesting thing about this new completeness is that it can be configured according to the injection needs along the areas that make up the deposit and direct this injection to where there is greater interest in oil extraction.

After implementing the selective strings with flow regulating valves, there was a need to continue optimizing them, in the sense of obtaining tools for the calculation of the injection flow for each area of interest and thus be more efficient the injection and perform a homogeneous vertical sweep to the zones of influence, this will be reflected in the production and in the increase of the economic limit of the field.

For this reason, throughout this work we talk about how to perform this calculation solving the need, and not continue programming the flows intuitively without taking into account all the characteristics of the deposit.

INTRODUCCIÓN

Las sartas selectivas en los últimos años han tomado gran importancia cuando de inyección de agua se trata, debido a que permite tener una selectividad por zonas y así una mayor efectividad y control sobre el barrido de cada arena o formación, para recobrar la mayor cantidad de petróleo sin sobre inyectar agua en algunas partes del yacimiento y en otras nó, siendo un sistema de completamiento que presenta mejoras continuas.

Durante la producción de fluidos en un campo petrolero, una vez superada la etapa de recuperación primaria, en que la presión del sistema no es suficiente para extraer volúmenes deseados de crudo la inyección de agua viene siendo uno de los sistemas de recobro secundario más usado en el mundo.

El Campo San Francisco es el que más aporta hidrocarburos a la gerencia sur de Ecopetrol, en el cual se precisa la implementación de nuevos métodos o tecnologías con el fin de seguir sosteniendo la producción y proyectando zonas del campo que han sido menormente explotadas, por esta razón se viene implementando paulatinamente inyección de agua con sartas selectivas.

Tabla de Contenidos

1	Generalidades del campo SF.....	1
1.1	Ecopetrol.....	1
1.2	Historia campo SF.....	2
1.2.1	Pozos exploratorios.....	3
1.2.2	Evolución del campo SF.....	4
1.2.3	Descripción del área considerada para la explotación.....	4
1.2.4	Ubicación geográfica.....	5
1.2.5	Ubicación geológica.....	5
1.2.6	Caracterización del yacimiento.....	5
2	Inyección de agua.....	9
2.1	Tipos de inyección.....	9
2.1.1	Inyección Periférica o Externa.....	10
2.1.2	Inyección en arreglos o dispersa.....	11
2.2	Heterogeneidad.....	12
2.2.1	Variación areal de permeabilidad.....	13
2.2.2	Variación vertical de permeabilidad.....	13
2.3	Eficiencia de barrido.....	15
2.3.1	Eficiencia de barrido areal.....	15
2.3.2	Eficiencia de barrido vertical.....	15
2.3.3	Eficiencia de barrido volumétrica.....	16
2.4	Flujo en medios porosos.....	17
2.5	Inyección selectiva de agua.....	18
3	Descripción básica de componentes.....	21
3.1	Empaques.....	21
3.1.1	Mecanismo básico.....	22
3.1.2	Empaque hidráulico recuperable Tandem “C-5”.....	23
3.1.3	Empaque hidráulico recuperable “PCS-5”.....	25
3.2	Camisas de circulación.....	27
3.3	Mandriles.....	27
3.4	Válvulas.....	28
3.4.1	Válvula reguladora de flujo “WFR-1.5”.....	28
3.4.2	Válvula ciega de 1.5” (dummy valve).....	31
3.5	Latch 1.5”.....	33
3.6	Registro ILT.....	34
4	Metodología para el diseño del caudal de inyección.....	36
4.1	Pasos para estimar el caudal según Darcy.....	36
4.2	Pasos para calcular los caudales de diseño mínimo y máximo.....	39

5	Descripción, análisis y optimización de los estados mecánicos y los perfiles de inyección de los pozos completados con sartas selectivas del Campo San Francisco.....	40
5.1	Pozo SF-021.....	40
5.2	Pozo SF-034.....	44
5.3	Pozo SF-047.....	49
5.4	Pozo SF-071.....	53
5.5	Pozo SF-089.....	56
5.6	Pozo SF-122.....	60
5.7	Pozo SF-157.....	63
5.8	Pozo SF-180.....	67
5.9	Pozo SF-203.....	70
5.10	Pozo SF-204.....	74
6	Recomendaciones técnicas.....	79
6.1	SF-021.....	79
6.2	SF-034.....	80
6.3	SF-047.....	80
6.4	SF-071.....	81
6.5	SF-089.....	82
6.6	SF-122.....	82
6.7	SF-157.....	83
6.8	SF-180.....	84
6.9	SF-203.....	85
6.10	SF-204.....	85
7	Conclusiones.....	87
8	Recomendaciones.....	88
	Referencias.....	90

Lista de tablas

Tabla 1.1. Actividades desarrolladas durante la etapa exploratoria Contrato de Asociación Palermo. (Ecopetrol S.A., 2004).....	2
Tabla 1.2. Pozos exploratorios. (Ecopetrol S.A., 2004)	3
Tabla 5.1. Distribución de los mandriles SF-021 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	41
Tabla 5.2. ILT- Pozo SF-021. (Lupatech, 2017).....	42
Tabla 5.3. Resultados metodología para Pozo SF-021. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	43
Tabla 5.4. Distribución de los mandriles SF-034 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	46
Tabla 5.5. ILT- Pozo SF-034. (Lupatech, 2017).....	47
Tabla 5.6. Resultados metodología para Pozo SF-034. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	47
Tabla 5.7. Distribución de los mandriles SF-047 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	50
Tabla 5.8. ILT- Pozo SF-047. (Lupatech, 2017).....	51
Tabla 5.9. Resultados metodología para Pozo SF-047. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	51
Tabla 5.10. Distribución de los mandriles SF-071 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	54
Tabla 5.11. ILT- Pozo SF-071. (Lupatech, 2017).....	55
Tabla 5.12. Resultados metodología para Pozo SF-071. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	55
Tabla 5.13. Distribución de los mandriles SF-089 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	58
Tabla 5.14. ILT- Pozo SF-089. (Lupatech, 2017).....	59
Tabla 5.15. Resultados metodología para Pozo SF-089. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	59
Tabla 5.16. Distribución de los mandriles SF-122 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	61
Tabla 5.17. ILT- Pozo SF-122. (Lupatech, 2017).....	62
Tabla 5.18. Resultados metodología para Pozo SF-122. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	62
Tabla 5.19. Distribución de los mandriles SF-157 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	65
Tabla 5.20. ILT- Pozo SF-157. (Lupatech, 2017).....	65
Tabla 5.21. Resultados metodología para Pozo SF-157. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	65
Tabla 5.22. Distribución de los mandriles SF-180 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	68

Tabla 5.23. ILT- Pozo SF-180. (Lupatech, 2017).....	69
Tabla 5.24. Resultados metodología para Pozo SF-180. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	69
Tabla 5.25. Distribución de los mandriles SF-203 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	72
Tabla 5.26. ILT- Pozo SF-203. (Lupatech, 2017).....	73
Tabla 5.27. Resultados metodología para Pozo SF-203. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	73
Tabla 5.28. Distribución de los mandriles SF-204 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)	76
Tabla 5.29. ILT- Pozo SF-204. (Lupatech, 2017).....	76
Tabla 5.30. Resultados metodología para Pozo SF-204. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel	77
Tabla 6.1. Plan de caudales SF-021. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	80
Tabla 6.2. Plan de caudales SF-071. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	81
Tabla 6.3. Plan de caudales SF-089. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	82
Tabla 6.4. Plan de caudales SF-122. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	83
Tabla 6.5. Plan de caudales SF-157. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	84
Tabla 6.6. Plan de caudales SF-180. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	84
Tabla 6.7. Plan de caudales SF-203. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	85
Tabla 6.8. Plan de caudales SF-204. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel.....	86

Lista de figuras

Figura 1.1. Localización Geográfica del Contrato de Asociación Palermo. (Ecopetrol S.A., 2004)	6
Figura 1.2. Tren de Presión y declinación de la Producción de Petróleo en el Tiempo. (Ecopetrol S.A., 2004).	7
Figura 2.1. Modelo teórico de inyección de agua. (Latil, 1980).	10
Figura 2.2. Diagrama inyección periférica.	11
Figura 2.3. Diagrama inyección dispersa, arreglo de 5 pozos. (Craig, 1971).	12
Figura 2.4. Desplazamiento de petróleo por agua en un yacimiento estratificado. (Latil, 1980).	14
Figura 2.5. Eficiencia de barrido áreal a diferentes tiempos para un arreglo de 5 puntos. (Smith & Cobb, 1997).	16
Figura 2.6. Eficiencia de barrido vertical. (Lake, 1989).	17
Figura 2.7. Flujo en medios porosos.	18
Figura 2.8. Inyección convencional (Izq)/ Inyección selectiva (Der). (Ecopetrol S.A, 2014)	20
Figura 3.1. Empaque hidráulico recuperable Tandem “C-5” (Texproil, 2017).	25
Figura 3.2 Empaque hidráulico recuperable “PCS-5” (Texproil, 2017).	26
Figura 3.3. Camisa de circulación modelo L. (American Completion Tools , 2017). Arriba [abierta] / Abajo [cerrada].	27
Figura 3.4. Mandril serie MMG (Schlumberger Limited, 2018).	28
Figura 3.5. Válvula Reguladora de Fujo “WFR-1.5” (B&S Oil tools equip. IND. LTDA)	29
Figura 3.6. Válvula Ciega 1.5” (dummy valve) (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).	31
Figura 3.7. Latch 1.5” (B&S Oil tools equip. IND. LTDA)	34

Abreviaturas

BHA: Componente de fondo de sarta de perforación

BOPD: Barriles de aceite por día

BS&W: Contenido de agua y sedimento en el crudo

BWPD: Barriles de agua por día

CCL: (casing collar locator) Herramienta de localización de collares de tubería de revestimiento

DST: (drill stem test) Prueba de pozo realizada con sarta de perforación adentro

BES: Bomba electro sumergible

EUE: Tipo de conexión API, conexión de rosca redonda en la cual el diámetro externo de la junta de tubería es más grande a la conexión de tubería adyacente

GOR: Relación gas/aceite

GR: (gamma ray) Registro de rayos gamma para medir la radiación natural emitida por una formación

ID: Diámetro interno

KCL: Formación caballos inferior

KCM: Formación caballos medio

KCU: Formación caballos superior

MMBLS: Millones de barriles

OD: Diámetro externo

Abreviaturas

OXY: Empresa petrolera Occidental Petroleum

PCP: Bomba de cavidades progresivas

Scf: Pies cúbicos estándar

SF: Campo San Francisco

Stb: Barriles de aceite estándar

STOIP: Aceite original en el sitio a condiciones de tanque

TSB: Tubería de termosifón básico

WAG: Inyección alternada de agua y gas

1 Generalidades del campo San Francisco

1.1 Ecopetrol

Ecopetrol es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia, sus inicios remontan al 25 de agosto de 1951 bajo el nombre de “Empresa Colombiana de Petróleos” la cual se encargó de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación. En 1986 Colombia volvió a exportar petróleo con el descubrimiento del Campo Caño Limón en asociación con OXY. La autosuficiencia petrolera se logró gracias al buen manejo y excelentes prácticas de la Empresa Colombiana de Petróleos, que se renovó en el año 2003 bajo el nombre con el que se le conoce actualmente y sigue rigiéndose por la responsabilidad, la integridad y el respeto de sus trabajadores, proveedores y contratistas; además que promueve la política de buena vecindad y la gestión ambiental en las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

El objetivo de Ecopetrol es “el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos”. Empresa comprometida en el desarrollo del país y que ha logrado mejorar el nivel de vida de todos los colombianos. (Ecopetrol S.A, 2014).

1.2 Historia campo SF

El campo San Francisco inició su fase exploratoria el 4 de mayo de 1984 con una duración de 6 años con el Contrato de Asociación Palermo, el cual fue firmado entre las compañías Ecopetrol y Hocol S.A. con una duración de 22 años y expiró el 30 de abril de 2012. Luego de cumplido el Contrato de Asociación Palermo este revirtió y paso a ser parte de Ecopetrol a partir de 1 de mayo de 2012 asumiendo sus operaciones completamente y continuando con su explotación.

Durante la operación del contrato se produjeron en total 200 millones de barriles. El uso de tecnologías, en muchas de las cuales Hocol S.A. fue pionero en el país, permitió producir 110 millones de barriles adicionales a los 82.5 millones que se hubieran producido solamente con la energía natural del yacimiento (recuperación primaria).

Durante la etapa exploratoria Hocol S.A. desarrolló las siguientes actividades:

Tabla 1.1.

Actividades desarrolladas durante la etapa exploratoria Contrato de Asociación Palermo. (Ecopetrol S.A., 2004)

Fecha de Vencimiento	Numero de Pozos Exploratorios a Perforar según contrato de Asociación	Pozo perforado	Sísmica Tomada
30 de Abril de 1985	1	San Francisco – 1	189 Km
30 de Abril de 1986	1	Ventana – 1	143 Km
30 de Abril de 1987	1	Bambuca – 1	0
30 de Abril de 1988	1	Balcón – 1	0
30 de Abril de 1989	1	Palermo – 1, Patilla – 1, Caimito – 1	147 Km
30 de Abril de 1990	1	Arroya – 1, Colombina – 1, Balcón – 2.	145 Km – 294 Km

1.2.1 Pozos exploratorios.

Tabla 1.2.

Pozos exploratorios. (Ecopetrol S.A., 2004)

POZOS EXPLORATORIOS	
SF-001	Fue el primer pozo; perforado para probar las arenas del cretáceo inferior en la formación caballos, en febrero de 1985. Ubicado en el área centro-oeste; después de su perforación se tomó un DST en las secciones de 2868 a 2980 pies y otro en la sección de 2596 a 2676 pies. La primera prueba de producción realizada reportó: BS&W de 0%; caudal inicial de aceite de 467 BOPD; un GOR de 155 scf/stb con una gravedad de 25.4 °API.
SF-002	Fue el segundo pozo; perforado para probar las arenas del cretáceo inferior en la formación caballos, determinar la extensión del campo y comprobar los contactos existentes de la formación probada, en abril de 1985. Ubicado en el área noreste; después de su perforación se tomaron varios DST, en la sección 2334 a 2462 pies, posteriormente se cañoneó el intervalo 2095 a 2118 pies. La primera prueba de producción realizada reportó: BS&W de 0.4 %; caudal inicial de aceite de 335 BOPD; un GOR de 190 scf/stb con una gravedad de 29 °API.
SF-003	El tercer pozo; perforado para probar las arenas del cretáceo inferior en la formación caballos, determinar la extensión del campo y comprobar los contactos existentes de la formación probada, en abril de 1985. Ubicado en el área centro-oeste, después de su perforación se cañoneó el intervalo 2985 a 3044 pies, luego el intervalo 2910 a 2938 pies y posteriormente el intervalo 2670 a 2721 pies.
SF-006	Fue el cuarto pozo; perforado para probar las arenas del cretáceo inferior en la formación caballos, determinar la extensión del campo y comprobar los contactos existentes de la formación probada, en mayo de 1985. Ubicado en el área noroeste, después de su perforación se realizaron 3 cañoneos donde se probó por achicamiento, el primero de ellos de 3558 a 3584 pies obteniendo 54 barriles de fluido con un BS&W del 100 %, el segundo intervalo de 3417 a 3542 pies produciéndose 446 barriles de fluido con un corte de agua del 100 % y el último intervalo cañoneado de 3138 a 3233 pies en el cual se obtuvo 112 barriles de fluido con un 0.2% de BS&W y una gravedad de 24.9° API.

1.2.2 Evolución del campo SF.

La solicitud original de comercialidad para el Campo San Francisco fue presentada en mayo de 1985, para ello, el área del campo se delimitó con la información que se adquirió de la perforación de 28 pozos (SF-001, 002, 003, 004, 005, 006, 007, 008, 011, 012, 013, 014, 015, 016, 017, 018, 021, 022, 023, 024, 025, 026, 027, 028, 029, 030, 032, 033, 039 y 041). El área solicitada para el Campo San Francisco estuvo condicionada a los acuerdos del Contrato de Asociación Palermo ya que el área inicial solicitada se refería al periodo de exploración la cual fue de 12 228 hectáreas, y no a los requerimientos operacionales del campo.

El área comercial del campo ha variado una sola vez desde que se solicitó su comercialidad, debido a la devolución de áreas que está estipulado en el Contrato de Asociación Palermo, donde se pasó del área inicial de 12 228 a 7 783 hectáreas. que es el área que actualmente posee el campo. (Ecopetrol S.A., 2004).

1.2.3 Descripción del área considerada para la explotación.

El área total considerada comercial para el Campo San Francisco es de 7 783 hectáreas, en las cuales se drenan los yacimientos de las formaciones KCU, KCL y en algunos de ellos en la formación tetuán, utilizando como mecanismo de recuperación secundaria la inyección de agua y como mecanismo de levantamiento artificial BES, bombeo recíprocante accionado por varillas (bombeo mecánico) y PCP. (Ecopetrol S.A., 2004).

1.2.4 Ubicación geográfica.

Geográficamente, el Campo San Francisco se encuentra localizado en la subcuenca de Neiva, en la porción norte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, 26 km al norte de la ciudad de Neiva y 3 km al suroeste del Campo Balcón, ver figura 1.1.

1.2.5 Ubicación geológica.

El Campo San Francisco esta localizado en la subcuenca de Neiva en el Valle Superior del Magdalena, una depresión amplia orientada en sentido nor-este, de aproximadamente 400 Km de longitud, ubicada entre las cordilleras central y occidental en un marco de placa continental de intramontaña. La subcuenca de Neiva es una de las varias subcuencas “en Echelon” las cuales fueron originadas durante la orogenia Calima (Eoceno-Oligoceno).

El campo produce de la formación caballos (rocas cretáceas de Albiano-Aptiano). La formación villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburos.

Los intervalos Superior e Inferior de la formación caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados KCM. (Ecopetrol S.A., 2004).

1.2.6 Caracterización del yacimiento.

El Campo San Francisco presenta 8 bloques localizados así: 2 en la zona norte (bloques 1 y 2), 4 en la zona central (bloques 3, 4, 5 y 6) y en la zona sur 2 (bloques 7 y 8), los cuales

se han definido por facilidades operacionales del campo y algunos rasgos estructurales importantes.

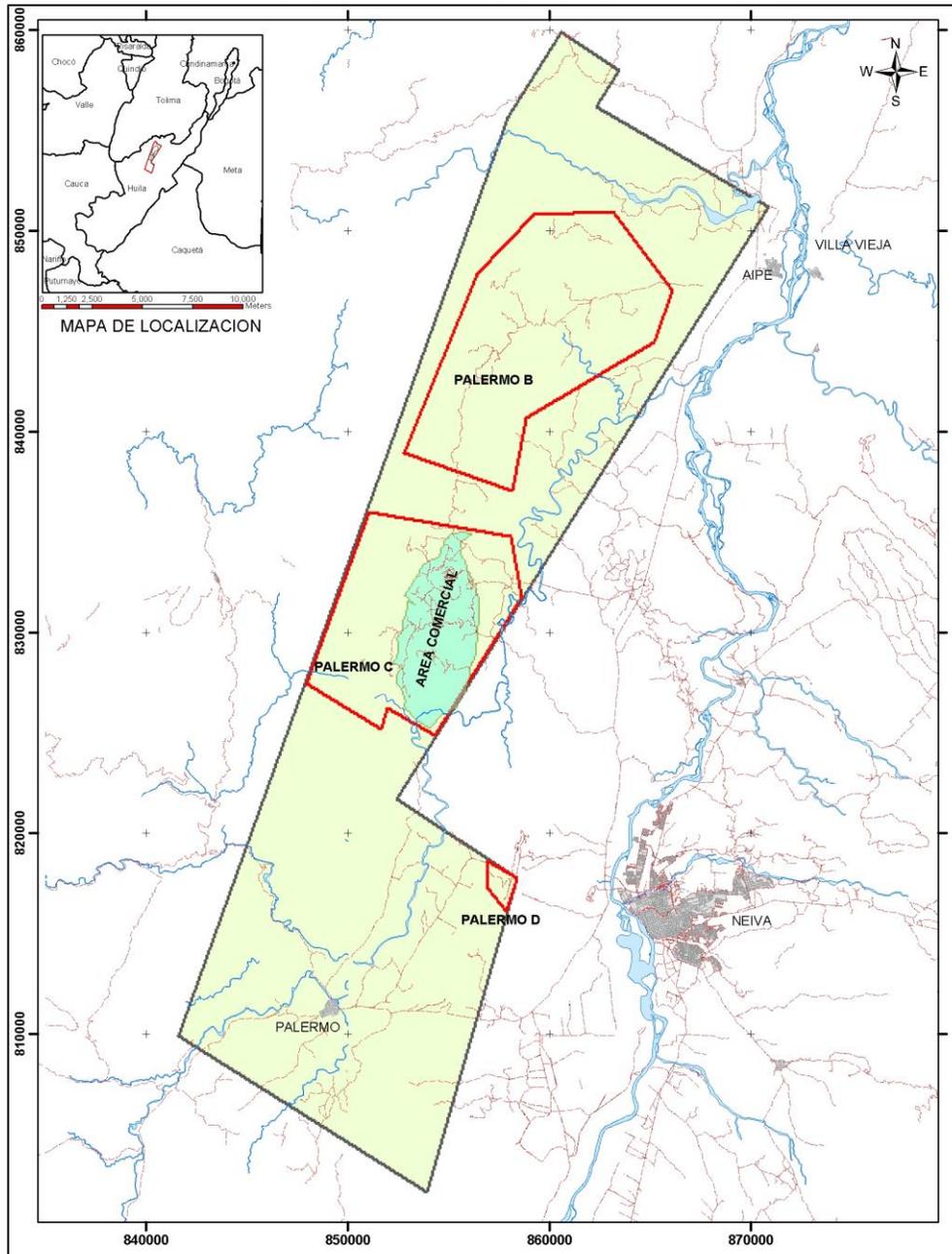


Figura 1.1. Localización Geográfica del Contrato de Asociación Palermo. (Ecopetrol S.A., 2004)

El principal reservorio del campo lo constituye la formación caballos, el cual se ha dividido en 12 unidades de flujo: 9 unidades en la formación KCU con un 77% del STOIP total, y 3 capas en la formación KCL con un 23% del STOIP total. Estos cálculos han sido determinados con base en la información petrofísica existente.

El yacimiento está clasificado como un yacimiento subsaturado, cuya presión inicial de 1100 psi, se encuentra por encima de la presión de burbuja de 950 psi. En estas condiciones, el yacimiento solamente contiene agua connata y petróleo con sus respectivas cantidades de gas en solución, siendo su principal mecanismo de producción la expansión del gas en solución con un limitado soporte del acuífero. El programa de inyección de agua, el cual inició en 1993 con excelentes resultados y el proyecto WAG el cual inició en el 2000 con la implementación de un piloto en el bloque 1.

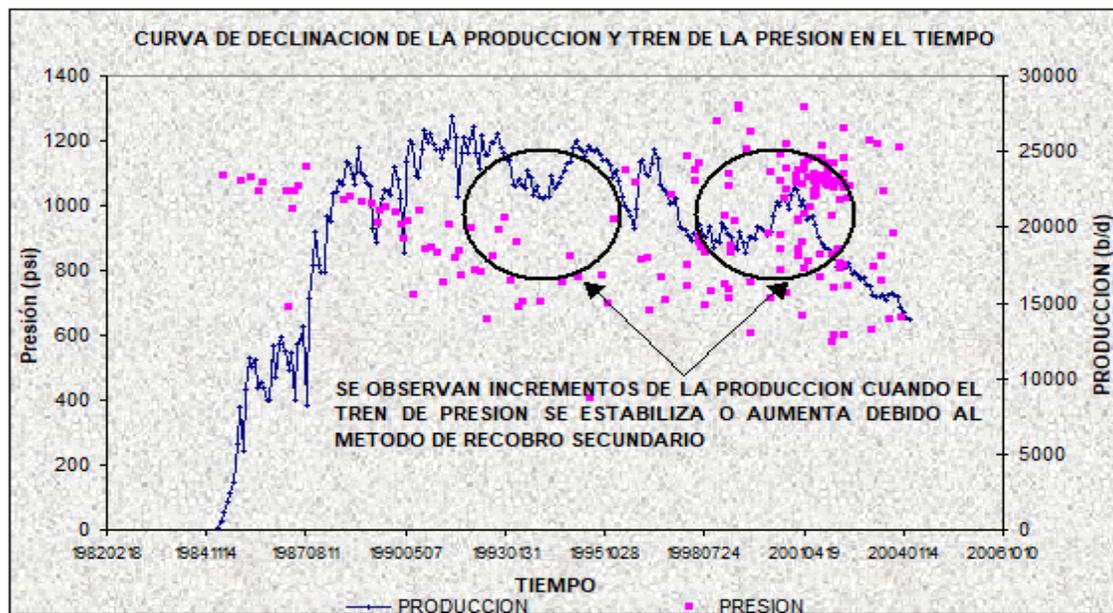


Figura 1.2. Tren de Presión y declinación de la Producción de Petróleo en el Tiempo. (Ecopetrol S.A., 2004).

En 1993 con la inyección de agua en el campo se vio aumentado el factor de recobro y mejorada la eficiencia del barrido de crudo; a noviembre de 2004 se habían inyectado un acumulado de 466 MMbbls de agua y se tenía una producción acumulada de petróleo de 141.6 MMbbls. Observando la figura 1.2 el comportamiento de la presión ha sido descendente desde el inicio del desarrollo del campo (periodo 1985-1993), es por esta razón que se optó por la implementación de la inyección de agua y de la aplicación del WAG, como métodos de recobro secundario y terciario respectivamente.

2 Inyección de agua

La inyección de agua es el proceso de recobro más extendido en Colombia y a nivel mundial, logrando una recuperación de petróleo que equivale a más de la mitad de la producción diaria ya que el mayor número de yacimientos a nivel mundial son yacimientos maduros que utilizan este método, el método se hizo popular y aún sigue siendo el más usado por (1) la disponibilidad del agua, (2) la facilidad con que el agua es inyectada, (3) la facilidad con la que se extiende el agua a través de la formación, (4) la eficiencia del agua en el desplazamiento del aceite. (Craig, 1971).

Teóricamente podemos asumir un yacimiento con un estrato de propiedades homogéneas con flujo horizontal y saturación constante a través de todo el yacimiento, también asumiendo que al inicio de la inyección el yacimiento está depletado naturalmente y la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja. Al inicio de la inyección la presión del yacimiento se incrementa, se forma un frente de agua y la capa de gas es disuelta en la capa de aceite; la producción de aceite no es inmediata, inicia cuando se inyecta un volumen igual al gas libre inicial. La consideración teórica sirve para hacerse una idea de los fenómenos que se presentan durante una inyección de agua. (Latil, 1980).

2.1 Tipos de inyección

La inyección de agua puede ser de dos tipos con relación a la ubicación de sus pozos productores o inyectores.

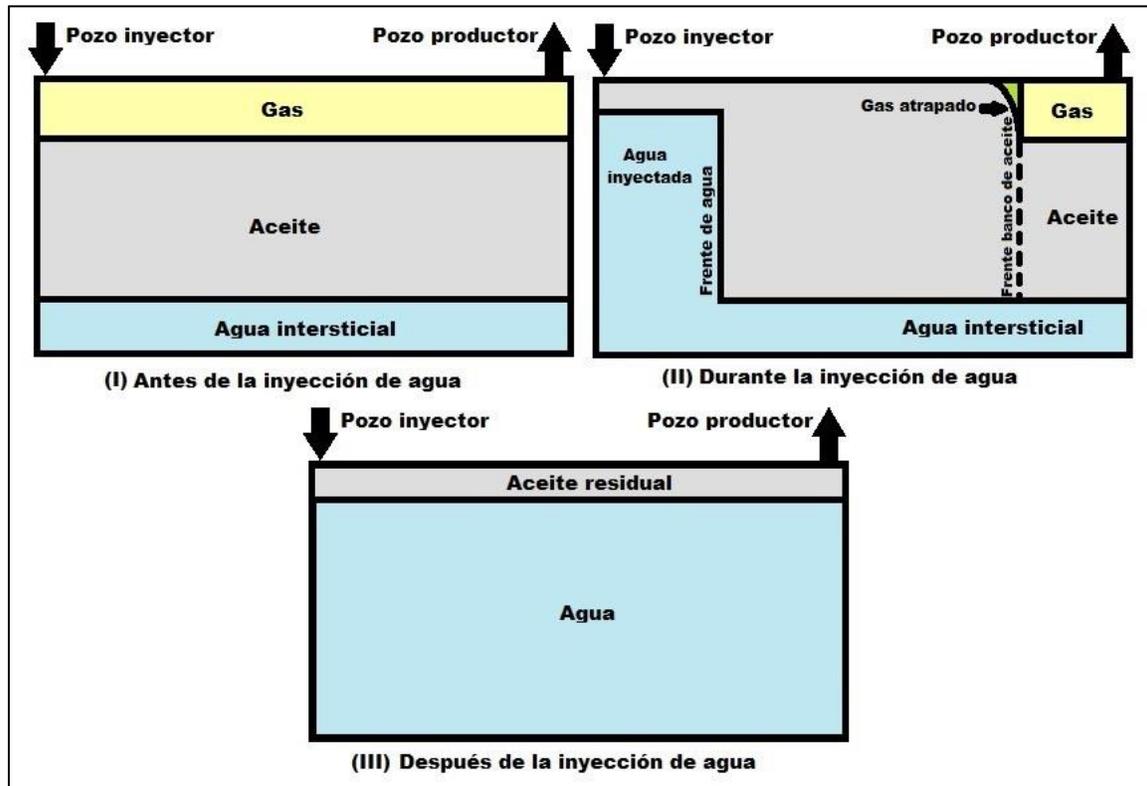


Figura 2.1. Modelo teórico de inyección de agua. (Latil, 1980).

2.1.1 Inyección Periférica o Externa.

La inyección se realiza en los flancos del yacimiento y se inyecta al acuífero cerca del contacto agua-aceite favoreciendo el retraso de producción de agua y generando disminución de costos en las operaciones de superficie. Es utilizada cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento o cuando el yacimiento es “pequeño”, algunas desventajas que se presentan es que en algunos casos no se logra mantener la presión en el centro del yacimiento y el desplazamiento que se realiza es lento y los beneficios económicos se ven reflejados a largo plazo. (Ferrer M. P., 2001).

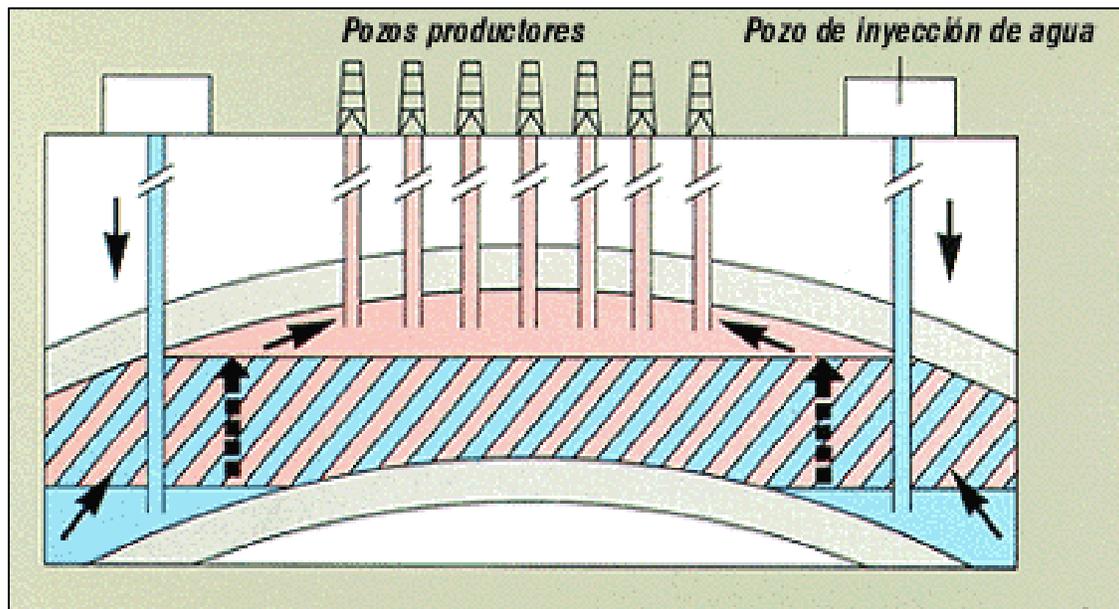


Figura 2.2. Diagrama inyección periférica.

Fuente: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>

2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.

La inyección se realiza en la zona de petróleo, el agua invade la zona y desplaza el petróleo hacia los pozos productores; la inyección en arreglos (ver figura 2.3) se realiza en yacimientos con poco buzamiento y que tengan continuidad, la respuesta es rápida en la producción, se logra mantenimiento de presión y se puede realizar un mejor seguimiento a la inyección. Para este tipo de inyección se requiere una inversión más alta debido al alto número de pozos que se requieren y a mayor recurso humano en el control del proceso. Actualmente se usan arreglos irregulares gracias a los avances tecnológicos que permiten una mejor descripción del yacimiento. (Ferrer M. P., 2001).

2.2 Heterogeneidad

Las propiedades de la roca y los fluidos presentan variaciones y no son iguales en todo el yacimiento aunque se les puede tomar como constantes pero en la inyección de agua el factor más importante que afecta el diseño y la ejecución del proceso es la permeabilidad, que puede presentar variaciones áreales o verticales.

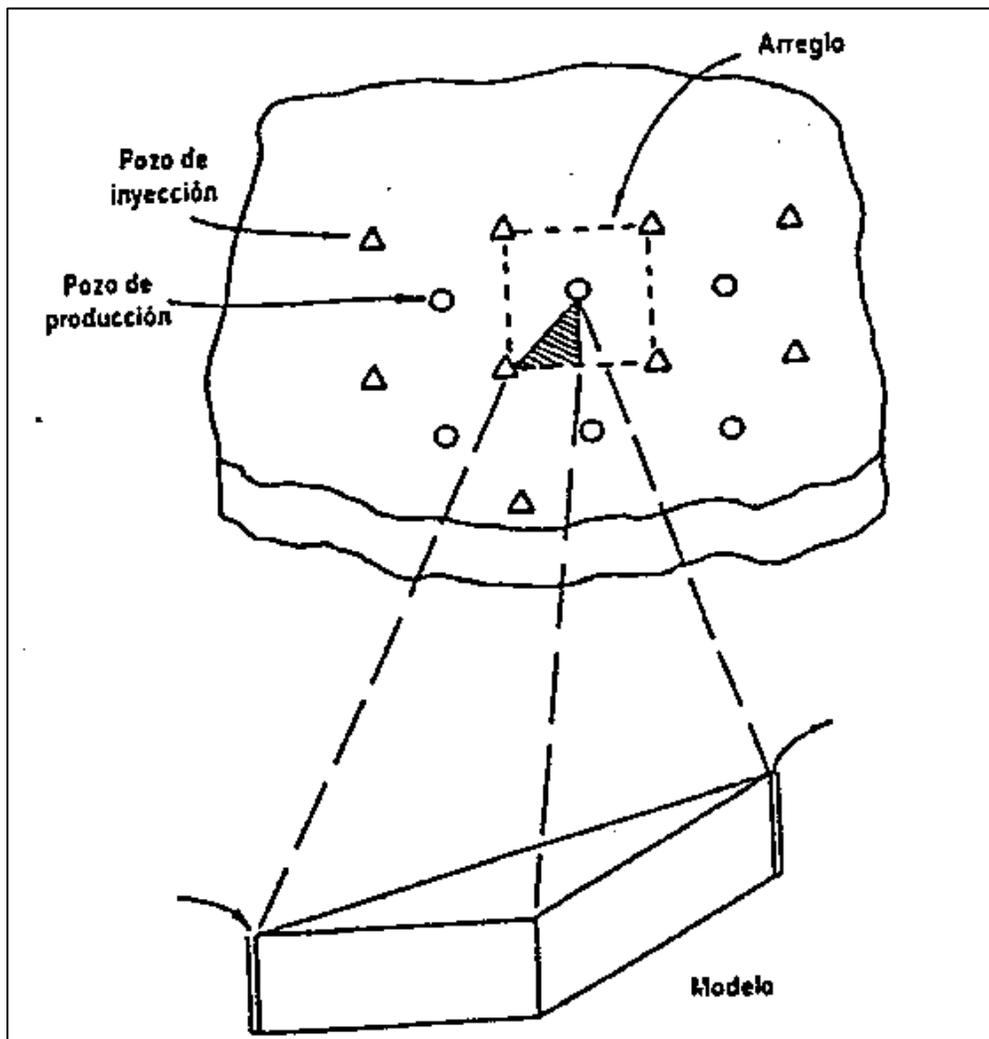


Figura 2.3. Diagrama inyección dispersa, arreglo de 5 pozos. (Craig, 1971)

2.2.1 Variación areal de permeabilidad.

Las variaciones de permeabilidad areal son pequeñas y no tienen mayor influencia a menos que estos cambios sean por fallas o fracturas y/o permeabilidad direccional.

Las fallas o fracturas son discontinuidades en el yacimiento que pueden ser naturales o inducidas. La presencia de fracturas afecta la inyección, por lo que la disposición de los pozos productores con respecto a los inyectores debe ser perpendicular a la orientación de las fracturas para solucionar los problemas que representa y no afectar la eficiencia del proceso. Si la permeabilidad es mayor en una dirección, se obtendrá flujo en esa misma dirección actuando igual que una fractura, la solución es ubicar los pozos inyectores y los pozos productores en una línea perpendicular a la dirección de mayor permeabilidad. (Smith & Cobb, 1997).

Es de esperarse que el yacimiento tenga continuidad lateral, lo que es importante ya que entre pozos hay grandes distancias, esto no se puede esperar en yacimientos carbonatados debido a que la permeabilidad se produce luego de la depositación de sedimentos por disolución, dolomitización y/o recristalización. (Smith & Cobb, 1997).

2.2.2 Variación vertical de permeabilidad.

En un yacimiento se pueden presentar muchas capas diferentes en la sección vertical que se conoce como estratificación, puede ser el resultado de muchos factores, incluido el cambio en el entorno y/o la fuente de depositación de sedimentos y la segregación de

partículas. Los estratos generalmente presentan variación en el espesor y en la permeabilidad por lo que afectará la inyección de agua, ya que el agua penetrará los estratos de mayor permeabilidad por lo que la velocidad del frente de agua será proporcional a la permeabilidad y el agua inyectada no inundará completamente las zonas con menor permeabilidad y se producirá un flujo preferente. Si no se prevén los efectos de la estratificación, una gran parte del yacimiento no será inundado y el aceite en estas zonas no se recuperará. (Smith & Cobb, 1997).

Suponiendo que los estratos no tienen comunicación entre sí, se efectúa un barrido lineal y todas las propiedades son iguales excepto la permeabilidad y el espesor de capa, el caudal para cada estrato sería calculado por la siguiente ecuación:

$$Q_i = Q_t \frac{k_i h_i}{\sum k_i h_i}$$

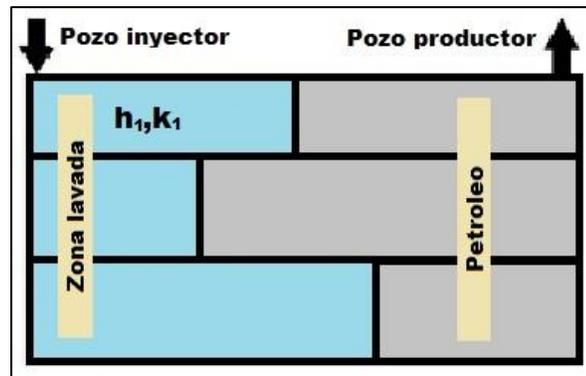


Figura 2.4. Desplazamiento de petróleo por agua en un yacimiento estratificado. (Latil, 1980).

El límite económico es alcanzado incluso cuando grandes cantidades de hidrocarburos no han sido barridas por lo que es importante determinar los estratos menos permeables y hacer uso de la inyección selectiva para lograr una mayor eficiencia en el proyecto. (Latil, 1980).

2.3 Eficiencia de barrido

2.3.1 Eficiencia de barrido áreal.

La eficiencia de barrido áreal, E_A , (ver figura 2.5) es el área horizontal del yacimiento que ha sido contactada por el agua de inyección sobre el total del área horizontal del yacimiento.

(Ferrer M. P., 2001). Matemáticamente se expresa:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

La eficiencia de barrido teóricamente alcanza el 100% pero también aumenta rápidamente la relación Agua/Aceite después de la ruptura, debido a los elevados costos que se tendrían que afrontar en las facilidades de superficie y los volúmenes de agua requeridos para alcanzar un barrido completo es necesario establecer un límite económico, planificar con anticipación los volúmenes de agua a inyectar y construir o adaptar las facilidades que se requieran durante la inyección. (Smith & Cobb, 1997).

2.3.2 Eficiencia de barrido vertical.

La eficiencia de barrido vertical, E_I , (ver figura 2.6) es el área vertical del yacimiento que ha sido contactada por el agua de inyección sobre el total del área vertical del yacimiento.

(Ferrer M. P., 2001). Matemáticamente se expresa:

$$E_I = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}}$$

Debido a la estratificación de la permeabilidad el agua inyectada rara vez puede entrar en contacto con toda la sección vertical de un yacimiento y el frente de los fluidos inyectados es irregular. (Smith & Cobb, 1997).

2.3.3 Eficiencia de barrido volumétrica.

La eficiencia de barrido volumétrica, E_V , es el volumen poroso del yacimiento que ha sido contactada por el agua de inyección sobre el volumen poroso total. Es la medida del efecto de la heterogeneidad del yacimiento en las 3 dimensiones. (Craig, 1971). Matemáticamente se expresa:

$$E_V = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} = E_A E_I$$

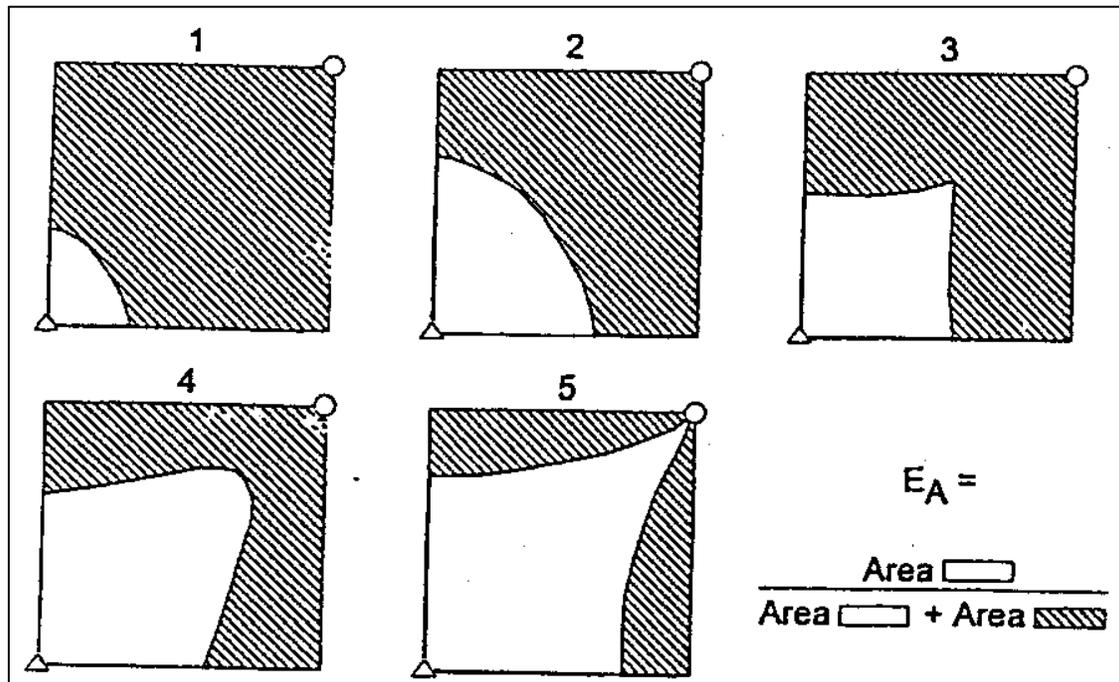


Figura 2.5. Eficiencia de barrido areal a diferentes tiempos para un arreglo de 5 puntos. (Smith & Cobb, 1997)

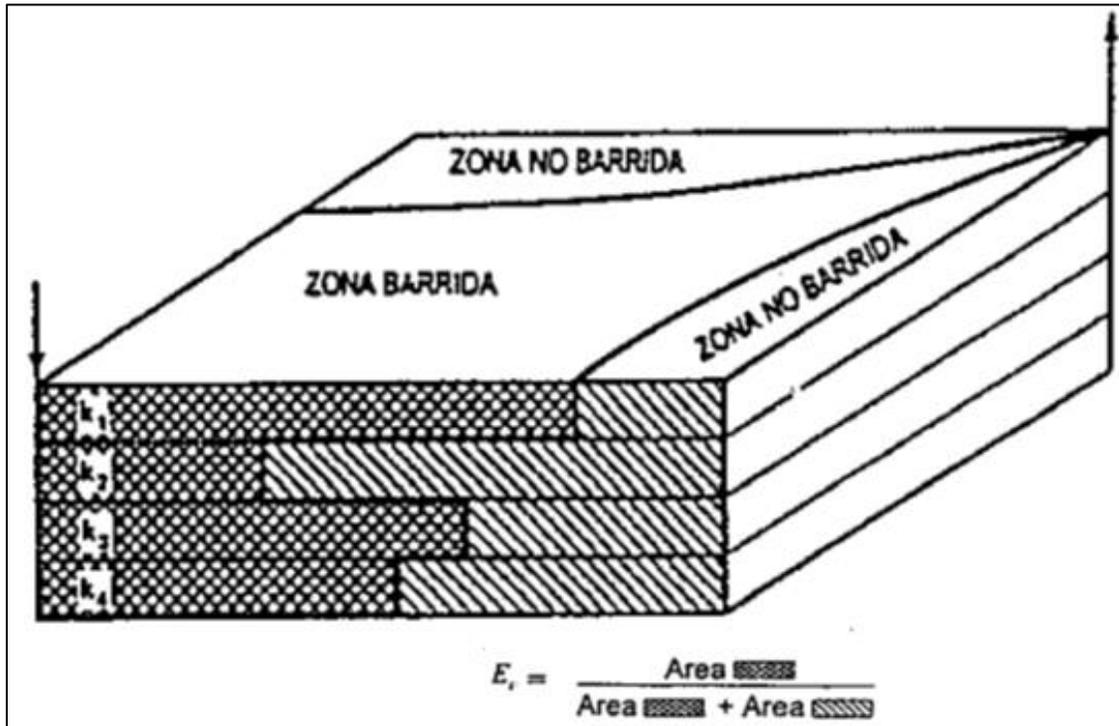


Figura 2.6. Eficiencia de barrido vertical. (Lake, 1989).

2.4 Flujo en medios porosos

La ley fundamental que rige el flujo de medios porosos es la ley de Darcy, en la que se establece que la velocidad de un fluido en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad. Según las consideraciones pueden existir diferentes tipos de flujos para los cuales se han determinado las ecuaciones de caudal; para el Campo San Francisco se tiene sistema radial y al existir inyección selectiva se tienen que considerar las propiedades petrofísicas para cada intervalo que se encuentre aislado y las presiones de flujo de cada una, además en la cercanía del pozo existe un daño que debe tenerse en cuenta en los cálculos. (Ferrer M. P., 2009).

Como el flujo va desde el punto de mayor presión hacia el punto de menor presión Figura 2.7, durante la inyección el flujo es desde el pozo hacia el yacimiento por lo cual la presión de partida es la presión de inyección del pozo hacia la formación donde existe una presión promedio del yacimiento resultando la siguiente ecuación.

$$Q = \frac{k h}{141.2 \mu B} \frac{(P_{wf} - P_y)}{\left[\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

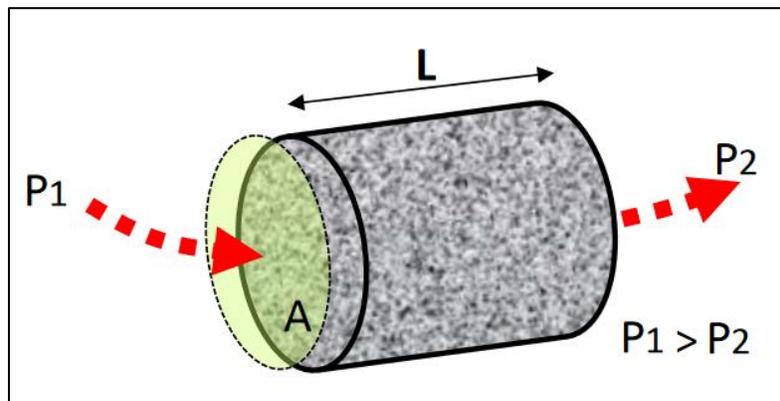


Figura 2.7. Flujo en medios porosos.
Fuente: Ceron, B. Simulación de yacimientos

2.5 Inyección selectiva de agua

La inyección selectiva de agua es una nueva tecnología en el sector de los hidrocarburos, la cual tiene gran auge a nivel mundial y que se está aplicando en algunos países subdesarrollados en América Latina donde se incluye Colombia.

Esta nueva tecnología de completamiento que se aplica en los diferentes campos de Colombia y el mundo ha traído tan buenos resultados, y las diferentes compañías contratistas de Ecopetrol operan proporcionando excelentes resultados de productividad.

Argentina es uno de los países con mayor experiencia en este tipo de tecnología, debido a que son pioneros en la operatividad de las sargas de inyección selectiva, aplicando nuevas y constantes mejoras a cada una de las herramientas utilizadas para obtener el mejor rendimiento de barrido de crudo y sin tener implicaciones a corto tiempo, mejorando la vida útil de sus herramientas. (Medina, 2012).

Se ha encontrado que la inyección selectiva permite mejorar el barrido de crudo siendo cercano al barrido uniforme, permitiendo incrementar el recobro de reservas en los pozos productores. La instalación de inyección selectiva permitirá aprovechar la longitud total de intervalos perforados.

Es importante tener claro el estado mecánico del pozo para poder decidir si es recomendable implementar una sarga selectiva como también su correlación con los pozos productores para poder saber si se puede mejorar el soporte de presión. Además implementando una sarga de inyección selectiva se podría ahorrar el costo de una perforación de un nuevo pozo inyector. (Escobar-Remolina, 2014).

La eficiencia en el 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, buscando obtener una mayor producción. En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de este sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo 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. (Moreno Cruz, 2011).

En la figura 2.8, se observa la comparación entre un completamiento de sarta sencilla y una sarta selectiva para un pozo inyector, como se puede observar, la sarta selectiva está compuesta por empaques y mandriles ubicados a cierta profundidad, entre cada empaque se encuentra un mandril, esta distribución permite que la inyección realizada por cada mandril invada los intervalos seleccionados y permite mejorar la eficacia de barrido vertical, a comparación de los pozos inyectoros sencillos, los cuales solo contaban con un solo empaque y la inyección se realizaba a todo el intervalo sin aislar o discretizar zonas lo cual no permitía controlar el caudal de inyección, el agua fluye principalmente en las arenas con mayor permeabilidad y no se logra producir todo el volumen de hidrocarburos que se encuentra en las arenas con características petrofísica menores.

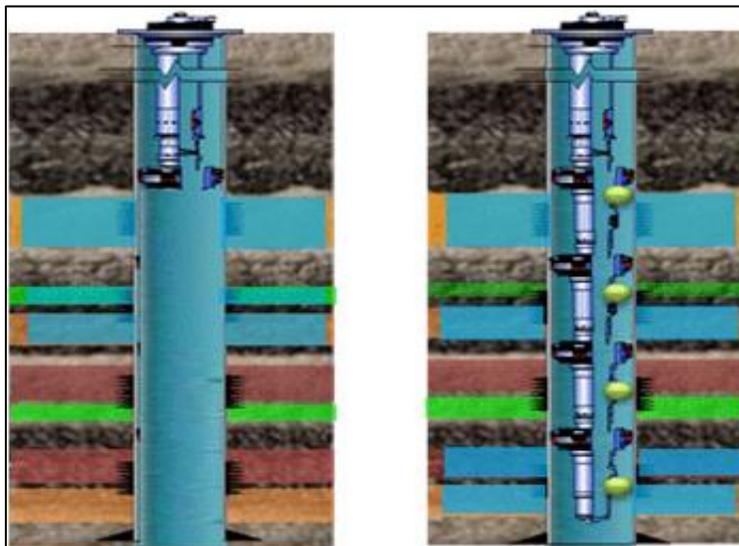


Figura 2.8. Inyección convencional (Izq)/ Inyección selectiva (Der). (Ecopetrol S.A, 2014)

3 Descripción básica de componentes

Para comenzar a realizar la evaluación de un completamiento con sartas selectivas hay que identificar sus componentes principales que garanticen la máxima eficiencia en cada proceso, comprender las funciones básicas, características principales y la operación óptima de funcionamiento, ya teniendo en cuenta lo anterior se comienza a identificar su forma de operar y descripción general.

Existe una gran variedad de modelos introducidos por varias empresas que se ajustan a las necesidades de cada cliente, el conocimiento, comprensión de cada una de estas herramientas y la correcta elección para el diseño puede ser la clave para el éxito de un proyecto de inyección selectiva. De las herramientas que ofrece el mercado de la industria, no todas aplican para este tipo de sartas, debido a ello se deben seleccionar y especificar de manera general los criterios para la selección de dichas herramientas.

3.1 Empaques

Los empaques son herramientas de fondo de pozo que se corren en la mayoría de los casos con tubería y se usan para generar aislamiento entre anular y tubing, y generar selectividad entre zonas.

Los empaques utilizados para este tipo de operaciones pueden ser de asentamiento hidráulico o mecánico. Los más utilizados en inyección selectiva son los hidráulicos, los cuales vienen con cuñas o sin ellas. (Moreno Cruz, 2011)

Uno de los objetivos de las sartas selectivas es el aislamiento de cada una de las zonas, lo cual se logra colocando varios empaques intermedios para discretizar perforados, para ello se recomiendan empaques de asentamiento hidráulico ya que estos permiten ser bajados en una sola corrida y además sentarlos de manera simultánea.

3.1.1 Mecanismo básico.

Para que un empaque realice el trabajo para lo cual ha sido diseñado, primero un cono debe ser empujado hacia las cuñas a fin de que ellas abran y se peguen a la pared del revestimiento y segundo el elemento de empaque (gomas) debe ser comprimido y efectuar un sello contra la pared del revestimiento. Sus componentes básicos son:

- **Elementos sellantes:** Estos elementos son normalmente contruidos de un producto de goma de nitrilo y se usan en aplicaciones tales como: instalaciones térmicas, pozos profundos que lleguen a la capa cretácica y pozos productores de gas seco. Se ha comprobado que los sellos de goma de nitrilo son superiores cuando se utilizan en rangos de temperaturas normales a medias. Cuando se asienta un empaque, el elemento sellante se comprime de manera tal que forma un sello contra la pared de la tubería de revestimiento. Durante esta compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo del empaque y la pared de la tubería. Estas expansiones junto con la maleabilidad del mencionado elemento ayudan a que estos vuelvan a su forma original al ser eliminada la compresión sobre el empaque.

- **Cuñas:** Las cuñas existen en una gran variedad de formas. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener el empaque en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a través de ésta.
- **Elementos de asentamiento y desasentamiento:** El mecanismo más simple de asentamiento y desasentamiento es el arreglo de cerrojo en "J" y pasador de cizallamiento que requiere solamente una ligera rotación de la tubería de producción al nivel del empaque para el asentamiento y puede, generalmente, ser desasentada aplicando tensión sobre el empaque. Este procedimiento es aplicable a los empaques recuperables.
- **Anclas hidráulicas o ratch:** Es una pieza interna que por medio de roscas encontradas mantiene los empaques hidráulicos en posición de asentamiento para prevenir el movimiento que tiende a producirse cuando se lleva a cabo una acidificación o fractura donde se presenta una fuerza en la dirección opuesta de las cuñas principales. (Herrera Diaz, 2011).

3.1.2 Empaque hidráulico recuperable Tandem "C-5".

El Tándem Recuperable Texproil Modelo "C-5" es un empaquetador de fijación hidráulica de mínima longitud, lo que facilita maniobras de corrida y librado cuando existe una gran concentración de sólidos en suspensión; diseñado para instalaciones selectivas tanto para pozos inyectoros como productores.

Características:

- Tiene tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones de pozo.
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- El Tandem “C-5”, puede ser bajado en conjunto con otros “C-5” en pozos con inyección y/o producción selectiva.
- Cuenta con fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.
- Tiene un sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada sin ningún problema hacia arriba o hacia abajo después de haber sido desempaquetada.

Operación de fijado:

Se deben considerar previamente las condiciones del pozo para determinar el sistema de fijación a utilizar, se baja la herramienta hasta la zona indicada y se aplica la presión necesaria para el corte de pines de seguridad para posterior empaquetamiento de la herramienta. Para obtener un perfecto empaquetamiento del Tándem Modelo “C-5” se debe lograr una presión que se encuentre entre las 2600psi a 3000psi. Se debe tener en cuenta el diferencial hidrostático que posiblemente exista al momento de aplicar la presión antes mencionada, ésta se verá disminuida por la diferencia de niveles de fluido entre el interior y el exterior del tubing. La herramienta puede quedar en posición neutra, con peso o con tensión según se desee.

Operación de liberación:

Para el librado de la herramienta se debe llevar el peso del tubing sobre la herramienta a punto neutro a la profundidad del empaque, se debe aplicar entre 1000 y 1500 lbs de peso y girar 1/4” de vuelta a la derecha a nivel del empaquetador, se debe esperar igualación de presiones y luego levantar suavemente. (Texproil, 2017).



Figura 3.1. Empaque hidráulico recuperable Tandem “C-5” (Texproil, 2017).

3.1.3 Empaque hidráulico recuperable “PCS-5”.

El empaque Recuperable Texproil Modelo “PCS-5” es un empaque de fijación hidráulica, diseñado con una longitud reducida, lo que facilita maniobras de corrida y librado cuando existe una gran concentración de sólidos en suspensión. En caso de ser usado en inyección selectiva se lo puede combinar con el tándem hidráulico modelo “C-5”.

Este empaque es liberado con maniobras de giro mínimas. Gracias a su tamaño reducido es ideal para pozos con selectividad donde el número de empaquetadores es elevado, las distancias entre arenas son cortas o pozos con cierto grado de desviación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su sistema de fijación.

Su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura. Cuenta con un sistema de bloqueo de accionamiento que impide que la herramienta se fije si no es únicamente por presión.

Características:

- Longitud reducida y compacta.
- Tiene tres elementos empaquetadores.
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- Posee sistema de bloqueo que evita el accionamiento y liberación accidental.
- Es de fácil sistema de liberación por rotación con giro mínimo.
- El sistema de bloqueo post-librado, permite correr la herramienta totalmente ecualizada hacia arriba o hacia abajo indistintamente, después de haber sido desempaquetada.
- Bajo costo de mantenimiento y reparación.

El empaque hidráulico recuperable PCS-5 tiene una operación de fijado y de liberación igual a la que se utiliza para un empaque Tandem C-5, los pasos están descritos en el 6.1.2. de este documento. (Texproil, 2017).



Figura 3.2 Empaque hidráulico recuperable "PCS-5" (Texproil, 2017).

3.2 Camisas de circulación

Las camisas de circulación permiten la comunicación entre la tubería y el anular y se colocan en la parte superior del BHA de la sarta de completamiento antes del primer empaque con el fin de poder controlar el pozo. Se opera con shifting tool accionada con slick line, hacia arriba para abrir y hacia abajo para cerrar. En el campo se utilizan las camisas de circulación modelo “L”. (American Completion Tools , 2017).

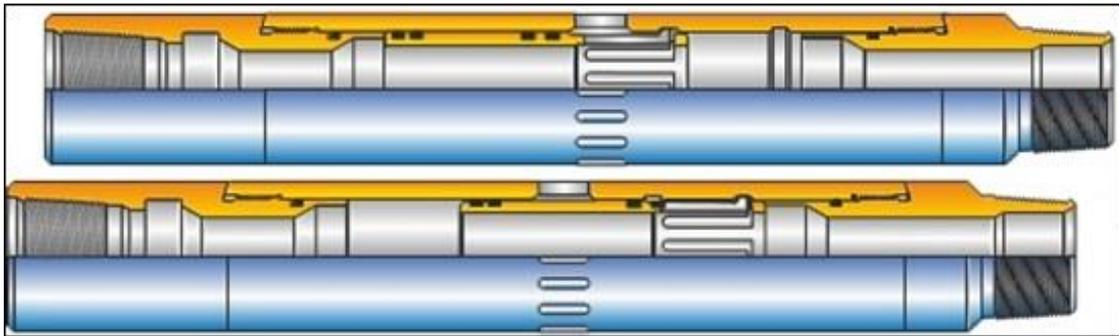


Figura 3.3. Camisa de circulación modelo L. (American Completion Tools , 2017). Arriba [abierta] / Abajo [cerrada]

3.3 Mandriles

En completamientos de inyección selectiva se utilizan mandriles de bolsillo lateral; para el Campo San Francisco se instaló la serie MMG, en esta herramienta se sientan las válvulas reguladoras de flujo a la profundidad requerida. Los mandriles de bolsillo son los más usados en inyección debido a la facilidad para sentar y retirar las válvulas con herramientas kick-over.

Los mandriles de bolsillo lateral MMG soportan ambientes corrosivos, se pueden instalar en posos desviados, tienen salida inferior con válvula cheque integrada que evita el flujo

de retorno y están disponibles para un gran rango de tamaños de tuberías. (Schlumberger Limited, 2018).

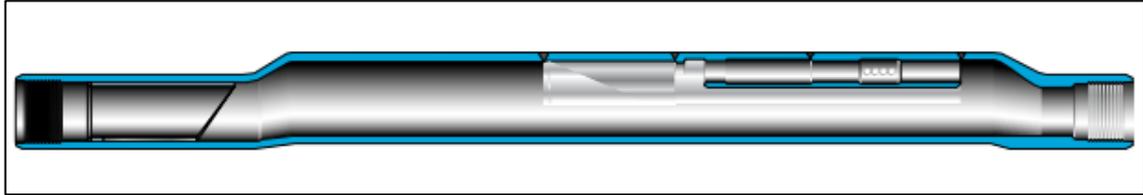


Figura 3.4. Mandril serie MMG (Schlumberger Limited, 2018)

3.4 Válvulas

Es un dispositivo que permite el flujo de fluidos en un solo sentido. Estos reguladores están diseñados para mantener un caudal predeterminado de inyección de agua sin tener que preocuparse de las presiones aguas arriba o aguas abajo del regulador una vez que la diferencia de presión excede las 150 psi para caudales bajos. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).

3.4.1 Válvula reguladora de flujo “WFR-1.5”.

Está diseñada para una configuración estándar de inyección de agua, recuperable con slickline o wireline, acoplable a un mandril de diámetro igual a 1.5 pulgadas de tamaño nominal y de salida de agua por la parte inferior del bolsillo lateral. La trayectoria de flujo de agua que se inyecta es a través de los orificios del cuerpo porta latch ó traba de pestillo que se encuentran por debajo de la traba ó latch enroscado.

El regulador es un dispositivo normalmente abierto que requiere un mínimo de 150 psi de presión diferencial para que entre en funcionamiento. La presión diferencial aumenta a medida que se incrementa el flujo de inyección a través de un orificio hasta que se supera la fuerza de resistencia de un resorte pre-determinado que sujeta el extremo del vástago a cierta distancia del cono. Cuando se supera la resistencia del resorte, el vástago se mueve hacia el cono de asiento hasta que se establezca un equilibrio entre el tamaño del orificio, el área del vástago y el área del cono del asiento. Esto proporciona los medios para que el regulador mantenga el caudal relativamente constante independientemente de la presión de inyección.

El caudal es pre-determinado por el tamaño del orificio en la tapa del pistón y la tensión del resorte. El diámetro del orificio para lograr un cierto caudal se especifica en una tabla preparada para cada modelo de regulador. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).

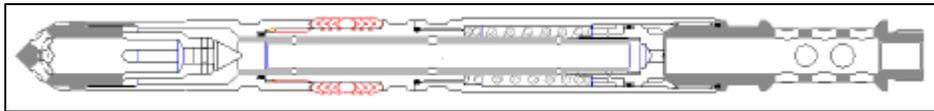


Figura 3.5. Válvula Reguladora de Flujo “WFR-1.5” (B&S Oil tools equip. IND. LTDA)

Características y ventajas:

- Las válvulas reguladoras de flujo “WFR-1.5” son recuperables por wireline y “el flujo en línea” evita daños en la camisa ó casing.
- Caudales de inyección seleccionables.
- El caudal de inyección se mantiene en un rango casi constante y la curva de regulación no presenta el “domo” de mayor caudal en el punto de inflexión.

- La presión máxima de trabajo es de 4000 psi. El diseño de los sellos con respaldo (para alta presión) mantiene el pistón compensado y equilibrado a altas profundidades.
- Posee un nuevo sistema que ejerce un control preciso de la tensión del resorte del vástago que otorga mayor precisión para lograr el rango de flujo deseado, (disminuye el conocido +/- 10%) y permite una combinación versátil orificio/tensión del resorte para aumentar o disminuir la presión diferencial mínima, como también, permite aumentar el máximo caudal de 1300 BWPD a 1800 BWPD sin cambios de piezas. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).

Regulador y operación:

Cuando se realiza recuperación secundaria o inyección de agua, puede ser deseable inyectar a más de una zona en el mismo pozo. Los reguladores de inyección de agua se prestan muy bien a este tipo de operación, ya que bien diseñados son para alta presión (o presión indiscriminada). Los rangos de flujo a través del regulador no son dependientes de las condiciones de presión en el punto de inyección, de la presión de la tubería ó de la presión en el área anular del casing, siempre que un mínimo de 150 psi de presión diferencial se mantenga entre el punto de inyección y el anular, y así mantendrá un caudal prácticamente constante independiente de estas presiones. Los cambios de presión de una formación o arena, tampoco pueden robar fluido de una zona a otra. El flujo a través del orificio crea una caída de presión, que es función del caudal. Cuando el flujo aumenta, la caída de presión aumenta también. Este aumento de flujo y de la caída de presión continúa hasta que el valor de la fuerza resultante es la misma, pero opuesta a la fuerza ejercida por el

resorte. Esta condición de equilibrio de fuerzas es el comienzo de la regulación. Si más flujo intentara pasar a través del orificio, se generará un nuevo diferencial de presión y el vástago se moverá para comprimir el resorte y también restringir el área variable de la zona de salida. Esta área de salida variable será restringida hasta que el flujo (y por lo tanto la presión diferencial a través del orificio) se reduzca al valor de ajuste para las condiciones deseadas. Un nuevo balance de fuerzas es así obtenido. Si la presión de la formación/zona/arena aumenta, el regulador se abre y mantiene el flujo deseado. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).

3.4.2 Válvula ciega de 1.5" (dummy valve).

La válvula ciega de 1.5" recuperable por slickline, está diseñada para ser colocada en un bolsillo de 1.5" y es una herramienta de aislamiento ó taponamiento de dicho bolsillo. Consiste de 2 secciones de empaquetaduras, una superior y otra inferior, instaladas en dos segmentos de 1.5" de diámetro o bien material Monel, si las condiciones de corrosión así lo requirieren. El material de las empaquetaduras está disponible para servicio estándar o bien por pedido para servicio de alta temperatura si las condiciones del pozo fueran éstas. No es una herramienta ecualizable. El diseño simple de la válvula permite un fácil reemplazo de las empaquetaduras, para una rápida reparación y de bajo costo. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).



Figura 3.6. Válvula Ciega 1.5" (dummy valve) (B&S Oil tools equip. IND. LTDA)

Aplicación:

La válvula puede ser usada para:

- Sellar y dejar ciego el mandril, para permitir la producción, previo a la instalación de válvulas de Gas Lift.
- Sellar y dejar ciego el mandril, previo a la presurización de la tubería para prueba de hermeticidad y luego fijar los empaques hidráulicos.
- Aislar el flujo por tubing del flujo anular para diversos ensayos de inyección selectiva de agua o inyección de gas.
- Sellar el bolsillo y realizar pruebas hidráulicas internas y externas durante la fabricación de mandriles y/o tareas de mantenimiento de mandriles en el campo.

Estas válvulas son usadas cuando el operador puede ecualizar la presión diferencial entre tubing y casing, a la profundidad del mandril, previo a la operación de pesca por método de slickline; las válvulas dummy aceptan la serie R de top latches (R, RA, RK, etc). y puede ser instalada en la serie de mandriles M.

La válvula con su correspondiente latch pueden ser instalados en el mandril, tanto en superficie o por método de slickline cuando los mandriles ya han sido bajados y el completamiento del pozo ya ha sido terminado. Los dos subconjuntos de empaquetaduras se asientan en las zonas pulidas de sello del bolsillo y quedan una arriba y una debajo de los agujeros de comunicación lateral del bolsillo, quedando de esta manera cerrada la comunicación lateral entre casing y tubing.

Si el diferencial de presión entre tubing y casing no puede ser ecualizado, debe ser utilizada una válvula ecualizadora en lugar de una dummy. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).

3.5 Latch 1.5”

Estos conjuntos de anclaje, están diseñados para fijar las válvulas recuperables de Gas Lift, inyección de agua, válvulas ciegas y otros accesorios, en todos los mandriles que tengan “camisa orientadora” en el cuello superior del mandril y “deflector” de herramientas en la entrada al bolsillo; son particularmente usados para todos los “pozos desviados”.

El latch RK es de 1.5” nominal, tiene un anillo de traba comprimido por un resorte, como también posee dos juntas tóricas (juntas de estanqueidad, hechas de caucho) montadas en la pieza inferior llamada tope de latch, que constituyen una barrera para residuos de corrosión, sólidos en suspensión, arena, etc. que pudiera ir hacia la entrada del bolsillo. Este uso es común en aplicaciones de Gas Lift, pero en inyección de agua, suelen retirarse las juntas, porque cuando se opera con agua pueden realizarse “carreras” de bajada y subida de herramientas con la inyección abierta y pudiera producirse la pérdida de las juntas.

El latch RK es colocado y retirado del mandril usando métodos y procedimientos normales de slickline/ wire line. Un mínimo de fuerza es necesario para instalar el latch en el bolsillo, lo cual lo hace de vital importancia para “pozos desviados u horizontales” donde la fuerza de los golpes de colocación hacia abajo por acción de la “tijera” no es posible realizarlo 100 %. Los componentes del latch RK 1.5” están disponibles tanto en acero inoxidable

serie 300, dúplex o aleaciones de níquel para su resistencia a la corrosión en pozos con alta concentración de H₂S y CO₂.

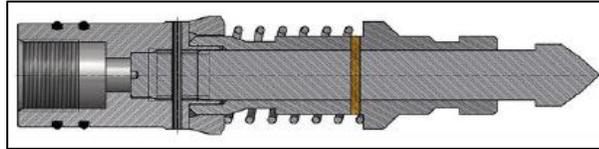


Figura 3.7. Latch 1.5" (B&S Oil tools equip. IND. LTDA)

Aplicación:

Se utiliza en mandriles estándar, MMGW y mandriles MMG para inyección de agua, MMRG para Gas Lift. Previo a la instalación, el latch debe ser enroscado sobre el extremo superior de la válvula o accesorio a fijar en el mandril y luego se introduce dentro de la herramienta de bajada (running tool), se colocan los pines de bronce correspondientes y se enrosca todo este conjunto en el apropiado Kickover Tool R u OM. (B&S Oil tools equip. IND. LTDA).

3.6 Registro ILT

El registro de inyección ILT se realiza para evaluar la distribución vertical del caudal a través del pozo. Mientras no se presenten eventualidades los pasos para realizar el registro es el descrito a continuación.

- Se moviliza la unidad de registro y el personal al pozo que se le va a realizar el ILT, se establecen los permisos de trabajo.
- Charla de seguridad con el personal y los presentes durante la operación.

- Armado de la unidad de well logging y verificación de las condiciones del pozo.
- Armado de la sarta dummy: la configuración de la sarta dummy se compone de cabeza eléctrica, dos barras de 5 pies, una barra de 7 pies, CCL y guía. El uso de centralizador se incluye en pozos con desviaciones mayores y se instala entre el CCL y la guía.
- Se corre la sarta dummy en el pozo y se correlaciona el intervalo de registro.
- Extracción de la sarta dummy.
- La sarta dummy es cambiada en superficie por sarta ILT, se realizan pruebas y calibraciones en superficie. La sarta ILT está compuesta por cabeza eléctrica, dos barras de 5 pies, una barra de 7 pies, Telemetría-GR-CCL, Caudalímetro en línea, Presión-Temperatura y Caudalímetro continuo.
- Se baja la sarta ILT hasta pasar por debajo de la camisa y el primer mandril para correlacionar.
- Verificar la estabilización del pozo e iniciar la corrida del registro ILT @ 30, 60, 90 y 120 ft/min en el intervalo de registro.
- Realizar estaciones entre perforados con el pozo inyectando.
- Cerrar la inyección y esperar hasta alcanzar la estabilidad de cero flujo.
- Correr el registro ILT @ 30, 60, 90 y 120 ft/min con la inyección cerrada.
- Sacar la sarta ILT a superficie.
- Retirar la unidad de well logging.

La interpretación para obtener los caudales se realiza basada en las curvas del caudalímetro continuo y el caudalímetro en línea sirve de backup. (Lupatech, 2017).

4 Metodología para el diseño del caudal de inyección

4.1 Pasos para estimar el caudal según Darcy

La determinación del caudal según Darcy es fundamental para determinar el valor máximo que puede admitir el estrato sin fracturarse; para determinarlo correctamente, es necesario disponer de una base de datos que sea lo más precisa posible, los cuales se adquieren a través de distintas pruebas. Los datos más relevantes son de la columna estratigráfica, TVD (profundidad vertical verdadera), análisis PVT, registros, análisis de núcleos y los estados mecánicos.

Los pasos para la determinación de este caudal son presentados a continuación.

1. Especificar los topes y bases de cada formación. Estos datos se obtienen de la columna estratigráfica realizada para cada pozo, por medio de los registros y las muestras de perforación asociando también las apreciaciones del área de geología.
2. Establecer la permeabilidad y el espesor neto para cada formación. Los datos de permeabilidad pueden ser obtenidos mediante análisis de núcleos o mediante registros de permeabilidad y la determinación del espesor neto se puede realizar por medio de la lectura de los registros GR, resistividad, permeabilidad y porosidad.
3. Determinar los topes y las bases de las zonas cañoneadas asociando las formaciones de influencia y los respectivos espesores cañoneados.

4. Establecer a que zona aislada (por medio de empaques) pertenece cada uno de los intervalos cañoneados. Se puede ver claramente en los estados mecánicos de cada pozo. Asignar un número a cada zona para identificarla.
5. Sumar espesores netos de arenas afectados en cada intervalo cañoneado, la información de espesores netos es reportada en los registros.

$$H = \sum h$$

H ; es el espesor neto de cada intervalo en pies.

h ; es el espesor de arena productiva de cada arena influenciada en dicho intervalo en pies.

6. Para cada intervalo cañoneado se calcula su permeabilidad promedio, donde se utiliza el valor de la permeabilidad para cada arena y su espesor productivo neto de arenas.

$$\bar{K} = \frac{\sum kh}{\sum h}$$

\bar{K} ; es la permeabilidad promedio para cada intervalo cañoneado en milidarcys.

k ; es la permeabilidad de las arenas que son influenciadas en dicho intervalo en milidarcys.

7. Si no se cuenta con datos de presión en frente de perforados para cada intervalo cañoneado se puede hacer una estimación de su valor. Lo primero para realizar la estimación es tener información de presión de inyección en cabeza de pozo, realizar la corrección de las profundidades para determinar la profundidad verdadera TVD a tope

de perforados mediante las tablas de desviación aplicando una interpolación. Despreciando el valor de la fricción se procede a calcular la presión generada por la columna de agua más la presión aplicada para la inyección en cabeza de pozo.

$$P_{wf} = WHP + 0.4335 * TVD_{a \text{ tope de perforados}}$$

WHP; es la presión de inyección en cabeza de pozo en psi.

TVD; es la profundidad verdadera en pies.

8. Los otros datos requeridos son el factor volumétrico y la viscosidad del agua que en el caso del agua de inyección del Campo San Francisco son parámetros muy similares al agua fresca. Además se requiere el radio interno que es la mitad del diámetro del pozo, el radio externo y el Skin que puede ser tomado de pruebas de presión, pero en el caso de estudio fueron tomados idealmente de valores usuales en pozos de inyección de agua.
9. Se realiza el cálculo del caudal Darcy para cada intervalo cañoneado.

$$Q_D = \frac{\bar{K}H}{141.2 \mu B_w} \frac{(P_{wf} - P_y)}{\left[\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

P_y; es la presión del yacimiento en psi.

10. Sumar los caudales Darcy de acuerdo a cada selectividad, esta se define en el numeral 4.

4.2 Pasos para calcular los caudales de diseño mínimo y máximo

1. Por análisis de mapas isopacos se calcula el volumen poroso para cada arena de producción.
2. La saturación de agua residual se obtiene de pruebas de núcleos.
3. Se calcula el volumen de hidrocarburos en medios porosos para cada arena productora.

$$HCPV = V_{poroso} * (1 - S_{wi})[STB]$$

4. De acuerdo a la selectividad se suman los volúmenes de hidrocarburos en medios porosos de las arenas que son afectadas por cada intervalo.
5. Se multiplica por el porcentaje de hidrocarburos que se desea extraer por año. El caudal debe ajustarse para que tenga una tasa alta que elimine los efectos negativos de la segregación gravitacional pero que no se produzca canalización, estas tasas deben estar basadas en la economía del proyecto (Ferrer M. P., 2001) siendo establecido para el Campo San Francisco como tiempo de barrido 5 a 10 años como objetivo, en función de porcentaje se representa como 10% para el mínimo y 20% para el máximo siendo éste un barrido bastante agresivo.
6. Se dividen el mínimo y el máximo en 365 que son los días de un año para obtener el caudal por día que debería inyectar.

5 Descripción, análisis y optimización de los estados mecánicos y los perfiles de inyección de los pozos completados con sartas selectivas del Campo San Francisco

5.1 Pozo SF-021

El pozo SF-021 fue perforado el 13 de julio de 1985; el 27 de julio de 2001 se convirtió a inyector para KCU y se mantuvo en producción KCL hasta el 14 de abril de 2005. A partir de esta fecha el pozo siguió inyectando en todos sus perforados, luego fue reacondicionado el 29 de noviembre del 2015 con completamiento con sarta de inyección selectiva la cual influencia los pozos productores SF-069, 092, 134, 138, 163, 169, 182 y 205 además soporta la inyección con los pozos SF-048 y 203.

La configuración de la sarta de inyección se compone de tubería N80 6.5# instalada como estructura principal, con Pup Joints N80 6.5# que son usados para el correcto posicionamiento de los diferentes componentes de la sarta de inyección.

Tiene una camisa de circulación ubicada por encima del primer empaque, separados por un Pup Joint por si se presenta la necesidad de controlar y/o matar el pozo. La sarta tiene tres empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 2 empaques Tandem Hydraulic 7" X 2 7/8", estos se encuentran intercalados separando 5 zonas de inyección. En las zonas de inyección se encuentran instalados 6 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de

acuerdo a la tabla 5.1. La última zona tiene dos mandriles con sus respectivas válvulas porque requiere mayor caudal que el que puede regular una sola válvula.

La sarta termina con un tapón de 2 7/8" para que el caudal de inyección sea dirigido a las válvulas y éstas se encarguen de regular el caudal para cada zona y además evitar que se introduzcan residuos que se encuentren en el bolsillo del pozo.

Tabla 5.1.

Distribución de los mandriles SF-021 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	2521	2526	1		
	2532	2536			
Zona 2	2546	2552		2	
	2556	2564			
Zona 3	2571	2610		3	
Zona 4	2664	2679		4	
Zona 5	2818	2824		5	
	2830	2872			
	2886	2896		6	
	2900	2938			

Se realizó una prueba ILT el 6 de noviembre del 2017 para determinar el porcentaje de caudal inyectado al pozo para así obtener la desviación con respecto al caudal seteado, se obtuvieron los datos presentados en la tabla 5.2. Comparando los datos del ILT reciente con datos anteriores al reacondicionamiento se puede observar que el caudal se dirige a las zonas que tienen mayor prioridad, se logró distribuir el caudal para optimizar la inyección y aumentar la producción de las zonas que no se estaban inyectando, además la configuración actual permite que se pueda medir la distribución vertical del caudal con

mayor precisión y así saber el comportamiento real para distribuir la inyección y obtener el mejor barrido vertical.

Tabla 5.2.

ILT- Pozo SF-021. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación	ILT configuración anterior (20/04/2007)
KCU	1 (1)	2521	2526	0	0 %	550	- 100 %	842 (50.4 %)
		2532	2536					
	2 (2)	2546	2552	0	0 %	550	- 100 %	
		2556	2564					
3 (3)	2571	2610	464	12 %	2 000	- 77 %		
4 (4)	2664	2679	760	20 %	1 100	- 31 %		
KCL	5 (5)	2818	2824	1 298	35 %	1 100	18 %	828 (49.6 %)
		2830	2872					
	6 (5)	2886	2896	1 219	33 %	1 100	11 %	
		2900	2938					

Para realizar el análisis correspondiente al caudal; se tabulo la permeabilidad promedio, el espesor neto y el volumen de hidrocarburos para cada zona con los respectivos resultados obtenidos aplicando la metodología descrita en el capítulo 4 (ver tabla 5.3).

A partir de los datos obtenidos del ILT y los datos calculados, se realizó el análisis para cada mandril de acuerdo con las propiedades de las arenas que se ven afectadas.

El Q Darcy es la referencia para no fracturar el estrato por lo tanto regularmente es mayor al Q max, donde este último indica el límite para evitar la canalización en la formación (ver tabla 5.3).

Tabla 5.3.

Resultados metodología para Pozo SF-021. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	15.6	1.25	41 711	23	12	23
2 (2)	211	9.67	298 533	2 049	82	164
3 (3)	252.2	30.5	1 256 014	7 769	344	688
4 (4)	265.1	14.47	496 201	3 943	136	272
5 (5)	259	29.43	1 739 094	8 111	476	953
6 (5)	185.5	30.94	789 043	6 274	216	432

En el ILT se aprecia que la zona 1 no está tomando agua de inyección, de acuerdo a los cálculos de Darcy se presume que se debe a la baja permeabilidad de la zona y no es apreciable que existan fallos en la válvula, también hay muy poca existencia de hidrocarburos.

La presencia de hidrocarburos de la zona 2 es más alta que la zona 1, su permeabilidad es buena pero la zona no está tomando inyección podría deberse a un taponamiento de la válvula además el caudal seteado actualmente es muy alto en comparación con el volumen de hidrocarburos por lo tanto el barrido generado sería acelerado.

Las características petrofísicas de la zona 3 son excelentes y contiene un gran volumen de hidrocarburos, la zona está seteada actualmente con un caudal demasiado alto de acuerdo al diseño y la respuesta de la formación no es buena lo cual puede deberse a daño en la cercanía del pozo (S).

La zona 4 presenta excelente permeabilidad y un espesor de arenas medio. La válvula opera por debajo de la configuración pero también es muy superior al diseño, de acuerdo al diseño del caudal máximo se requiere cambiar drásticamente el caudal de inyección de la zona para no realizar un barrido del crudo tan agresivo e ineficiente.

La zona 5 se encuentra inyectando a través de 2 mandriles, por la distancia que los separa se pueden analizar individualmente. El mandril 5 inyecta en arenas de muy buena permeabilidad, excelente espesor y el mejor volumen de hidrocarburos; la válvula esta seteado un poco alto con respecto al caudal máximo de diseño además puede existir un daño de válvula debido a que la zona toma más del caudal seteado actualmente. El mandril 6 se configuró a un caudal alto debido al gran espesor de las arenas que se encuentran frente a éste, la permeabilidad es alta y por esto la válvula permite un alto flujo, pero es superior al seteo y posiblemente exista un daño. Se debe ajustar el caudal al máximo de diseño, ya que actualmente es excesivo.

5.2 Pozo SF-034

En el pozo SF-034 se inició la perforación el 10 de noviembre de 1987 siendo completado y puesto en producción el 17 de marzo de 1989 operando como pozo productor de la formación KCU con sistema de bombeo mecánico hasta el 2006; el 26 de agosto de 2007 se convirtió a pozo inyector y así operó con sarta de inyección en conjunto orientada hacia KCU siendo la formación de interés hasta el 2015 que fue cuando se cambió la sarta de inyección conjunta a sarta de inyección selectiva la cual influencia los pozos productores

SF-075, 090, 091 y 186 incluyendo la formación KCL como potencial de explotación para ampliar el límite económico del campo convirtiendo KCL en zona de interés.

La tubería N80 9.3# es la estructura principal del pozo que se encuentra reforzada con cemento hasta la altura del acople de la camisa de circulación, tiene varios Pup Joints N80 9.3# instalados en distintas zonas que son usados para el correcto posicionamiento de los diferentes componentes de la sarta de inyección. Cuenta con una camisa modelo L de circulación ubicada por encima del primer empaque separados por un Pup Joint para poder matar el pozo en caso de ser necesario. La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 2 empaques Tandem Hydraulic 7" X 2 7/8" 17-26# que se encuentran en medio de los otros empaques, en total los empaques separan 4 zonas de inyección dentro de la sarta. En las zonas de inyección dentro de la sarta se encuentran instalados 4 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.4. Por anular se inyecta a la zona superior o zona 1.

La sarta termina con un tapón de 2 7/8", para que el caudal de inyección sea dirigido a las válvulas y estas se encarguen de regular el caudal para cada zona y además evitar que se introduzcan residuos que se encuentren en el bolsillo del pozo.

El 20 de diciembre de 2017 se corrió una prueba ILT para observar el comportamiento de la inyección en cada mandril y cómo está distribuido los porcentajes de inyección y así tomar una decisión a la distribución de ésta con respecto a la desviación de los caudales

seteados. En la tabla 5.5 se puede observar la distribución de caudal uniforme tanto en KCU como en KCL para el pozo inyector SF-034 de acuerdo a configuración actual. También en la tabla 5.5 se observa la distribución de caudal para la configuración anterior donde KCL no era una zona de interés y estaba aislada por empaques, y KCU se encontraba inyectando en conjunto.

Tabla 5.4.

Distribución de los mandriles SF-034 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles			
Zona 1	2664	2668	Anular			
	2672	2686				
	2690	2710				
Zona 2	2728	2732		1		
	2752	2760				
Zona 3	2908	2916		2		
Zona 4	2936	2944			3	
Zona 5	2980	2992				4

Anteriormente el pozo se encontraba inyectando solo hacia KCU donde un ILT del 2008 muestra la distribución de la inyección en conjunto, los porcentajes de inyección de cada perforado están distribuidos de la siguientes manera: el perforado 2690-2710' capta el 80% de la inyección siendo distribuido el resto en los otros tres perforados sin poder controlarla debido a que el completamiento utilizado para esa época era solo inyección por tubing sin control de válvulas. Los perforados 2908-2916', 2936-2944', 2980-2992' se encontraban aislados por medio de empaques hasta el 2015 que fue cuando se cambió el completamiento a sartas selectivas, actualmente el pozo inyecta en los perforados 2664-2668', 2672-2686',

2690-2710' por anular y los demás perforados son inyectados a través del tubing controlando los caudales por válvulas reguladoras de flujo.

Tabla 5.5.

ILT- Pozo SF-034. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación	ILT configuración anterior (20/02/2008)
KCU	A (1)	2664	2668					0 %
		2672	2686					234 (11.3 %)
		2690	2710					1 659 (80 %)
	1 (2)	2728	2732	315	24 %	300	5 %	44 (2.1 %)
		2752	2760					139 (6.7 %)
KCL	2 (3)	2908	2916	144	11 %	250	- 42 %	Aislada
	3 (4)	2936	2944	402	31 %	400	1 %	
	4 (5)	2980	2992	431	34 %	450	- 4 %	

Tabla 5.6.

Resultados metodología para Pozo SF-034. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
A (1)	310.4	35.74	2 021 330	7 533	554	1 108
1 (2)	96	7.5	1 067 207	498	292	585
2 (3)	12	9.5	751 459	83	206	412
3 (4)	59.4	5.3	1 504 902	359	412	825
4 (5)	40	35.6	1 524 889	1 044	418	836

Para el análisis del caudal con respecto al estado actual del pozo y realizar sus respectivas recomendaciones se debe evaluar la permeabilidad promedio, espesor neto y el volumen

de hidrocarburos los cuales se encuentran tabulados en la tabla 5.6 y los cuales son usados en la metodología descrita en el capítulo 4.

El pozo presenta falta de registro de permeabilidad en KCL. La inyección por anular es alta y esto es permitido ya que las arenas son de altísima permeabilidad y tienen un gran espesor, además ésta inyección va dirigida hacia KCU debido a que ha sido explotada por largo tiempo por lo tanto es necesario mayor energía para mantener la presión de barrido.

En la zona 2 los perforados se encuentran perfectamente frente a las arenas de interés, la permeabilidad presenta unos picos altos frente a estas arenas observados en los registros, comparado con otras zonas que se inyectan a través de tubular, la zona está tomando cercanamente al caudal seteado, esto se debe a las buenas características petrofísicas reflejando condiciones operativas óptimas.

El caudal de la zona 3 es mayor que el Darcy, esto se debe a que los datos calculados y los registros de permeabilidad muestran una baja permeabilidad, pero cuenta con un alto volumen de hidrocarburos in situ, el barrido de la zona se dificulta por las características petrofísicas por lo cual se debe realizar un trabajo de fractura y estimulación para recuperar éste hidrocarburos y poder mejorar el perfil de inyección de ésta zona.

Las zonas 4 y 5 presentan caudales ajustados a los seteados, la zona 4 está seteado un poco por debajo del Q min de diseño pero se ajusta al Q Darcy por lo cual el diseño es apropiado y no se ve necesario realizar ajustes. Mientras la zona 5 puede tomar mayor caudal con

respecto a su permeabilidad, pero por su volumen de hidrocarburos se seteo a 450 BWPD y en el ILT la respuesta es adecuada.

5.3 Pozo SF-047

Se inició la perforación el 12 de noviembre de 1989 y fue completado y puesto en producción el 7 de enero de 1990; El 19 de julio de 2001 la zona KCU pasó a ser inyectora, al mismo tiempo que KCL continuó en producción hasta abril de 2005 cuando se realizó la conversión a inyector. El pozo operó con sarta conjunta controlada por empaques hasta la intervención realizada el 2015 en la que se ejecutó el cambio del completamiento a sertas selectivas donde la inyección se efectúa y se controla por medio de válvulas reguladoras de flujo la cual influencia los pozos productores SF-016, 132, 159, 174 y 178.

La sarta tiene varios tipos de tubería; la tubería de 3 1/2" EUE ubicada en la parte superior, pero la estructura principal es tubería TSB que se ubica a pocos pies de profundidad hasta la profundidad de los crossovers que ubican la camisa, los crossovers que están instalados son para cambiar de ID y de conexión a 2 7/8" EUE. Cuenta con una camisa modelo L de circulación ubicada por encima del primer empaque, separados por un Pup Joint para poder matar el pozo en caso de ser necesario y la tubería que se encuentra separando los mandriles es de 2 7/8" EUE N80. La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 1 empaque Tandem Hydraulic 7" X 2 7/8" 17-26# que se encuentra intercalado separando tres zonas de inyección dentro de la sarta. En las zonas de inyección dentro de la sarta se encuentran instalados 3 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus

respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.7. Por anular se encuentra inyectando hacia KCU que es la zona 1.

La sarta tiene un Pup Joint 2 7/8" EUE J55 después del último mandril y una terminación con un tapón de 2 7/8" para que el caudal de inyección sea dirigido a las válvulas y éstas se encarguen de regular el caudal para cada zona y además evitar que se introduzcan residuos que se encuentren en el bolsillo del pozo.

Tabla 5.7.

Distribución de los mandriles SF-047 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	2453	2469	Anular		
	2473	2487			
	2492	2496			
	2501	2514			
Zona 2	2734	2750		1	
Zona 3	2771	2783			2
	2791	2794			
Zona 4	2804	2809			
	2822	2830			3

En la tabla 5.8 se observa la comparación de la distribución de los caudales en la actualidad con respecto al 2005, donde se puede ver que es más eficiente la actual, la sarta anteriormente al ser conjunta se dividía el caudal de superficie a la zona de mayor permeabilidad por lo cual KCL tomaba más caudal y la inyección no se distribuía eficientemente para obtener un barrido homogéneo.

El ILT de 2017, KCL ya tiene una distribución de los perforados siendo aislados por empaques y ubicados mandriles con válvulas reguladoras de flujo para cada zona de interés

para así tener mejor eficiencia y control sobre la inyección con respecto a la producción. Para KCU se siguió inyectando por anular siendo aislada, la inyección realizada es alta por que la formación lleva mayor tiempo inyectando y los requerimientos energéticos son mayores.

Tabla 5.8.

ILT- Pozo SF-047. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación	ILT configuración anterior (17/05/2005)
KCU	A (1)	2453	2469	3 593				1 052 (36.7 %)
		2473	2487					
		2492	2496					
		2501	2514					
KCL	1 (2)	2734	2750	611	43 %	600	2 %	1 815 (63.3 %)
	2 (3)	2771	2783	246	17 %	500	- 51 %	
		2791	2794					
	3 (4)	2804	2809	573	40 %	1 000	- 43 %	
		2822	2830					

Tabla 5.9.

Resultados metodológica para Pozo SF-047. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
A (1)	125.41	35.9	3 762 841	2 910	1 031	2 062
1 (2)	333.76	25	1 859 207	5 742	509	1 019
2 (3)	333.76	15	1 117 760	3 508	306	613
3 (4)	52.65	29.2	2 858 090	1 078	783	1 566

Para realizar el análisis se llevó a cabo la metodología del capítulo 4. La permeabilidad promedio, el espesor neto y el volumen de hidrocarburos se pueden observar en la tabla 5.9 para las arenas inyectadas a través de cada mandril y por anular.

La permeabilidad y espesor de la zona 1 es grande aunque ha sido la zona de mayor explotación como lo es en todo el Campo San Francisco. Se inyecta por anular 3593 BWPD con objetivo KCU, la inyección se encuentra por encima del caudal máximo calculado y el caudal Darcy; El caudal alto satisface los requerimientos de presión debido a que por el tiempo de inyección a la que ha sido sometida hace que la zona se encuentre depletada, pero es necesario evaluar el caudal porque conlleva a problemas al inyectar muy por encima del caudal máximo permitido y el caudal Darcy puede provocar problemas de canalización en la formación.

La zona 2 es la de mayor permeabilidad de las zonas inyectadas por tubular y tiene un gran espesor neto, el caudal seteado es adecuado para la formación y toma un gran porcentaje del caudal inyectado que es cercano al caudal seteado, se puede inferir que no hay problemas y no requiere de intervención.

La zona 3 cuenta con buenas características petrofísicas y un bajo volumen de hidrocarburos, pero no está inyectando el caudal mínimo y analizando los caudales Darcy debería ser mayor que la zona 4, este caudal no es el óptimo. Podría deberse por la presencia de taponamiento parcial en la cara del pozo.

La zona 4 tiene la permeabilidad más baja de las arenas productivas, a pesar de esto toma mayor caudal que la zona 3, presenta un alto volumen de hidrocarburos y por esta razón se configuró a un caudal alto a comparación de las otras zonas dentro del tubular, pero debido a sus características petrofísicas no toma el caudal seteado. La zona fue sobredimensionada debido a que solo se tuvo en cuenta el volumen de hidrocarburos para el diseño.

5.4 Pozo SF-071

El 3 de febrero de 1991 el completamiento del pozo fue cambiado a bombeo mecánico así trabajó hasta el 24 de octubre de 1994 donde éste sistema presentó muchas fallas y se decidió cambiar a levantamiento por sistema BES. El 12 de julio de 2011 se cambió a pozo inyector realizando unos trabajos de aislamiento de los intervalos de la formación KCL con empaques permanentes a 3180 ft y bajando completamiento para inyección WAG.

En 2015 se realizó cambio de sarta conjunta a inyección con sartas selectivas con el fin de optimizar la inyección, obtener mayor producción de crudo, disminuir el corte de agua y también intervenir de forma independiente las zonas a las cuales se quiere inyectar sin influenciar otra zona.

La configuración de la sarta de inyección se compone de tubería 3 1/2" TSB, dos crossovers para cambiar el tamaño y el tipo de conexión a la altura de la camisa de circulación modelo L y posteriormente tubería de 2 7/8 6.5# de dos tipos N80 y J55 entre los demás componentes de la sarta de inyección.

La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 2 empaques Tandem Hydraulic 7" X 2 7/8" 17-26# que se encuentran en medio de los otros empaques, en total los empaques separan 4 zonas de inyección que tienen instalados 5 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo y están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.10. La zona 2 tiene dos mandriles con sus respectivas válvulas porque requiere mayor caudal que el que puede regular una sola válvula. Un tapón de 2 7/8" EUE instalado al final de la sarta de inyección selectiva.

Tabla 5.10.

Distribución de los mandriles SF-071 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	3008	3017	1		
Zona 2	3047	3107		2	
	3115	3120		3	
Zona 3	3240	3242		4	
	3294	3299			
	3308	3314			
Zona 4	3362	3378			5
	3423	3432			
	3436	3443			

**Los perforados ubicados en la zona 4 que se encuentran en rojo son planeados a futuro pero deben ser evaluados para el diseño.*

La tabla de resultados 5.11 muestra la distribución de la inyección para cada uno de los mandriles según el análisis y la interpretación del registro ILT. Los mandriles 2 y 3 están demasiado cerca y su medición se realizó como una sola unidad.

Tabla 5.11.

ILT- Pozo SF-071. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación
KCU	1 (1)	3008	3017	663	17 %	600	10 %
	2 y 3 (2)	3047	3107	2 355	60 %	2 500	- 6 %
3115		3120					
KCM	4 (3)	3240	3242	563	14 %	500	13 %
KCL		3294	3299				
		3308	3314				
	5 (4)	3362	3378	345	9 %	500	31 %

Aplicando la metodología del capítulo 4 para realizar el diseño se obtienen los valores de la Tabla 5.12.

Tabla 5.12.

Resultados metodológica para Pozo SF-071. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	407.5	5.5	1 148 834	2 415	315	629
2 y 3 (2)	269.9	47.7	6 201 739	9 080	1 699	3 398
4 (3)	99.8	10.3	1 505 481	763	412	825
5 (4)	24.3	19.1	4 261 371	356	1 167	2 335

La zona 1 tiene buena permeabilidad pero su volumen de hidrocarburos es un poco bajo respecto a las otras zonas, el caudal para estas condiciones es adecuado pero la válvula podría estar desgastada ya que el caudal supera al seteado.

La zona 2 tiene instalados dos mandriles con sus correspondientes válvulas, la suma de éstos caudales seteados es de 2500 BWPD, las arenas inyectadas en esta zona tienen alta permeabilidad y buen espesor neto, ésta zona ha sido el objetivo principal de la producción del campo junto con la zona 1 debido a que están orientadas la inyección hacia KCU lo cual explica el requerimiento que se exhibe en esta formación. El diseño y seteo de los caudales es adecuado y la zona toma un caudal cercano a las condiciones esperadas por lo cual es óptimo para ambas válvulas.

La zona 3 tiene permeabilidad media y un pequeño espesor neto, a pesar de esto la zona toma más del caudal seteados por lo que la válvula podría estar desgastada.

La zona 4 tiene baja permeabilidad, buen espesor y alto volumen de hidrocarburos, El seteo es más bajo que el mínimo caudal de diseño y dadas las características de la formación es requerido realizar una intervención para aumentar el caudal y acercarse al mínimo de diseño.

5.5 Pozo SF-089

El 09 de noviembre de 1996 el completamiento se cambió a sistema de bombeo mecánico. El 20 de febrero de 2005 se cañonearon nuevas zonas, los intervalos entre 2515 a 2700 ft que fueron identificadas con un volumen considerable de crudo para extraer. El 15 de septiembre de 2005 se hizo conversión a pozo inyector y se realizaron nuevos cañoneos en los intervalos 3396-3431', 3459-3467', 3481-3489', 3500-3510', 3524-3534', 3538-3548' y 3589-3614' como nuevas zonas de interés.

Este pozo operó como inyector con sarta conjunta hasta el 2015 que se realizó el cambio del completamiento a sargas de inyección selectiva con el fin de controlar y dirigir la inyección hacia las zonas deseadas y optimizar la inyección.

El pozo SF-089 tiene sarta de inyección compuesta de tubería 3 1/2" EUE N80 9.3# y un crossover para cambiar el diámetro de la tubería a 2 7/8" encima de la camisa de circulación modelo L y posteriormente tubería de 2 7/8" 6.5# de dos tipos N80 y J55 entre los demás componentes de la sarta de inyección.

La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 2 empaques Tandem Hydraulic 7" X 2 7/8" 17-26# que se encuentran en medio de los otros empaques, en total los empaques separan 4 zonas de inyección. Tiene instalados 5 mandriles orientados WIMMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo y dirigen la inyección a las zonas de acuerdo a la tabla 5.13. La zona 1 tiene dos mandriles con sus respectivas válvulas porque requiere mayor caudal que el que puede regular una sola válvula. La sarta de inyección tiene un tapón de 2 7/8" EUE instalado al final de la sarta para que el caudal sea dirigido hacia las válvulas y se pueda realizar la regulación a través de estas mismas.

Tabla 5.13.

Distribución de los mandriles SF-089 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	3019	3030	1		
	3036	3040			
	3044	3050			
	3054	3058	2		
	3062	3074			
	3110	3120			
Zona 2	3396	3431	3		
Zona 3	3459	3467	4		
	3481	3489			
Zona 4	3500	3510	5		
	3524	3534			
	3538	3548			
	3589	3614			

En la tabla 5.14 se pueden observar los resultados donde se muestra la distribución de la inyección para cada uno de los mandriles según el análisis y la interpretación del registro ILT. El caudal de Inyección registrado en superficie durante el registro ILT fue de 5300 BWPD (datos verificados en el medidor de flujo instalado en la línea de inyección) y la tasa calculada con el registro ILT es de 5123 BWPD.

Observando el ILT de 2007 (ver tabla 5.14); la configuración de la sarta conjunta no ejercía control sobre la distribución del agua, el 85.6% se estaba desviando hacia KCU acaparando casi toda la inyección del pozo por la altísima permeabilidad existente.

Tabla 5.14.

ILT- Pozo SF-089. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación	ILT configuración anterior (15/04/2007)
KCU	1 (1)	3019	3030	2 738	53 %	1 700	61 %	3 642 (85.6 %)
		3036	3040					
		3044	3050					
	2 (1)	3054	3058	1 691	33 %	1 700	- 1 %	
		3062	3074					
		3110	3120					
KCL	3 (2)	3396	3431	0	0 %	400	- 100 %	614 (14.4 %)
	4 (3)	3459	3467	163	3 %	700	- 77 %	
		3481	3489					
	5 (4)	3500	3510	531	- 10 %	600	- 11 %	
		3524	3534					
		3538	3548					
		3589	3614					

Tabla 5.15.

Resultados metodología para Pozo SF-089. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	76.9	7.8	1 110 048	304	304	608
2 (1)	540	34.3	2 790 874	9 568	765	1 529
3 (2)	65.28	20	1 133 515	759	311	621
4 (3)	142.2	15.8	2 446 320	1 327	670	1 340
5 (4)	53.3	40.8	1 966 438	1 308	539	1 078

La zona 1 tiene en conjunto los mandriles 1 y 2 que se encuentran seteados a un caudal de 3400 BWPD, la permeabilidad en conjunto es muy buena y el espesor de arenas es grande pero el caudal seteados excede el máximo de diseño y hace ineficiente el barrido, la válvula

del mandril 1 se encuentra desgastada debido a que el caudal que permite es mayor que el configurado (ver tabla 5.14).

La zona 2 no está tomando fluido, la permeabilidad es baja y el espesor de las arenas es bueno, la válvula podría estar taponada y puede deberse a la calidad del agua de inyección.

La permeabilidad de la zona 3 es media respecto a las otras zonas y no está tomando según el caudal seteado, tiene un alto volumen de hidrocarburos y es necesario optimizar la inyección.

En la zona 4 la permeabilidad es baja y tiene el mayor espesor de arenas, tiene un buen volumen de hidrocarburos y el caudal reflejado en el ILT es cercano al óptimo.

El pozo ha superado en algunas ocasiones el potencial operativo, lo cual se refleja en el daño y mal funcionamiento de algunas válvulas.

5.6 Pozo SF-122

El 27 de abril del 2000 se modificó el completamiento donde la zona KCU se convirtió a inyectora y KCL siguió en producción, así operó el pozo hasta el 19 de junio de 2005 donde se cambió el sistema de completamiento y todo el pozo pasó a ser inyector el 10 de noviembre de 2006 cuando se realizó el aislamiento de zonas por medio de empaques sentados a 2800, 2671 y 2478 pies. El 09 de agosto de 2015 se cambió la sarta de inyección conjunta a sarta de inyección selectiva para mayor control en la inyección y donde de

observó que influyó sobre los pozos productores SF-025, 070, 094, 130 y 131 además soporta la inyección con los pozos SF-067, 152, 172 y 180.

El pozo tiene instalada tubería 3 1/2" EUE N80 9.3#, un crossover para cambiar la conexión de la sarta y principalmente cuenta con tubería 3 1/2" VAGT 9.2# C90, luego dos crossovers para cambiar el ID y el tipo de conexión pasando a tubería 2 7/8" EUE N80 entre los demás componentes de la sarta de inyección.

La sarta tiene 3 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# separando 3 zonas de inyección en el pozo. En las zonas de inyección se encuentran instalados 3 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.16. Por último se encuentra instalado un tapón de 2 7/8" EUE en la sarta de inyección selectiva.

Tabla 5.16.

Distribución de los mandriles SF-122 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	2607	2609	1		
	2613	2635			
	2640	2664			
Zona 2	2679	2704		2	
	2739	2745			
Zona 3	2911	3128			3

Según las zonas de inyección para el pozo SF-122 la distribución de la inyección se muestra en las tablas 5.16 y 5.17 donde podemos apreciar también los porcentajes y que caudales están tomando las zonas.

Tabla 5.17.

ILT- Pozo SF-122. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación	ILT configuración anterior (18/04/2007)
KCU	1 (1)	2607	2609	773	30 %	500	55 %	220 (13.3 %)
		2613	2635					
		2640	2664					
	2 (2)	2679	2704	803	32 %	1 500	- 46 %	755 (45.6 %)
		2739	2745					
KCL	3 (3)	2911	3128	972	38 %	1 000	- 3 %	679 (41.1 %)

Los datos obtenidos con la metodología del capítulo 4 en la tabla 5.18 son vitales a lo largo de los análisis del pozo debido a que reflejan las características petrofísicas en las cuales se sustentan las medidas fundamentales a tomar con respecto a la inyección para cumplir con el objetivo de realizar un barrido equitativo y uniforme de todas las formaciones.

Tabla 5.18.

Resultados metodología para Pozo SF-122. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	286	24.2	695 673	4 241	191	381
2 (2)	175.1	7.33	1 010 033	801	277	553
3 (3)	145.5	55.1	3 556 786	5 411	974	1 949

La permeabilidad de la zona 1 es alta y tiene un buen espesor neto de arenas, el caudal supera al seteo en la válvula por lo que ésta podría estar desgastada. El volumen de hidrocarburos es de 695 673 STB que es inferior a las otras zonas del pozo y los requerimientos de caudal son menores que el caudal seteo.

El caudal de la zona 2 está sobredimensionado (ver tabla 5.17) y para el seteo solo se tuvo en cuenta el volumen de hidrocarburos existentes y la buena permeabilidad, debido al pequeño espesor neto de arenas es excesivo inyectar a ese caudal y debe regularse para obtener mayor eficiencia en el barrido de hidrocarburos. La zona puede presentar canalización si se sigue inyectando a éste caudal por lo cual es importante la disminución del caudal.

La zona 3 se encuentra óptima tomando el caudal seteado y a su vez siendo un caudal de diseño adecuado para las condiciones del pozo y las características de las arenas influenciadas. La permeabilidad se compensa con un gran espesor de arenas. Es posible aumentar el caudal por las características óptimas de las arenas e incrementar el caudal para obtener mayor producción.

5.7 Pozo SF-157

El pozo fue perforado el 10 de abril de 2005 y completado con sistema de levantamiento BES, fue puesto en producción hasta el 13 de mayo de 2008 cuando la zona KCU se le realizó el cambio a inyectora y continuando en producción KCL hasta que finalmente el 24 de julio de 2015 se realizó la instalación de sartas selectivas para volverlo completamente en pozo inyector tanto para KCU como KCL afectando los pozos productores SF-016, 019, 044, 088, 133, 142 y 159 soportando el patrón con los pozos inyectora SF-005, 020, 047, 054, 072, 161, 162 y 209.

El pozo SF-157 tiene sarta de inyección compuesta por tubería 3 1/2" 9.3# N80, con una camisa de circulación ubicada por encima del primer empaque por si se presenta la necesidad de matar el pozo. La tubería 2 7/8" EUE 6.5# N80 conecta las herramientas que componen la sarta. La sarta tiene 3 empaques que separan 3 zonas de inyección. En las zonas de inyección se encuentran instalados 4 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.19. La zona 2 tiene dos mandriles con sus respectivas válvulas porque requiere mayor caudal que el que puede regular una sola válvula.

La sarta termina con un tapón de 2 7/8" para que el caudal de inyección sea dirigido a las válvulas y estas se encarguen de regular el caudal para cada zona. Por debajo de la sarta se encuentra una zona completada con liner hanger 5" L80 18#, casing 7" N80 26# y casing 5" L80 18#, en el último casing se encuentran los perforados pertenecientes a la zona 3 (ver tabla 5.19).

La tabla 5.20 donde están reflejados los resultados de la prueba ILT que se tomó el 7 de noviembre de 2017, la lectura clara de los caudales para cada zona y la configuración de las válvulas reguladoras de flujo para poder determinar el estado de funcionamiento.

Aplicando la metodología del capítulo 4 obtuvimos la compilación de datos de la tabla 5.21 los cuales serán usados para analizar y obtener los resultados de los caudales óptimos para el pozo y así configurar las válvulas reguladoras de flujo.

Tabla 5.19.

Distribución de los mandriles SF-157 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	2688	2710	1		
Zona 2	2720	2732		2	
	2788	2792			3
Zona 3	2992	2996			4
	3004	3012			
	3030	3040			
	3050	3066			
	3076	3084			
	3092	3120			
	3132	3136			

Tabla 5.20.

ILT- Pozo SF-157. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación
KCU	1 (1)	2688	2710	667	20 %	1500	- 56 %
	2 (2)	2720	2732	1 334	40 %	1000	33 %
	3 (2)	2788	2792	796	24 %	1000	- 20 %
KCL	4 (3)	2992	2996	551	16 %	500	10 %
		3004	3012				
		3030	3040				
		3050	3066				
		3076	3084				
		3092	3120				
		3132	3136				

Tabla 5.21.

Resultados metodológica para Pozo SF-157. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	162.2	8.05	803 868	853	220	440
2 (2)	311.9	5.94	655 552	1 822	180	359
3 (2)	173.1	0.8	508 661	92	139	279
4 (3)	125	55.91	4 505 178	5 307	1 234	2 469

La zona 1 comparativamente tiene baja permeabilidad y se encuentra sobredimensionada por lo que su inyección se debe reducir para obtener mejor barrido.

La zona 2 tiene dos mandriles que se encuentran seteados con caudales muy altos respecto al caudal máximo de diseño en los cuales se presenta muy alta permeabilidad en las arenas superiores con una baja relación de hidrocarburos. Por la permeabilidad de las arenas superiores y el caudal alto reflejado en la válvula del mandril 2 (ver tabla 5.20), probablemente se encuentre desgastada la válvula y se puede teorizar una canalización producto de un caudal alto, es importante reducir el caudal.

La zona 3 es la zona con el mayor volumen de hidrocarburos en el pozo SF-157, e inyecta hacia KCL que es la formación de interés en el proyecto de completamientos con sargas selectivas. Cuenta con la permeabilidad promedio más baja y gran espesor de arenas pero la permeabilidad presenta picos altos que se observan en el registro, el caudal de seteo subestima la capacidad de inyección pero la válvula puede presentar desgaste debido a que el caudal que toma es mayor que el seteadado y la desviación es del 10%, este valor es el máximo permisible y no se recomienda trabajar con esta condición (ver tabla 5.20).

El caudal del pozo en ocasiones ha pasado el potencial operativo que es de 3500 BWPD, siendo posiblemente la causa del daño en las válvulas 2 y 4.

5.8 Pozo SF-180

El 3 de agosto de 2006 el pozo se completó como productor y continuo así hasta el 01 de mayo de 2007 cuando se cambió el completamiento a inyector para KCU y continuar en producción para KCL, el 11 de septiembre de 2007 se realizó un abandono temporal. El 18 de agosto de 2015 se realiza el cambio a sarta selectiva seguido de una estimulación acida a los intervalos 3209-3220', 3243-3247' y 3257-3269' de la formación KCL, influenciando los pozos SF-002, 014, 025, 094, 130 y 147 con soporte de inyección de los pozos SF-013, 067, 084, 085, 122, 152 y 204.

La configuración de la sarta de inyección se compone de tubería 3 1/2" TSB 9.2#, dos crossovers para cambiar el tipo de conexión y el ID por encima de la camisa de circulación modelo L EUE, esta camisa se ubicada por encima del primer empaque separada por un Pup Joint para el control del pozo. La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 1 empaque EI H3 2 7/8" EUE, éstos se encuentran intercalados separando 3 zonas de inyección. En las zonas de inyección se encuentran instalados 4 mandriles orientados WI-MMG 1 1/2 (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.22. La última zona tiene dos mandriles con sus respectivas válvulas porque requiere mayor caudal que el que puede regular una sola válvula.

La sarta termina con un tapón de 2 7/8" para que el caudal de inyección sea dirigido a las válvulas y éstas se encarguen de regular el caudal para cada zona. La última zona se

encuentra debajo de la sarta completada con liner hanger 5 P110 18#, casing 7 N80 26# y casing 5 P110 18#, los perforados de la zona 3 se encuentran en el último casing.

Para determinar los porcentajes del caudal que está tomando cada zona se realizó una prueba ILT la cual fue tomada el 04 de noviembre de 2017; donde se pudo observar la distribución del caudal de inyección, la cual será objeto de análisis y la configuración de las válvulas reguladoras de flujo (tabla 5.23), estos caudales son indispensables para determinar el estado de las válvulas y la respuesta de cada zona.

Tabla 5.22.

Distribución de los mandriles SF-180 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles	
Zona 1	2792	2796	1	
	2822	2828		
	2832	2838		
	2840	2842		
Zona 2	2852	2878		2
	2884	2894		
Zona 3	3123	3144		3
	3193	3196		
	3209	3220		
	3243	3247		4
	3257	3269		

Calculando la permeabilidad, volumen de hidrocarburos, caudal Darcy, caudal máximo y mínimo de diseño que están descritos en el capítulo 4 (ver tabla 5.24) se logra percibir si la configuración actual de caudales por zonas se encuentran dentro de los límites deseados para obtener la mayor cantidad de hidrocarburos con la menor inyección posible.

Tabla 5.23.

ILT- Pozo SF-180. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación
KCU	1 (1)	2792	2796	0	0 %	1000	- 100 %
		2822	2828				
		2832	2838				
		2840	2842				
	2 (2)	2852	2878	2 302	45 %	1000	130 %
		2884	2894				
KCL	3 y 4 (3)	3123	3144	2 839	55 %	3000	- 5 %
		3193	3196				
		3209	3220				
		3243	3247				
		3257	3269				

Tabla 5.24.

Resultados metodología para Pozo SF-180. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	210.7	9.37	685 096	1 112	188	375
2 (2)	356.6	17.56	1 476 660	3 549	405	809
3 y 4 (3)	185	10.38	3 758 712	1 187	1 030	2 060

El pozo SF-180 a noviembre de 2017 inyectaba un caudal de 5110 BWPD durante la realización del ILT que estaba por encima del potencial operativo de 4800 BWPD. Éste caudal pudo generar daños en las válvulas y otros componentes de la sarta, se corrigió el caudal y a 23 de abril del 2018 se encuentra inyectando un caudal de 4160 BWPD por debajo del potencial operativo.

La zona 1 no está operando, esto se evidencia en el ILT (tabla 5.23), donde el caudal que toma la zona es de 0 BWPD (es decir no toma), la permeabilidad promedio es buena y tiene bajo espesor. El taponamiento no se ha determinado si es producto de daño de la válvula o daño en la cercanía del pozo.

La válvula de la zona 2 podría estar desgastada debido a las condiciones de operación a las que trabajaba el pozo anteriormente, esta zona cuenta con excelente permeabilidad y un buen espesor de arenas productoras. Toma un buen caudal pero éste supera el caudal seteado.

La zona 3 cuenta con dos válvulas seteadas a 1500 BWPD cada una, por las condiciones de las válvulas superiores (la válvula 1 taponada y la válvula 2 se seteó a un caudal de 1000 BWPD) el caudal se ve forzado a pasar a través de estas dos válvulas que permiten un mayor flujo. La zona cuenta con la permeabilidad más baja del pozo y el caudal seteado para esta zona excede el diseño, lo que puede causar daño a la formación.

5.9 Pozo SF-203

Este pozo fue perforado el 28 de agosto de 2006, el 15 de septiembre se cañoneó en KCL el intervalo 3201-3340' y se implementó bombeo mecánico, se sentó un empaque a 3100' para completar KCU, el 3 de enero de 2009 se realizó una prueba de integridad de la tubería movilizand una unidad de flush by reasentando la bomba, y realizando la prueba de tubería sin éxito, ésto dejó como consecuencia cerrado el pozo para KCL (producción) y restableciendo inyección por KCU. Luego el 23 de abril de 2009 se realizó cambio a

inyector en KCL, así operó con sarta de inyección conjunta hasta el 15 de junio de 2015 que se realizó el cambio a sarta de inyección selectiva al mismo tiempo que se realizó estimulación acida al intervalo 2851-2952’.

La sarta de inyección tiene instalada tubería 3 1/2’’ EUE 9.3# N80 y un crossover para cambiar el ID de la tubería a 2 7/8’’ encima de la camisa de circulación. Una camisa de circulación modelo L 2 7/8’’ EUE y posteriormente tubería de 2 7/8’’ 6.5# de dos tipos N80 y J55 entre los demás componentes de la sarta de inyección.

La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# uno superior e inferior, y 2 empaques Tandem Hydraulic H3 7" X 2 7/8" 17-26# que se encuentran en medio, en total los empaques separan 4 zonas de inyección. En las zonas de inyección se encuentran instalados 5 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.25. La zona 2 tiene dos mandriles con sus respectivas válvulas porque requiere mayor caudal que el que puede regular una sola válvula. La sarta de inyección tiene un tapón de 2 7/8" EUE instalado al final de la sarta para que el caudal sea dirigido hacia las válvulas y se pueda realizar la regulación a través de estas mismas.

Tabla 5.25.

Distribución de los mandriles SF–203 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	2814	2826	1		
	2851	2857			
	2868	2879			
Zona 2	2895	2928		2	
	2943	2952		3	
Zona 3	3201	3223			4
Zona 4	3234	3243	5		
	3255	3261			
	3264	3272			
	3283	3300			
	3308	3316			
	3320	3328			
	3333	3340			
	3360	3380			

* Los perforados 3360– 3380' son posteriores al ILT.

La tabla de resultados 5.26 muestra la distribución de la inyección para cada uno de los mandriles según el análisis y la interpretación del registro ILT. El análisis del registro ILT indica que por el poco espacio que hay entre los mandriles 2 y 3 (16 pies) no es posible discretizarlos.

Para realizar el análisis correspondiente al caudal, se aplicó la metodología descrita en el capítulo 4. La permeabilidad promedio, el espesor neto y el volumen de hidrocarburos se encuentran tabulados para la zona que influencia cada mandril con los respectivos resultados obtenidos aplicando la metodología (ver tabla 5.27).

Tabla 5.26.

ILT- Pozo SF-203. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación
KCU	1 (1)	2814	2826	391	6%	500	- 22%
		2851	2857				
		2868	2879				
	2 y 3 (2)	2895	2928	3 404	53%	4000	- 15%
		2943	2952				
KCL	4 (3)	3201	3223	1 178	19%	900	31%
	5 (4)	3234	3243	1 399	22%	1200	17%
		3255	3261				
		3264	3272				
		3283	3300				
		3308	3316				
		3320	3328				
	3333	3340					

Tabla 5.27.

Resultados metodología para Pozo SF-203. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPD)	Q min (BWPD)	Q max (BWPD)
1 (1)	114.6	15.06	476 141	833	130	261
2 y 3 (2)	284.5	37.58	2 490 334	5 238	682	1 365
4 (3)	149	10.35	939 976	834	258	515
5 (4)	90	40.98	2 471 264	1 993	677	1 354

La zona 1 tiene permeabilidad relativamente baja dentro del pozo y un pequeño espesor neto de arenas; el caudal fue sobredimensionado y la formación está respondiendo al caudal seteado de buena manera (ver tabla 5.26), se debe reajustar el caudal por debajo del Q max (tabla 5.27) para evitar que se produzcan daños en la formación.

La zona 2 tiene buena permeabilidad y un excelente espesor neto de arenas, se sobredimensionó el caudal debido al volumen de hidrocarburos por encima del Q max (tabla 5.27) por lo cual se debe reajustar la configuración de las válvulas, no se requiere estimular ya que la respuesta al caudal seteado es buena (ver tabla 5.26) y las propiedades petrofísicas son buenas (tabla 5.27).

La zona 3 se encuentra inyectando un caudal superior al seteado y supera el caudal máximo de diseño y el caudal Darcy, podría deberse a una canalización debido al sobredimensionamiento.

La zona 4 tiene un diseño óptimo, la permeabilidad es baja pero cuenta con gran espesor por lo que el caudal es preciso para las características y las existencias de hidrocarburos. El cañoneo nuevo es perfectamente soportado dentro de la zona 4 siendo inyectado a través de la válvula 5, este nuevo cañoneo fue incluido dentro de los cálculos realizados.

5.10 Pozo SF-204

Este pozo se completó y fue puesto en producción el 28 de agosto de 2006. Se dejó inyección por anular para KCU hasta el 27 de abril de 2009 donde se realizó la conversión a inyector para KCL. El 8 de octubre de 2015 se realizó el cambio a sartas selectivas, influenciando los pozos SF-024, 124, 139 y 185.

La configuración de la sarta de inyección tiene tubería 3 1/2'' EUE 9.3# N80, un crossover para cambiar el tipo de conexión a TSB y la tubería principal es 3 1/2'' TSB 9.2# N80 hasta

la camisa de circulación. Dos crossovers para cambiar el ID y la conexión para ubicar la camisa de circulación modelo L 2 7/8" EUE que está instalada para el control del pozo. Luego se encuentra tubería de 2 7/8" 6.5# N80 entre los demás componentes de la sarta de inyección.

La sarta tiene 2 empaques hidráulicos EI-H6FLRS EUE 17-26# y 1 empaque Tandem Hydraulic H3 7" X 2 7/8" 17-26# que se encuentra en medio, en total los empaques separan 3 zonas de inyección dentro de la sarta. En las zonas de inyección se encuentran instalados 3 mandriles orientados WI-MMG (salida vertical) con sus respectivas válvulas reguladoras de flujo, las válvulas están dirigidas a las zonas de acuerdo a la tabla 5.28. La sarta de inyección tiene un tapón de 2 7/8" EUE instalado al final de la sarta para que el caudal sea dirigido hacia las válvulas y se pueda realizar la regulación a través de éstas mismas. Cuenta además con inyección a través de anular (ver tabla 5.28).

El ILT para SF-204 fue tomado el 11 de enero de 2018 y los datos obtenidos se encuentran registrados en la tabla 5.29.

El caudal de Inyección promedio registrado en superficie durante el registro ILT fue 960 BWPD (datos verificados en el medidor de flujo instalado en la línea de inyección) y la tasa calculada con el registro ILT es de 942 BWPD. Con los datos obtenidos se puede observar un comportamiento de la inyección que es óptimo de acuerdo a los caudales seteados.

Tabla 5.28.

Distribución de los mandriles SF-204 según las zonas de inyección. (Lupatech, 2017)

Selectividad	Perforados		Mandriles		
Zona 1	2783	2786	Anular		
	2789	2792			
	2799	2807			
	2812	2830			
	2838	2860			
	2909	2914			
	2926	2930			
Zona 2	3068	3071		1	
Zona 3	3105	3112			2
	3115	3128			
	3130	3137			
Zona 4	3160	3164			3
	3175	3186			
	3194	3225			
	3236	3250			

Tabla 5.29.

ILT- Pozo SF-204. (Lupatech, 2017)

Formación	Mandril (Zona)	Perforados		Q (BWPD)	Qi %	Seteo VRF BWPD	% Desviación
KCU	A (1)	2783	2786	866			
		2789	2792				
		2799	2807				
		2812	2830				
		2838	2860				
		2909	2914				
		2926	2930				
KCL	1 (2)	3068	3071	207	22%	200	4 %
	2 (3)	3105	3112	503	53%	500	1 %
		3115	3128				
		3130	3137				
	3 (4)	3160	3164	232	25%	300	- 23 %
		3175	3186				
		3194	3225				
3236		3250					

La configuración del completamiento va dirigido especialmente hacia KCL con una distribución de los caudales para esta formación.

En la tabla 5.30 se observa las características petrofísicas de cada zona, las cuales van a ser objeto de análisis y utilizadas en la metodología del capítulo 4 en el cual se van a realizar los cálculos de caudal para así proponer el seteo de las válvulas reguladoras de flujo y obtener un barrido homogéneo de hidrocarburos.

Tabla 5.30.

Resultados metodología para Pozo SF-204. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandril (Zona)	K (mDarcys)	H neto (ft)	Volumen de HC (STB)	Q Darcy (BWPd)	Q min (BWPd)	Q max (BWPd)
A (1)	287.1	46.18	2 779 025	8305	761	1523
1 (2)	86.4	5.99	279 907	352	76.7	153.4
2 (3)	141.4	15.57	1 572 174	1499	430.7	861.5
3 (4)	167.1	25.7	581 861	3263	159.4	315.8

A través del anular se inyecta hacia KCU, con un caudal adecuado al diseño. Este caudal es tomado fácilmente ya que la permeabilidad promedio es alta y su espesor neto de arenas es grande.

La zona 2 se seteo a un caudal mayor al máximo de diseño y la formación responde adecuadamente a el seteo observado en el ILT; estando por encima del caudal máximo, se requiere bajar el caudal para evitar problemas durante la inyección.

La zona 3 está respondiendo óptimamente al seteo y es correspondiente dentro de los caudales de diseño.

La zona 4 se encuentra inyectando a un caudal que está en los parámetros de diseño pero aunque sus propiedades petrofísicas son las mejores del pozo, el caudal registrado en el ILT está por debajo del caudal seteado.

6 Recomendaciones técnicas

Para la exactitud de los resultados de los caudales de diseño es necesario garantizar que los datos petrofísicos que van a ser utilizados sean recientes y representativos de las áreas a estudiar.

6.1 SF-021

Se recomienda instalar una válvula dummy para cerrar la zona 1 y realizar estimulaciones en las zonas 2 y 3. El seteo propuesto para cada zona se encuentra registrado en la tabla 6.1, en la zona 4 y en el mandril 6 que se encuentra en la zona 5 se presenta un caso especial debido a que el caudal está por encima del caudal máximo permitido, aunque se presenten buenas características, la presencia de hidrocarburos en éstas arenas es muy bajo y si se sigue inyectando el volumen de agua actual puede acarrear problemas de canalización.

Se recomienda revisar las válvulas de la zona 2 y 5 (mandriles 5 y 6) para evaluar el estado actual en que se encuentran y si es necesario reemplazarlas, debido a que en el ILT se ven reflejado caudales en la zona 5 superiores a los seteados, y en la zona 2 no está operando.

Actualmente está operando a 3740 BWPD y cuenta con un potencial de 4000 BWPD, pero se recomienda bajar la inyección a 2500 BWPD.

Tabla 6.1.

Plan de caudales SF-021. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-021	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	550	0
2	550	100
3	2000	700
4	1100	350
5	1100	1000
6	1100	400
Total	6400	2550

6.2 SF-034

De acuerdo al análisis se concluye que la inyección está dentro de los parámetros calculados por lo que no se requieren cambios en la configuración. La zona 3 requiere una intervención de fractura y estimulación para mejorar la permeabilidad y aumentar la eficiencia.

De acuerdo a la configuración recomendada de los caudales de las válvulas (1400 BWPD totales) y al potencial operativo de 1500 BWPD, se puede ajustar un caudal en cabeza de 1350 BWPD.

6.3 SF-047

Se recomienda realizar trabajos de estimulación debido al bajo caudal que toma pero presenta excelente permeabilidad en la formación de lo cual se concluye que la zona debe tener problemas en la cara del pozo.

La zona 4 tiene baja permeabilidad por lo que se sugiere un trabajo de fracturamiento y estimulación, además bajar el caudal de la válvula a 800 BWPD para optimizar la inyección.

El potencial operativo del pozo es 2200 BWPD y la suma de los caudales recomendados es de 1900 BWPD por lo cual se puede inyectar cerca de 1800 BWPD para evitar generar problemas en el completamiento.

6.4 SF-071

En la zona uno se debe bajar el caudal a 400 BWPD, esto se da por el contenido bajo de hidrocarburos con respecto a las otras zonas y con el fin de dirigir la inyección a la zona 4 debido al gran contenido de hidrocarburos, dadas las propiedades petrofísicas en la zona 4 se requiere un fracturamiento y estimulación para aumentar el caudal cerca al mínimo de diseño. El ajuste de caudales propuesto está basado en el potencial operativo que es de 4100 BWPD, por lo cual se recomiendan los caudales anexos presentados en la tabla 6.2 y manejar un caudal de 4000 BWPD con el fin de no sobrepasar el potencial operativo del pozo.

Tabla 6.2.

Plan de caudales SF-071. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-071	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	600	400
2 y 3	2500	2500
4	500	500
5	500	700

6.5 SF-089

El caudal seteado en las válvulas 1 y 2 pertenecientes a la zona 1 están sobredimensionado, se recomienda ajustar los caudales según la tabla 6.3. También es necesario evaluar el daño de las válvulas del mandril 1 de la zona 1 y la zona 2, para optimizar el barrido de hidrocarburos se recomienda estimular las zonas 2 y 3.

El caudal operativo es de 5100 BWPD pero dadas las recomendaciones anteriores es necesario reducir el caudal en cabeza de pozo a 3700 BWPD.

Tabla 6.3.

Plan de caudales SF-089. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-089	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	1700	600
2	1700	1500
3	400	400
4	700	700
5	600	600
Total	5100	3800

6.6 SF-122

El caudal de las zonas 1 y 2 debe bajarse para evitar problemas de canalización, además se cuenta con buena permeabilidad por lo que no se requieren trabajos de estimulación. También existe oportunidad para aumentar el caudal de la zona 3 para incrementar la producción, aunque el diseño es bueno se pueden ajustar los caudales según la tabla 6.4 y obtener mayor eficiencia. El potencial operativo es de 3000 BWPD y no se ha superado,

pero se recomienda disminuir el caudal a 2200 BWPD para evitar daños al completamiento según el ajuste de caudales recomendado.

Tabla 6.4.

Plan de caudales SF-122. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-122	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	500	300
2	1500	500
3	1000	1500
Total	3000	2300

6.7 SF-157

El pozo se debe ajustar para obtener una mayor inyección en la zona 3 que tiene el volumen de hidrocarburos más grande en el pozo, la realización de una estimulación en las arenas inyectadas a través del mandril 3 que se encuentra en la zona 2 permitirá un aumento de la producción de hidrocarburos y un barrido uniforme de todas las formaciones.

Los ajustes de caudal recomendados son observables en la tabla 6.5. El potencial operativo es de 3500 BWPD y la inyección recomendada en cabeza de pozo es de 2800 BWPD.

Tabla 6.5.

Plan de caudales SF-157. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-157	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	1500	400
2	1000	300
3	1000	150
4	500	2000
Total	4000	2850

6.8 SF-180

El pozo ha inyectado por encima del potencial operativo que es 4800 BWPD, es necesario retirar las válvulas de la zona 1 y 2 para evaluar el daño producido por superar el potencial. Los caudales recomendados para el pozo se encuentran en la tabla 6.6, el caudal de la zona 3 se divide para dos mandriles por lo que los mandriles 3 y 4 deberían setearse a 1000 BWPD cada uno.

El potencial operativo es de 4800 BWPD y el caudal para evitar daños en el completamiento es de 3000 BWPD.

Tabla 6.6.

Plan de caudales SF-180. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-180	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	1000	300
2	1000	800
3 y 4	3000	2000
Total	5000	3100

6.9 SF-203

El pozo presenta sobredimensionamiento de caudales por lo cual se recomienda ajustar los caudales según la tabla 6.7, además es importante evaluar el daño sobre la válvula de la zona 3 y colocar una válvula dummy remplazando una de las dos válvulas de la zona 2 dejando una sola inyectando el caudal recomendado o las dos con la mitad del caudal recomendado.

Bajar el caudal de inyección en cabeza de pozo cerca a los 2700 BWPD.

Tabla 6.7.

Plan de caudales SF-203. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-203	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	500	200
2 y 3	4000	1000
4	900	400
5	1200	1200
Total	6600	2800

6.10 SF-204

La configuración recomendada (tabla 6.8) fue realizada en base a los caudales de diseño, también se recomienda la realización de una estimulación para la zona 4 y una inyección en cabeza cercana a los 850 BWPD para no afectar el completamiento. Por anular se recomienda mantener la inyección superior a los 800 BWPD y por debajo de 1200 BWPD.

Tabla 6.8.

Plan de caudales SF-204. Fuente: Medina, Carlos & Medina, Manuel

Mandriles del Pozo SF-204	Q seteado actualmente	Q seteado propuesto
1	200	100
2	500	500
3	300	300
Total	1000	900

7 Conclusiones

Mediante la configuración de sartas de inyección selectiva se puede tener mayor control sobre los caudales y dirigir el agua a todas las arenas para que tomen un porcentaje de inyección.

El propósito de las sartas de inyección selectivas es realizar un barrido vertical homogéneo del volumen total de hidrocarburos en todas las arenas.

La sarta selectiva permite tener control sobre el barrido de hidrocarburos en medio poroso para cumplir con el periodo de tiempo proyectado a desplazar el volumen total extraíble en 10 años.

Se concluye que inyectar por encima del potencial operativo del completamiento acarrea grandes problemas a largo plazo en las válvulas de las sartas selectivas, llevando al desgaste fácilmente evidenciado a lo largo de las descripciones, análisis y optimización de los estados mecánicos y los perfiles de inyección de los pozos completados con sartas selectivas del Campo San Francisco.

Los registros ILT son indispensables para evaluar los diseños, el funcionamiento de las válvulas y según los resultados se puedan realizar los trabajos pertinentes que se requieran en los pozos tales como estimulaciones, fracturamientos y cambios de válvulas.

8 Recomendaciones

Monitorear la inyección durante el tiempo que sea necesario para observar la respuesta en los pozos productores, comparando la data de producción, antes y después de la intervención de los caudales ajustados.

Revisar y ajustar los caudales propuestos por este trabajo para obtener resultados y poder reevaluar los cálculos si es necesario.

Al momento de reevaluar caudales propuestos, revisar los datos petrofísicos que van a ser utilizados para realizar los cálculos de los diseños de caudal, además que los datos sean lo más actuales posibles para realizar diseños de caudal que sean eficientes, puesto que no tener en cuenta esta recomendación, puede generar resultados erróneos que se verán reflejados en fracturas y canalizaciones en la formación generando daños que perjudiquen la producción.

Revisar constantemente que la inyección no esté operando por encima del potencial operativo el cual ha sido calculado en el diseño del completamiento, esto puede generar daños a largo plazo. El monitoreo debe estar acompañado por la evaluación de las causas para corregir cualquier error en el sistema de inyección.

Extraer las válvulas que presentan daño las cuales se describen en el capítulo 6. Recomendaciones técnicas y evaluar porque se encuentran taponadas o desgastadas, puede ser debido a arenamiento o a la calidad del agua.

Es importante realizar una prueba de calidad de agua para evitar daño a los equipos de inyección y al completamiento, las bombas de inyección deben funcionar en condiciones apropiadas para no sobrepasar el potencial operativo.

Referencias

- American Completion Tools . (2017). *American Completion Tools*. Obtenido de <http://americancompletiontools.com/act-model-l-sliding-sleeve/>
- B&S Oil tools equip. IND. LTDA. (s.f.). *B&S Oil tools equip. IND. LTDA*. Obtenido de www.bsoiltools.com.br
- Craig, F. F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding* . New York: HL Doherty Memorial Fund of AIME.
- Ecopetrol S.A. (2014). *Ecopetrol*. Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es>
- Ecopetrol S.A. (2004). *Historia y generalidades del Campo San Francisco*. Neiva.
- Escobar-Remolina, J. C. (2014). *An Effective Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves*. (S. o. Engineers, Ed.) Denver, Colorado, USA: En SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Ediciones astro data SA.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Herrera Diaz, F. A. (2011). *Empaques de producción*. Villavicencio.

Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*.

Latil, M. (1980). *Enhanced oil recovery*. Paris: Éditions Technip.

Lupatech. (2017). *ILT-SFCO*. Campo San Francisco.

Medina, J. (5 de Mayo de 2012). Obtenido de <http://inyeccionselectiva.blogspot.com.co/>

Moreno Cruz, A. M. (2011). *Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicada a la fase piloto en Campo Tibú (Ecopetrol)*. Bucaramanga.

Schlumberger Limited. (2018). *Schlumberger Limited*. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/gas-lift/mmg.pdf

Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *Waterflooding*. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.

Texproil. (2017). *Texproil*. Obtenido de www.texproil.com.ar